

# Le « grand retour » des majors du pétrole à la faveur du troisième choc pétrolier

## Classes d'entreprises et groupes stratégiques de l'industrie pétrolière

Par Rodolphe GREGGIO

Professeur de classes préparatoires aux grandes écoles (CPGE), Lycée Carnot, Paris

et Benoît MAFFÉI

Directeur de recherche, École des hautes études commerciales (EDHEC), Paris

Le secteur pétrolier se caractérise depuis un certain nombre de décennies par un profond paradoxe : tout en ayant été exclues des gisements les plus rentables par des vagues de nationalisations intervenues notamment depuis les années 1970, et bien que désormais largement minoritaires en termes de parts de la production mondiale, les multinationales occidentales du pétrole ont réussi à conserver un solide *leadership* financier, technologique et stratégique, tandis que l'autonomie des opérateurs issus notamment des pays émergents demeure, quant à elle, tout à fait relative. La stabilité des positions comparées des acteurs présents dans la filière pétrolière induit à proposer une interprétation en termes de « classes d'entreprises », de préférence à la catégorie communément admise de « groupes stratégiques » - autrement dit à privilégier une subdivision sectorielle en catégories d'entreprises relativement étanches (bien qu'en constante rivalité/collaboration entre elles), dont les stratégies sont surdéterminées par des contraintes géopolitiques et industrielles qu'il est difficile de subvertir.

La dernière décennie a vu la production des grandes multinationales du pétrole d'origine occidentale diminuer fortement, érodant d'autant la part de ces acteurs historiques dans les exportations, et ce au moment même où (paradoxalement) leur effort d'investissement triplait. Le recul tendanciel de leurs parts de marché et la remise en cause de leur rentabilité, entamés au tournant des années 1970 avec les grandes nationalisations des pays de l'OPEP, semblent s'être poursuivis, mais, cette fois-ci, au profit des groupes chinois, et dans une moindre mesure de ceux d'Asie du Sud-est et de la Communauté des États Indépendants (CEI).

De 2004 à 2013, la production des « 5 majors »<sup>(1)</sup>, lointaines héritières des « 7 sœurs », a reculé de 25 % environ, et celle des « 11 majors »<sup>(2)</sup> de 13 %. À l'heure

actuelle, on peut estimer que les grands groupes occidentaux n'extraient plus qu'environ un cinquième du pétrole mondial<sup>(3)</sup>, soit la moitié de la production des entreprises nationales d'hydrocarbures des pays de l'OPEP et qu'ils ne disposent plus que de 16 % des réserves. La part relative de leur chiffre d'affaires s'est considérablement réduite et leurs bénéfices ont eu tendance à stagner en dépit des cours très élevés du brut<sup>(4)</sup>.

Pourtant, ces multinationales occidentales du pétrole semblent avoir surmonté leur crise historique : toujours

<sup>(1)</sup> Les cinq leaders mondiaux : ExxonMobil, Shell, BP, Chevron et Total.

<sup>(2)</sup> Les Majors 5 auxquelles on ajoute ConocoPhillips/Phillips66, ENI, Valero, Statoil, Repsol et Marathon (autrement dit, les grandes entreprises anglo-saxonnes, ainsi que les opérateurs d'une Europe soucieuse de son indépendance énergétique).

<sup>(3)</sup> Les entreprises nationales d'hydrocarbures des pays de l'OPEP représentaient 40,6 % de la production mondiale de pétrole en 2013, contre 19,5 % pour les Majors 5, 5,3 % pour les groupes de taille moyenne des États-Unis, 2 % pour les groupes canadiens, 1,5 % pour les groupes occidentaux de taille moyenne, 5,8 % pour les groupes chinois, 2,6 % pour les groupes du Sud-est asiatique, 1,3 % pour les groupes indiens, 0,8 % pour les groupes coréens et japonais, 12 % pour les groupes de la CEI, 8 % pour les groupes latino-américains et 0,6 % pour les petites entreprises pétrolières.

<sup>(4)</sup> Une tendance semblable à l'érosion s'observe pour les immobilisations, au profit des groupes chinois et latino-américains (en raison du colossal programme d'investissements du brésilien Petrobras).

aux premières places dans les classements des entreprises mondiales tous secteurs confondus, elles conservent des atouts considérables, notamment une rente technologique qui devrait leur permettre de faire face à l'épuisement des gisements en production ainsi qu'à l'augmentation prévisionnelle de la demande<sup>(5)</sup> - autrement dit leur ouvrir la voie, probablement sans alternative, vers l'exploitation de gisements non conventionnels situés dans des environnements très hostiles et aux coûts de production très élevés<sup>(6)</sup>.

Cette tension stratégique invite à approfondir la portée des bouleversements économiques et politiques des dernières décennies dans l'industrie pétrolière (nationalisations, mondialisation, essor des hydrocarbures non conventionnels), et notamment à étudier leur impact réel sur l'hégémonie des leaders traditionnels. Elle conduit à interroger le concept de groupe stratégique (entendu comme l'« ensemble des entreprises appartenant à une même industrie et poursuivant des stratégies homogènes ») et son degré d'applicabilité au domaine pétrolier et à ses leaders.

Confrontées à de puissantes dynamiques adverses, privées de leurs rentes les plus substantielles, menacées dans leurs équilibres financiers, en particulier en raison de l'obligation pour elles de reconstituer leurs réserves dans des conditions de plus en plus problématiques, ces majors ont dû élaborer des stratégies implacables de reconquête impliquant leur retour à la rentabilité, le maintien de leur avantage technologique et un redéploiement géographique.

## Une rentabilité substantielle

L'analyse financière du secteur pétrolier se heurte à des difficultés méthodologiques quasi insurmontables : des degrés de diversification hors du pétrole très variables<sup>(7)</sup>, l'opacité des comptes des groupes publics des pays rentiers<sup>(8)</sup>, de fortes incertitudes

quant aux réserves<sup>(9)</sup>. Cependant, si l'on se réfère à un échantillon assez significatif<sup>(10)</sup> (même s'il est fortement biaisé du fait qu'il exclut en particulier les entreprises publiques aux rentes les plus importantes, dont le saoudien Aramco, leader mondial incontesté), on peut estimer que les grands groupes occidentaux se situent dans la moyenne sectorielle aussi bien de par leur marge commerciale que de par leur rentabilité industrielle (l'efficacité industrielle des leaders est nettement supérieure à celle des entreprises de taille inférieure, mais ce sont les grands opérateurs des pays émergents, à l'exception notable de la Chine, qui apparaissent particulièrement productifs - même si la plupart d'entre eux se contentent d'exploiter les rentes naturelles nationales). En revanche, ce sont bien les majors qui parviennent le plus souvent à maximiser la rentabilité de leurs investissements<sup>(11)</sup>.

Dans tous les cas, ces majors détiennent plus du tiers des fonds propres des entreprises de la branche et sont, en général, faiblement endettées (avec un ratio frais financiers/chiffre d'affaires, en 2013, de 0,31 % - contre une moyenne sectorielle de 0,73 %), à l'opposé d'un grand nombre d'opérateurs émergents<sup>(12)</sup>. Cette abondance s'explique certes par le degré de risque élevé qui caractérise le secteur des hydrocarbures. Mais, de toute manière, les entreprises les plus rentables n'avaient aucune raison de faire jouer un hypothétique effet de levier : à la suite du troisième choc pétrolier, les grands groupes possédaient des trésoreries si florissantes que l'investissement le plus profitable qui s'offrait à elles consistait à racheter des titres et à annuler ainsi une fraction de leur capital.

---

• en ne publiant pas de comptes, ces entreprises rendent plus difficile l'évaluation de leurs coûts de production, et donc celle de leurs rentes pétrolières.

Toutes les grandes entreprises du secteur ont en fait recours à des sociétés de *trading* pour écouler leurs productions, et les transactions sont dans la grande majorité des cas enregistrées dans des pays tiers offrant des conditions fiscales très favorables (tout en garantissant un respect strict du secret des affaires).

<sup>(9)</sup> Les groupes pétroliers doivent (en théorie) comptabiliser les droits miniers qu'ils possèdent. Or, les réserves possédées par les différentes entreprises ne sont pas comparables d'un point de vue juridique : disposant d'un monopole géographique, les groupes publics sont propriétaires de leurs ressources (souvent colossales), alors que les entreprises privées doivent continuellement découvrir de nouveaux gisements pour compenser les volumes extraits. Le niveau de ces réserves, tel qu'il est publié, est de surcroît soumis à des stratégies de communication qui ne sont pas identiques (survalorisation pour obtenir des quotas de production supérieurs dans le cadre de l'OPEP, ou afin de faire progresser les cours des actions, pour les entreprises cotées ; minoration, au cas où l'on souhaiterait éviter un effritement du cours du baril ; dissimulation des découvertes afin de lisser les variations de ce dernier).

<sup>(10)</sup> Voir le tableau en annexe.

<sup>(11)</sup> Voir le tableau en annexe. La rentabilité financière des entreprises d'Asie du Sud-est, d'Inde et de la CEI est également très élevée. En revanche, celle des entreprises latino-américaines souffre de la situation difficile de Pemex (véritable compte annexe du Trésor mexicain) et de celle de Petrobras, consécutive à la réalisation d'un programme d'investissement surdimensionné pour un opérateur unique et à des détournements de fonds massifs.

<sup>(12)</sup> Lorsque ce ratio excède 3 %, la situation d'une entreprise est tenue pour difficile. Au-delà de 5 %, elle est considérée comme irrémédiablement compromise.

<sup>(5)</sup> D'après l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), la demande devrait passer de 87 à 100 millions de barils par jour d'ici à 2030-2035.

<sup>(6)</sup> L'AIE estime à 6 % le rythme moyen de la baisse de la production des gisements ayant dépassé leur pic de production : seule l'augmentation de l'extraction de ressources non conventionnelles devrait permettre de compenser un tel repli.

<sup>(7)</sup> Contrairement aux multinationales émergentes, les groupes occidentaux sont souvent des conglomerats relativement diversifiés : le recul de leur chiffre d'affaires peut dans bien des cas être interprété comme résultant d'une stratégie de diversification en dehors du *core business*.

<sup>(8)</sup> Les États ne publient pas de documents financiers relatifs à leurs entreprises publiques pétrolières s'ils en sont les propriétaires exclusifs (parmi les pays membres de l'OPEP, seul le Venezuela diffuse les comptes financiers actualisés et audités de son entreprise nationale des hydrocarbures, Petróleos de Venezuela SA), et ce principalement pour trois raisons :

- ces entreprises publiques constituent la principale source de financement de leurs autorités de tutelle, ce qui contribue à la dégradation de leurs performances financières ;
- une grande partie de leur production n'est pas commercialisée à des prix correspondant aux cours mondiaux : subventions aux produits pétroliers destinés au marché intérieur, déconnexion des prix des livraisons consenties à certains pays réputés « amis » dans le cadre de diplomatie pétrolières plus ou moins secrètes ;

Les fondements de cette rentabilité doivent d'abord être recherchés dans la taille. Au tournant des années 2000, pour surmonter la crise induite par la langueur persistante des prix du contre-choc pétrolier et les surcapacités de production, les majors ont été autorisées à procéder à des fusions défensives tout à fait classiques<sup>(13)</sup>, même si la branche est soumise à un

<sup>(13)</sup> Exxon et Mobil en 1999, Chevron (qui avait déjà absorbé Gulf Oil en 1984) et Texaco (qui avait déjà absorbé Getty Oil en 1984) en 2000-2001, Total Fina et Elf au cours des années 1999-2000. BP a fusionné avec l'américain Amoco en 1998 et a absorbé Arco en 1999. Shell a procédé à des échanges d'actifs avec Texaco et Mobil pour rationaliser ses structures, puis il a acquis Pennzoil-Quaker State en 2002. En 2001, Conoco et Phillips Petroleum ont fusionné à leur tour. En 2005, le quatrième groupe des États-Unis, Valero Energy, a racheté le huitième, Premcor (raffinage). La même année, Marathon Oil a achevé sa fusion avec Ashland, tandis que Chevron faisait l'acquisition d'Unocal en 2005 (pour le soustraire au chinois CNOOC). En 2006, Burlington Resources a été racheté par ConocoPhillips, et, en 2010, XTO (qui avait acquis Hunt Petroleum en 2008) est devenu une filiale d'Exxon. Même le Japon n'est pas resté à l'écart du mouvement : en fusionnant Nippon Oil et Nippon Mining en 2011, l'Archipel s'est doté d'une entreprise dont la taille reste toutefois sensiblement inférieure à celle de ses homologues chinois.

processus permanent de concentration qui concerne non seulement les leaders, mais aussi les entreprises de taille intermédiaire<sup>(14)</sup>, dont le nombre est en baisse aux États-Unis<sup>(15)</sup>, ainsi que les entreprises parapétrolières (raffinage, études géophysiques)<sup>(16)</sup>.

<sup>(14)</sup> Ainsi d'Anadarko rachetant Kerr Mc-Gee (en 2006).

<sup>(15)</sup> À ne pas confondre avec les quelque 60 000 producteurs de pétrole indépendants, qui sont des propriétaires fonciers exploitant les seuls gisements situés à la verticale des terrains qui leur appartiennent.

<sup>(16)</sup> Un domaine constitué désormais en oligopole (après la fusion des sociétés Halliburton et Dresser Industries, Schlumberger et Camco, Baker Hughes et Western Atlas). En France, les sociétés Technip et Coflexip ont été fortement incitées à fusionner en 2001, donnant ainsi naissance au premier groupe européen d'ingénierie et de services pétroliers. Cela expliquerait pour partie la hausse des prix des services parapétroliers. Cette situation n'empêche non moins les entreprises publiques que les sociétés privées d'avoir de plus en plus recours à ce type de prestation : les secondes y voient un gage de flexibilité et d'efficacité, tandis que les premières cherchent à bénéficier d'avancées technologiques sans avoir à conclure des accords de partenariat avec des sociétés privées, celles-ci étant le plus souvent originaires des grands pays importateurs de pétrole.



Photo © Agence Estado/ZUMA/REA

La Présidente du Brésil, Dilma Rousseff, lors de l'inauguration de la plateforme pétrolière P-56 de Petrobras, à Angra dos Reis (Brésil), juin 2011.

« L'équipement du gisement pétrolier supergéant de Kashagan (au Kazakhstan) et la création du district industriel gazier de Ras Laffan (au Qatar) ont été les deux plus importants chantiers industriels de la décennie passée : à bien des égards, le colossal programme d'investissement en cours pour exploiter les gisements pétroliers *offshore* situés au large des côtes du Brésil (évalué entre 200 et 250 milliards de dollars) a pris le relais. »

Cette stratégie de recherche de la taille critique enclenche un ensemble de mécanismes, *a priori* vertueux : la réduction des coûts et les économies d'échelle, en premier lieu, mais aussi la capacité de financer de gros projets susceptibles de dégager en retour suffisamment de gains pour envisager d'éventuelles autres fusions (même si le troisième choc pétrolier a raréfié de telles opérations, devenues, de ce fait, très onéreuses). L'industrie des hydrocarbures est un secteur à très haute intensité technologique employant peu de personnel par rapport aux investissements engagés<sup>(17)</sup>, et seule la rentabilité des grands groupes occidentaux autorise la réalisation des projets les plus ambitieux, qui représentent aujourd'hui les opérations industrielles les plus coûteuses tous secteurs confondus. L'équipement du gisement pétrolier supergéant de Kashagan (au Kazakhstan) et la création du district industriel gazier de Ras Laffan (au Qatar) ont été les deux plus importants chantiers industriels de la décennie passée : à bien des égards, le colossal programme d'investissement en cours pour exploiter les gisements pétroliers *offshore* situés au large des côtes du Brésil (évalué entre 200 et 250 milliards de dollars) a pris le relais.

Mais la taille comporte un autre avantage, à savoir une répartition des actifs de nature à réduire le risque subi par l'ensemble ainsi constitué. Seules les multinationales sont en mesure de neutraliser le hasard par une politique à la fois ambitieuse et redistribuant convenablement le risque, en particulier *via* la mutualisation au sein de consortiums avec d'autres opérateurs (sans oublier les stratégies d'optimisation fiscale, consistant, par exemple, à compenser les pertes sur le marché du gaz aux États-Unis par les gains sur celui du pétrole). *A contrario*, l'industrie pétrolière est très risquée pour ceux qui ne peuvent qu'insuffisamment diversifier leurs investissements et ne peuvent dès lors qu'espérer compenser des pertes prévisibles par des gains potentiels. Pour les entreprises issues des pays émergents, une telle mutualisation des aléas est d'autant moins envisageable qu'un nationalisme rigoureux les prive d'une certaine liberté d'action.

Au-delà de la taille, la rentabilité des majors provient d'un deuxième paramètre, la plus grande maîtrise de la chaîne de valeur *via* une stratégie de focalisation accrue. Ces groupes ont eu tendance à rationaliser leurs activités, voire à se désengager d'un aval (raffinage, pétrochimie, distribution) beaucoup moins rentable que l'amont (recherche et production), alors que, par exemple, les entreprises des pays industriels importateurs asiatiques<sup>(18)</sup> ont une production relativement limitée et sont spécialisées dans les activités aval<sup>(19)</sup>.

<sup>(17)</sup> Pour autant, les dépenses de R&D demeurent faibles, le secteur pétrolier mettant surtout en œuvre des avancées obtenues dans d'autres domaines.

<sup>(18)</sup> La Corée du Sud, le Japon, Singapour et Taïwan.

<sup>(19)</sup> Les contraintes techniques (le transport du pétrole brut est plus aisé que celui des produits raffinés, ce qui justifie la localisation des raffineries à proximité des zones de consommation) finissent par prendre le pas sur les arbitrages financiers.

De même, les multinationales occidentales ont, pour le moment, relativement délaissé l'exploration des hydrocarbures non conventionnels : absence de réelles synergies, rentabilité faible et aléatoire, comme le prouve le cas des PME américaines engagées dans le secteur (à cause de la multiplication des forages, de l'épuisement prématuré des gisements, de l'effondrement des prix du gaz sur le marché domestique des États-Unis). De fait, la montée en puissance des hydrocarbures de roche mère (également appelés pétrole et gaz de schiste) - en particulier aux États-Unis - a été en grande partie préparée au sein des laboratoires publics de recherche, tandis que les multinationales ont été plutôt surprises par cet essor.

Mais même si les majors se recentrent sur leur cœur de métier, elles n'en poursuivent pas moins leur stratégie traditionnelle de maîtrise de l'ensemble de la filière. À cet égard, l'indépendance des PME, notamment de celles qui sont engagées dans l'exploration des ressources non conventionnelles, mérite d'être questionnée. Comme l'activité de prospection est hautement capitalistique, les apports en fonds propres doivent être complétés par des crédits bancaires. Or, il apparaît que les banques accordent dans cette branche des prêts en fonction de critères qui diffèrent de ceux que l'on applique ailleurs : la pression des majors, dont les PME ne sont bien souvent que des ramifications officieuses, n'y est sans doute pas étrangère.

Financés dès le départ par de grands groupes qui les utilisent secrètement comme intermédiaires ayant pour mission d'explorer des zones particulièrement risquées d'un point de vue technologique et politique, ces éclaireurs ne sont de surcroît pas à l'abri d'un rachat pur et simple, en cas de réussite (en particulier dans les hydrocarbures non conventionnels, seule échappatoire possible en définitive à l'épuisement des gisements classiques). Il n'est donc pas à exclure que les multinationales anglo-saxonnes, peu désireuses de s'exposer, aient laissé de petites entités expérimenter des technologies dont la mise au point avait requis plusieurs décennies (avec l'aide des parapétroliers) et qu'elles aient ensuite, selon un processus darwinien classique, comblé leur retard et consolidé leur domination en les rachetant, une fois leur succès avéré<sup>(20)</sup>, contrebalançant ainsi leur relative cécité dans d'autres domaines<sup>(21)</sup>.

Mais la vocation des grandes structures n'est pas nécessairement de concentrer l'ensemble des opérateurs occidentaux. En ce qui concerne les complémentarités entre firmes diverses, il faut davantage raisonner en termes de taille (les rachats de petits producteurs sont très sélectifs et certaines PME réussissent à

<sup>(20)</sup> Depuis lors, la chute des prix du gaz naturel aux États-Unis a obligé certaines de ces multinationales à déprécier les actifs dont elles avaient fait l'acquisition dans ce secteur.

<sup>(21)</sup> Comme le montrent les énormes investissements dans la filière du gaz naturel liquéfié.



Photo © Agence Xinhua/ZUMA/REA

Équipe de forage profond opérant sur la première plateforme de forage chinoise en Mer de Chine du Sud, mai 2012.

« Les opérateurs chinois sont particulièrement engagés dans un processus de rattrapage technologique, notamment avec le lancement, en 2012, en Mer de Chine, de la première plateforme pétrolière produite dans les chantiers navals chinois. »

préservent leur indépendance<sup>(22)</sup>, et les pétroliers occidentaux de taille moyenne sont parvenus à maintenir globalement leurs positions et enregistrent parfois une forte croissance<sup>(23)</sup> ou en termes de spécialisation (explora-

<sup>(22)</sup> Quelques nouvelles petites entreprises ont enregistré une forte progression de leurs activités, dans le contexte porteur du troisième choc pétrolier (c'est notamment le cas de l'irlandais Tullow Oil ou du suédois Lundin Petroleum). Même si leur poids total reste marginal, à l'échelle mondiale, elles remplissent une fonction de découverte et d'impulsion qui est cruciale pour l'économie de certains pays. De fait, l'exploration pétrolière continue d'être une aventure entrepreneuriale exaltante. Elle est confiée, dans la quasi-totalité des cas, à des professionnels aguerris ayant acquis une expérience reconnue dans les grands groupes et bénéficiant, à ce titre, de la confiance indispensable des bailleurs de fonds. Les réussites sont minoritaires, mais suffisamment rentables pour que les recettes des gagnants couvrent les pertes des perdants (si l'on raisonne au niveau du secteur d'activité) et pour que les leaders du marché puissent trouver leur compte dans leurs stratégies d'investissement.

<sup>(23)</sup> Principalement ceux qui sont originaires des États-Unis (Apache, EOG Resources, Hess, Murphy Oil, Noble Energy, Occidental Petroleum, Tesoro, Western Refining), ainsi que l'australien Woodside Petroleum, l'autrichien OMV, le canadien Suncor (grâce à la fusion avec PetroCanada) et le portugais Galp Energia.

tion et équipement, en amont, notamment de gisements considérés comme financièrement inintéressants ou bien situés dans des zones jugées trop risquées du point de vue politique, et raffinage et distribution, en aval). Les majors exercent surtout une influence indirecte, jouant un rôle central dans l'organisation des systèmes industriels nationaux et internationaux : en sélectionnant leurs fournisseurs, elles favorisent certains pôles, au détriment d'autres.

En définitive, il apparaît surtout que les grandes firmes multinationales du pétrole détiennent une capacité de planification stratégique inégalée et qu'elles seules sont en mesure de prévoir avec suffisamment de précision l'évolution de la consommation à long terme et de programmer en conséquence la mise en production des gisements en fonction de leurs coûts marginaux d'exploitation. Il n'est pas inopportun à cet égard de rapprocher la valorisation d'une partie du considérable potentiel pétrolier de l'Iraq (rendue possible par l'invasion américaine de 2003) de la croissance de la demande en provenance des pays asiatiques émergents (principalement de la Chine, qui apparaît rétrospectivement la principale bénéficiaire du changement de régime politique à Bagdad).

## Une domination technologique écrasante

Par-delà leurs performances financières et stratégiques, les majors assoient leur prééminence sur leur maîtrise des technologies les plus avancées. De même qu'avec la taille, la rentabilité entretient des relations dialectiques avec l'innovation : le coût des projets entrepris s'explique par le haut niveau de technicité de ces derniers, et donc par leur degré de risque. Exclues par les soubresauts de l'histoire des gisements les plus accessibles (principalement dans le golfe Persique), les leaders occidentaux se voient contraints de se rabattre sur les investissements les plus complexes, et donc les plus aléatoires.

Qu'il s'agisse d'affronter des environnements naturels aux conditions extrêmes ou d'optimiser l'exploitation des gisements grâce à des techniques dites de récupération assistée (qui visent à maximiser le taux d'extraction des hydrocarbures), les majors détiennent de façon quasi-monopolistique les technologies les plus performantes<sup>(24)</sup>, ce que devrait renforcer le phénomène du déplacement tendanciel de la production vers les gisements non conventionnels.

Toutes les grandes multinationales occidentales ne se situent pas pour autant sur la frontière technologique : si c'est le cas pour les plus connues d'entre elles (Exxon, Shell, BP, Chevron, Total, ConocoPhillips, ENI), les autres se sont concentrées sur certaines activités<sup>(25)</sup>. Réciproquement, quelques entreprises pétrolières des pays émergents (les chinois CNPC et CNOOC, le russe Lukoil, le brésilien Petrobras et le malais Petronas) mènent de véritables politiques volontaristes de rattrapage technologique. Les opérateurs chinois sont particulièrement engagés dans un tel processus (notamment avec le lancement, en 2012, en Mer de Chine, de la première plateforme pétrolière produite dans les chantiers navals chinois) et ils aspirent à maîtriser l'ensemble des savoir-faire nécessaires à l'extraction des pétroles non conventionnels. Les ambitions de ces nouveaux acteurs se sont concrétisées, parfois de façon spectaculaire, au cours de ces dernières années par quelques acquisitions majeures<sup>(26)</sup>.

Conscientes du danger de la montée d'une possible concurrence, les multinationales occidentales n'hésitent pas à afficher leur hostilité à l'encontre de transferts de technologie qui sont, en outre, susceptibles de générer d'épineuses confrontations géopolitiques : ainsi, la faiblesse de la coopération des multinationales

occidentales avec PetroVietnam dans des zones à la souveraineté contestée de la Mer de Chine s'explique par une volonté de ne pas heurter la susceptibilité du puissant leader régional. Dans certains cas, les États eux-mêmes obligent leurs multinationales à interrompre leurs relations avec certains de leurs partenaires : dans le cas de l'Iran, ce sont les capitales occidentales qui ont imposé à ces multinationales de rompre toute relation avec la compagnie nationale de ce pays (la NIOC). Mais il arrive que ces politiques isolationnistes plus ou moins complètes relèvent de l'initiative des États du Sud eux-mêmes, peu désireux à leur tour de voir émerger une nouvelle concurrence.

La dépendance technologique des exploitants du Sud doit cependant être resituée dans le cadre général d'une stratégie foncièrement différente de celle des grands leaders du Nord. Si ces opérateurs consacrent en général moins de ressources à leurs investissements, c'est d'abord à cause de l'effet d'éviction engendré sur le reste de l'économie, sans compter que le secteur pétrolier est généralement très peu créateur d'emplois : pour contrer ces phénomènes, ces pays ont donc tout intérêt à faire appel à des investisseurs étrangers afin de réserver leur épargne nationale, souvent limitée, à des branches susceptibles de bénéficier au plus grand nombre.

Et il est vrai que la contrainte qui pèse sur les investissements des opérateurs émergents est aussi liée au fait que ces derniers sont le plus souvent censés poursuivre d'autres objectifs que la rentabilité : à la différence des entreprises du Nord, celles du Sud sont tenues de financer les budgets de leurs États d'origine. Au-delà d'une corruption endémique, elles font office de « bailleurs de fonds » pour des États impécunieux, ce qui contribue certes à consolider leurs positions au sein de leurs économies rentières respectives, mais non sans entraver la planification de leur développement<sup>(27)</sup> et non sans plonger davantage encore leurs pays dans le mécanisme fatal de la « malédiction pétrolière » (encore que seul le Venezuela en ait été réellement victime *stricto sensu*), compte tenu du faible niveau de développement économique des pays exportateurs antérieurement à l'exploitation de leurs gisements d'hydrocarbures.

De fait, davantage qu'elles ne jouent la carte du rattrapage technologique, les entreprises émergentes mènent en général des politiques moins ambitieuses. Elles souhaitent en priorité accroître leur taille et maîtriser l'ensemble des activités de l'industrie des hydrocarbures - les politiques de désintégration et de spécialisation ne sont guère de mise dans les nouveaux pays industriels asiatiques et rentiers. Plus précisément, il s'agit pour ces opérateurs d'accroître avant tout leur valeur ajoutée : ainsi, les entreprises publiques de la péninsule arabe, dont les ressources sont faciles à exploiter, visent d'abord à augmenter la valeur ajoutée de leurs exportations en développant l'industrie pétrochimique sur leur propre territoire.

<sup>(24)</sup> C'est la raison pour laquelle, dans l'industrie pétrolière, l'opposition entre entreprises publiques et opérateurs privés est beaucoup moins pertinente que celle entre entreprises optimisant l'exploitation de leurs ressources et acteurs se contentant de tirer profit des richesses nationales.

<sup>(25)</sup> Le raffineur Valero, le norvégien Statoil (spécialisé dans l'*offshore*), voire l'espagnol Repsol (celui-ci étant toutefois affecté par la scission décidée par l'argentin YPF, ce dernier ayant préféré Chevron pour exploiter les hydrocarbures non conventionnels), ainsi que Marathon Petroleum.

<sup>(26)</sup> L'espagnol Cepsa par l'IPIC d'Abu Dhabi (en 2011), le canadien Nexen par CNOOC (en 2012), le britannique Coastal Energy, là encore, par l'IPIC (en 2013).

<sup>(27)</sup> C'est notamment le cas pour l'Angola, l'Azerbaïdjan, la Guinée équatoriale, l'Iraq, le Kazakhstan, le Kurdistan, le Nigeria et le Tchad.

## Un redéploiement géographique dans les contrées émergentes entre rapports de force et coopérations

De la même manière qu'elles coopèrent entre pairs au sein de consortiums, les majors mènent avec les opérateurs originaires du Sud des stratégies certes concurrentielles, mais aussi collaboratives. Exclues des champs les plus rentables et faciles à exploiter, obligées de se reporter sur des gisements plus techniques, leur savoir-faire se révèle indispensable aussi bien pour la mise en production de ces derniers que pour l'optimisation de l'exploitation de gisements traditionnels voués à un inéluctable processus d'épuisement.

Ces majors pourraient bénéficier ainsi dans un proche avenir de l'entrée en production de nouveaux fronts pionniers pétroliers dans lesquels ils ont considérablement investi et qui devraient leur permettre d'obtenir des marges de manœuvre géopolitiques supplémentaires. À cet égard, la diplomatie pétrolière des grandes puissances occidentales, en premier lieu des États-Unis, du Royaume-Uni et de la France, est au cœur du regain de puissance de ces firmes multinationales - même si, paradoxalement, on constate de leur part une autonomie croissante par rapport aux diplomaties des pays d'origine, comme l'illustre le progressif désengagement de Total des pays du « pré carré » africain (Gabon, Cameroun, Congo-Brazzaville) au profit de gisements aux perspectives bien plus prometteuses (en premier lieu, au Nigéria et en Angola) : l'éloignement temporel tend à distendre les liens entre les anciens colonisateurs et leurs ex-colonies.

Une bonne illustration d'un tel redéploiement géographique nous est donné par le cas de l'Iraq, qui est devenu accessible depuis l'intervention américaine de 2003, alors qu'il était initialement dépourvu des ressources financières nécessaires et qu'il représente le plus important potentiel de croissance dans un futur proche (avec ses gisements supergéants de Majnoun et de West Qurna), ainsi que par celui du Kazakhstan, lequel posséderait des gisements supergéants - tels que celui de Kashagan - présentant des difficultés techniques spécifiques (à l'instar d'autres pays d'Asie centrale). Programmée pour les décennies à venir, l'augmentation de la production de ces deux pays devrait permettre de compenser en partie le déclin des gisements ayant dépassé leur pic de production. Et si les découvertes effectuées dans la partie orientale de l'Afrique se confirment (canal de Mozambique), il est certain que les multinationales valoriseront en priorité ces ressources : leur environnement géopolitique est favorable et leurs coûts d'exploitation sont du même ordre que dans le golfe de Guinée. Il ne faut pas omettre non plus les nouvelles perspectives apparues dans certains pays du Nord, comme le Canada : requérant des dépenses colossales, l'exploitation des sables bitumineux est de fait incompatible avec quelque forme de nationalisme pétrolier que ce soit.

A *contrario*, la crise du vénézuélien PDVSA (Petróleos de Venezuela SA) peut être analysée comme étant la conséquence de la rupture de ses liens avec les leaders

technologiques, à la suite de la révolution chaviste. Après de notables progrès, au début des années 2000, réalisés grâce à ses relations avec les multinationales, PDVSA s'est enfermé dans une spirale de déclin en excluant celles-ci de la valorisation de son gigantesque potentiel pétrolier et en contribuant ainsi à enfoncer le pays dans une crise structurelle. Les opérateurs émergents (principalement russes et chinois) qui ont pris le relais ne disposent pas des savoir-faire requis pour extraire le pétrole extra-lourd de la ceinture de l'Orénoque<sup>(28)</sup>. De même, l'exploitation des gisements en eaux très profondes de Cuba suppose que ce pays s'associe aux multinationales occidentales ou, à défaut, à la major brésilienne Petrobras<sup>(29)</sup>.

Tout en rappelant le Venezuela, l'exemple russe constitue un cas intermédiaire. Les relations de Moscou avec l'Occident sont soumises à de fortes vicissitudes : si la décennie 1990 s'est caractérisée par une ouverture aux majors occidentales qui a permis, en réalité, une renaissance économique, les années 2000 ont été marquées par un retour du nationalisme et une reprise en main de l'industrie pétrolière par la Russie, conduisant à une relative fermeture du secteur et, par conséquent, à une sous-valorisation de son potentiel, alors que le principal enjeu auquel l'industrie pétrolière mondiale est confrontée à moyen terme est précisément la modernisation de ce secteur en Russie<sup>(30)</sup>. Mais le Kremlin est tout à fait conscient de la dépendance de l'économie du pays vis-à-vis de l'exportation des hydrocarbures et du fait que le développement de ses opérateurs nationaux dépende en priorité de transferts de technologies auxquels seules les multinationales occidentales sont en mesure de procéder. C'est pourquoi, s'il a mené une politique très offensive pour contrer la perte des parts de marché de Gazprom, et s'il a repris le contrôle de son industrie pétrolière quitte à surendetter Rosneft, il cherche à nouer des partenariats avec les majors (la coopération entre Exxon et Rosneft pour l'exploration de la mer Noire en est une preuve). Mais le principal enjeu réside dans le développement des champs pétrolifères de Sibérie orientale. Or, les entreprises russes sont incapables à elles seules de relever les défis que pose leur exploitation : climat extrême et géologie complexe, pénurie de main-d'œuvre qualifiée, extension et rénovation nécessaires de l'immense réseau d'oléoducs, acceptation de conditions financières qui soient attractives pour les investisseurs étrangers (devenus réticents à la suite de la russification imposée de TNK-BP), rivalité entre les entreprises pétrolières et les entreprises gazières domestiques autour de l'allocation des budgets d'investissement dans un contexte de croissance durablement limitée, nécessaire sécurisation des débouchés vers le Japon et surtout vers la Chine (qui, pour sa part, n'entend pas devenir dépendante des hydrocarbures russes et qui s'est donc d'ores et déjà tournée vers le Kazakhstan pour le

<sup>(28)</sup> L'Equateur s'est engagé dans une voie similaire, mais ses gisements localisés en Amazonie ne présentent pas de difficulté technique majeure pour leur exploitation.

<sup>(29)</sup> Voire à Pemex, ou à des acteurs russes qui ont bénéficié de transferts de technologies.

<sup>(30)</sup> Ce pays est le deuxième exportateur, et parfois le premier.

pétrole et vers le Turkménistan pour le gaz). Le report *sine die* de plusieurs projets gaziers en zone arctique suite au développement des gaz de schiste aux États-Unis et aux transformations des flux d'exportation qui en ont résulté n'est pas préjudiciable seulement pour Gazprom, il l'est également pour les entreprises occidentales qui devaient les exploiter conjointement avec ce consortium germano-russe.

Cela explique que la plupart des entreprises émergentes se soient engagées dans des politiques de coopération avec les acteurs du Nord. À l'exception de ceux de l'Iran, du Venezuela et de l'Équateur, les opérateurs des pays de l'OPEP entretiennent d'étroites relations stratégiques avec les multinationales occidentales, aussi bien pétrolières que parapétrolières. Le cas du Mexique, pays non membre de l'OPEP, mais pionnier (1938), avec l'ex-URSS, dans la nationalisation de cette branche, est, à cet égard, emblématique : le développement de son *offshore* profond, nécessaire pour compenser l'épuisement de ses gisements historiques, l'oblige à une collaboration plus déterminée avec les leaders technologiques.

Cette coopération entre multinationales occidentales possédant les meilleures technologies et savoir-faire et leurs homologues émergentes titulaires des droits de propriété prend parfois la forme de géométries relationnelles plus complexes. Petrobras illustre bien une telle configuration : son considérable programme d'investissement ayant pour finalité d'exploiter les gisements localisés dans les couches pétrolières antesalifères situées au large des côtes brésiliennes oblige les entreprises pétrolières, tout comme les fabricants d'infrastructures, à repousser les frontières technologiques<sup>(31)</sup>. Mais si le consortium appelé à exploiter le gisement supergéant de Libra, au large de Santos, associe Petrobras à deux multinationales (Total et Shell), ce qui représente une assurance technologique, il regroupe aussi deux opérateurs chinois (CNPC et CNOOC) qui lui apportent leur garantie financière<sup>(32)</sup> - une telle solution a probablement aussi pour avantage, aux yeux de Brasilia, de tenir à distance les multinationales des États-Unis<sup>(33)</sup>.

De même, un consortium-type formé afin d'exploiter les gisements en eaux très profondes du golfe de Guinée associe l'entreprise nationale des pays concernés, des multinationales occidentales maîtrisant la technologie et des intérêts chinois (qui sécurisent leurs approvisionnements en cofinçant ces investissements considérables). Une telle répartition des fonctions est cohérente avec le nouvel ordre économique issu de la mondialisation. Lorsque ConocoPhillips décida, en 2013, de se désengager du consortium exploitant le gisement supergéant de Kashagan, il voulut céder sa part à

l'indien ONGC, mais le gouvernement kazakh, usant de son droit de préemption, la revendit au chinois CNPC. Cette décision peut s'interpréter selon des critères aussi bien politiques (la volonté d'Astana d'entretenir de bonnes relations avec Pékin, en rééquilibrant ainsi sa relation de dépendance vis-à-vis de l'ex-puissance coloniale russe) qu'économiques (l'importance et la solvabilité du marché chinois, par rapport à celui de l'Inde).

À cet égard, le redéploiement des majors dans certains pays émergents est également soumis à de subtils jeux géopolitiques visant à neutraliser l'influence de tel ou tel pays (souvent de l'ancienne puissance coloniale ou tutélaire). Ainsi, le Kazakhstan préfère tenir à bonne distance les opérateurs russes (lesquels, de toute façon, ne disposent pas des compétences requises pour optimiser la valorisation de ses richesses). De même, il est important, pour le Brésil et pour la plupart des pays d'Amérique latine, de ne pas donner l'impression qu'ils livrent leurs gisements de pétrole aux intérêts états-uniens (même si, souvent, les tropismes géopolitiques sont subordonnés aux exigences technologiques et même si le principe de réalité finit par l'emporter sur les passions idéologiques).

Cela explique que les majors jugent la plupart du temps préférable d'avancer en quelque sorte masquées. Bien que leur capital et leur domaine d'activité se soient fortement internationalisés, elles continuent d'être perçues, en matière de politique pétrolière (et souvent à juste titre) comme les bras séculiers des gouvernements de leurs pays d'origine. C'est pourquoi le retour de groupes considérés depuis longtemps comme des vecteurs de domination économique et politique, et dont les actifs ont jadis été nationalisés, passe souvent par le biais d'entreprises parapétrolières, qui ont l'avantage d'être plus présentables tout en entretenant des liens privilégiés avec les majors. Discrète et mal connue, l'influence de ces parapétroliers sur les opérateurs nationaux n'en est pas moins cruciale (les liens entre Aramco et Halliburton sont tout à fait décisifs, la nationalisation de son pétrole par le royaume wahhabite signifiant, entre autres choses, un subtil passage de relais des pétroliers des États-Unis aux parapétroliers de ce même pays).

À côté de vrais faux départs et de retours plus ou moins dissimulés, les multinationales du pétrole n'en avancent pas moins leurs pions d'une façon tout à fait officielle, comme le prouve le déplacement de balancier, des contrats dits « de service » vers ceux dits « de production ». Depuis les vagues historiques de nationalisations, elles avaient eu tendance à être cantonnées, dans le meilleur des cas, au statut de prestataires de services généralement rémunérés à un taux fixe par baril. À présent, les majors voient s'ouvrir de nouvelles perspectives autrement plus intéressantes, et ce, parfois, dans les mêmes pays qui les avaient jadis exclues des paysages pétroliers nationaux, grâce à la signature de « contrats de partage de production » (un fixe, plus un variable par baril), voire par le biais de véritables prises de participation dans le capital (concession partagée), mais sans que pour autant ne se dessine un authentique retour au statut, traditionnel, de la concession.

<sup>(31)</sup> Neutraliser la puissance corrosive de couches de sel d'une profondeur dépassant parfois deux kilomètres constitue un véritable défi.

<sup>(32)</sup> Dans ce cas, les multinationales chinoises visent prioritairement à maîtriser les technologies d'exploitation des hydrocarbures à très grande profondeur afin de valoriser les ressources localisées en mer de Chine.

<sup>(33)</sup> Même si le pays n'a de toute façon pas vocation à devenir un important exportateur de pétrole.

## Conclusion

Les classements officiels des firmes pétrolières doivent être remis en perspective, en relativisant, là plus encore qu'ailleurs, la notion de frontière de l'organisation, surtout dans une branche où le secret et les liens avec la politique sont si déterminants, et où les contraintes technologiques ainsi que l'ampleur des risques incitent les opérateurs à mener de concert des stratégies concurrentielles et des stratégies relationnelles, et ce dans des cadres géopolitiques complexes et non exempts de contradictions. Il n'en demeure pas moins que par rapport à d'autres industries, le secteur pétrolier se caractérise par une certaine stabilité de long terme dans les rapports de force entre grandes catégories d'acteurs : la mondialisation économique n'aura donc provoqué qu'une remise en cause marginale des positions respectives des firmes.

Le passage d'une catégorie d'entreprise à une autre est demeuré un événement assez exceptionnel. Seules quelques petites sociétés ont réussi à accéder au statut d'opérateur intermédiaire. Quant aux entreprises pétrolières des pays émergents, elles éprouvent les plus grandes difficultés à passer de la catégorie de firme publique (souvent monopolistique) à celle de multinationale capable de rivaliser avec les acteurs historiques majeurs. Seuls deux candidats ont été admis au sein de ce cercle restreint de l'élite au cours de la dernière décennie : Petrobras et Marathon Petroleum. Alors que dans la branche automobile, par exemple, les grands sous-traitants ont réussi à gagner en autonomie, voire à s'imposer en tant que partenaires de rang égal face aux constructeurs, le « *Big oil* » a maintenu son incontestable suprématie stratégique.

Une telle inertie doit être interprétée comme étant la résultante du poids de la dimension politique dans la branche pétrolière : croisée avec le paramètre omniprésent de la « chance », elle y relativise fortement l'impact du pur « mérite ». Mais le rôle de la technologie y est tout aussi déterminant, contrairement au secteur de l'automobile, par exemple, où l'avance d'un constructeur est d'abord attribuable au coût de revient, c'est-à-dire que celle-ci reste subordonnée à des impératifs stratégiques et de *marketing* (le choix d'une cible de marché).

Le maintien d'une hiérarchie stricte entre firmes pétrolières incite à proposer le concept de « classes d'entreprises », de préférence à celui de « groupes stratégiques ». Ce dernier, en théorie dénué d'ambiguïtés, révèle en réalité un degré d'applicabilité tout à fait conditionnel. Au demeurant, la notion de groupe stratégique présuppose l'existence d'une véritable concurrence caractérisée non seulement par un grand nombre d'offres, mais aussi par de réels degrés de liberté dans les choix de politique générale. Or, contrairement

à d'autres branches<sup>(34)</sup>, le monde du pétrole demeure dominé par la logique de rente : ce sont les paramètres géologiques et géographiques qui fixent le niveau du profit différentiel, les contraintes géopolitiques et les relations avec les États qui imposent aux entreprises, en grande partie, leurs positionnements géographiques et, par voie de conséquence, leurs niveaux de rentabilité.

Opposer, dans ces conditions, les stratégies de coût à celles reposant sur la différenciation de l'offre n'a guère de sens : la qualité des hydrocarbures produits est standardisée par des traitements chimiques appropriés (qui sont répercutés dans les coûts de revient) et les paramètres liés au *marketing* sont relégués au second plan, tandis que l'image de marque des compagnies ne remplit pas de fonction équivalente à celle des firmes produisant et distribuant des biens de consommation.

Monde de la rente par excellence, le secteur pétrolier ne permet donc pas d'étalonner en toute légitimité des entreprises aux profils extrêmement particuliers. La nature de leurs relations avec les États, le degré de leur contrôle des gisements, leur niveau d'intégration en amont et en aval et leur niveau de diversification, leur maîtrise des réseaux de distribution, leur capacité à nouer des alliances avec les concurrents et leurs choix technologiques sont autant de paramètres qui se prêtent mal à toute comparaison. Les critères requis pour évaluer les stratégies mises en œuvre doivent, par conséquent, être définis en fonction des catégories spécifiques dont relèvent les entreprises en question, de leur « classe » en somme : préservation de leur position dominante, pour les multinationales les plus importantes ; capacité des entreprises d'origine occidentale et de taille moyenne à maintenir leur indépendance ; rattrapage de leurs retards technologiques, pour les firmes des pays émergents ; capacité des acteurs rentiers à optimiser la gestion des ressources nationales et nécessité pour les petits opérateurs de découvrir de nouveaux gisements.

C'est ainsi que le concept de « classe d'entreprise » permet d'éclairer un des principaux paradoxes du secteur pétrolier, qui est un domaine extrêmement capitalistique tout en étant moins concentré que d'autres (comme l'automobile ou l'aéronautique), du fait que le processus d'oligopolisation s'y heurte au souci de préserver une certaine indépendance nationale, à la division implicite des tâches entre multinationales et petites entreprises et à la forte différenciation de leur chaîne de valeur.

<sup>(34)</sup> De façon quasi paradigmatique dans la pharmacie ou encore dans les assurances. Mais même l'application du concept de groupe stratégique au secteur de l'automobile pose problème en raison du nombre limité des constructeurs.

### Annexe statistique : rentabilité des entreprises pétrolières par catégorie (en %)

L'échantillon comprend 160 entreprises publiant des états financiers complets et actualisés : sont exclues les entreprises publiques ne diffusant pas de rapport financier (en particulier les grands groupes des pays du Moyen-Orient), les divisions « hydrocarbures » non cotées de groupes privés, ainsi que les entreprises non cotées. Entre parenthèses : nombre d'entreprises par classe. Calculs réalisés par les auteurs.

<b>Rentabilité commerciale (résultat net / chiffre d'affaires)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Grands groupes occidentaux (13)	5,7	5,0	5,7	6,7	6,2	5,5
Groupes de taille moyenne des Etats-Unis (21)	8,2	-2,9	12,2	11,3	7,4	8,5
Groupes occidentaux de taille moyenne (19)	5,5	7,7	6,7	5,3	5,8	2,6
Groupes canadiens (7)	21,1	7,8	12,3	10,7	5,3	7,8
Groupes sud-coréens (3)	0,6	3,0	2,7	2,4	0,7	-0,1
Groupes japonais (6)	-0,5	0,8	2,4	3,1	2,3	2,8
Groupes chinois (5)	4,2	6,8	6,5	5,0	4,3	4,3
Groupes d'Asie du Sud-est (5)	20,5	12,4	10,5	12,0	9,1	10,9
Groupes indiens (9)	3,7	5,8	5,3	4,2	3,3	3,7
Groupes de la CEI (8)	12,9	12,5	12,2	12,0	11,2	10,5
Groupes latino-américains (7)	5,9	5,3	5,8	4,4	-1,2	8,8
Groupes des autres pays émergents (4)	1,3	4,1	3,6	2,9	3,5	2,8
Petites entreprises (53)	11,3	-29,1	21,0	49,1	7,8	-6,2
<b>Ensemble (160)</b>	<b>6,6</b>	<b>5,6</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>5,4</b>	<b>5,9</b>
<b>Rentabilité industrielle (marge opérationnelle / actif non circulant)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Grands groupes occidentaux	22,5	12,2	13,1	22,0	21,0	16,3
Groupes de taille moyenne des Etats-Unis	10,1	-1,4	9,1	9,8	7,4	8,4
Groupes occidentaux de taille moyenne	16,3	11,1	11,3	11,0	11,3	7,7
Groupes canadiens	16,7	5,4	8,7	11,0	6,4	8,2
Groupes sud-coréens	13,6	5,6	6,8	11,5	4,8	5,2
Groupes japonais	3,3	7,7	13,1	15,8	14,0	12,3
Groupes chinois	14,6	10,7	10,2	11,6	9,6	7,9
Groupes d'Asie du Sud-est	43,6	30,7	23,2	32,7	29,7	26,8
Groupes indiens	22,0	19,3	18,3	20,8	16,3	15,3
Groupes de la CEI	21,2	13,3	14,6	18,5	15,5	11,6
Groupes latino-américains	33,4	18,6	17,8	21,6	19,4	17,0
Groupes des autres pays émergents	18,1	16,0	15,1	20,6	11,7	1,8
Petites entreprises	4,0	-3,1	-1,4	2,5	6,1	3,0
<b>Ensemble</b>	<b>21,0</b>	<b>11,7</b>	<b>12,9</b>	<b>18,1</b>	<b>16,0</b>	<b>13,3</b>
<b>Rentabilité financière (résultat net / capitaux propres)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Grands groupes occidentaux	19,8	11,3	13,7	18,6	16,8	13,5
Groupes de taille moyenne des Etats-Unis	11,3	-2,7	11,8	11,7	7,8	9,1
Groupes occidentaux de taille moyenne	13,7	12,5	11,2	10,1	10,8	4,9
Groupes canadiens	23,1	6,2	10,7	10,7	5,1	7,7
Groupes sud-coréens	2,0	7,4	7,7	8,9	2,5	-0,3
Groupes japonais	-2,4	2,9	8,6	11,2	8,2	9,5
Groupes chinois	7,1	9,5	11,5	10,8	9,6	9,1
Groupes d'Asie du Sud-est	28,3	19,3	16,0	20,3	15,7	17,7
Groupes indiens	15,9	19,0	17,9	16,2	13,6	14,8
Groupes de la CEI	18,8	11,8	12,6	13,0	12,2	10,2
Groupes latino-américains	15,8	8,4	7,4	7,0	-2,3	15,0
Groupes des autres pays émergents	7,8	15,7	15,9	16,5	18,2	14,0
Petites entreprises	4,0	-7,6	6,0	13,2	2,7	-2,3
<b>Ensemble</b>	<b>16,5</b>	<b>9,8</b>	<b>12,2</b>	<b>14,2</b>	<b>11,4</b>	<b>11,4</b>

Un net tassement des performances globales est observable à partir de 2012 : par-delà des cours du brut historiquement très élevés, la surabondance de l'offre de pétrole est annonciatrice d'un nouveau contre-choc qui s'est déclenché de fait en 2014. Mais, surtout, le tableau montre sans ambiguïté que les « classes d'entreprises » se caractérisent par des taux de marge commerciale, d'efficacité industrielle et de rentabilité financière très sensiblement différents.

## BIBLIOGRAPHIE

BELTRAN (Alain) (dir.), *Oil Producing Countries and Oil Companies, From the Nineteenth Century to the Twenty-First Century*, Collection Enjeux internationaux, n°14, Bruxelles, Éditions PIE Peter Lang, 2011.

COLL (Steve), *Private Empire, ExxonMobil and American Power*, New York, The Penguin Press, 2012.

COOPER (Andrew Scott), *The Oil Kings*, Simon & Schuster, New York, 2011.

ESPINASA (Ramon), « L'apogée et l'effondrement de PDVSA, trente ans après la nationalisation », *Problèmes d'Amérique Latine*, n°57-58, pp. 67-91, été-automne 2005.

GREGGIO (Rodolphe) & MAFFEI (Benoît), *Le pétrole : le troisième choc et la malédiction pétrolière*, Paris, Economica, 2014.

GUSTAFSON (Thane), *Wheel of Fortune, The Battle for Oil and Power in Russia*, The Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, 2012.

TAVERDET-POPIOLEK (Nathalie), « La dépense de R&D en quelques chiffres clé avec un éclairage particulier sur le secteur énergétique », *Revue de l'énergie*, n°599, pp. 5-17, janvier-février 2011.

VASQUEZ (Humberto), *Venezuela extra heavy Oil, The largest Oil Reserve worldwide waiting for a Take-off to satisfy the growing Energy Demand of the 21<sup>st</sup> Century*, Schriftenreihe Politikwissenschaft Band 16, Verlag Doktor Köster, Berlin, 2009.

YI (Tan), *The Oil and Gas Services Industry, a Comparison of Business Strategies*, Palgrave-MacMillan, New York & Houndmills Basingstake, Hampshire-UK, 2010.

### Publications périodiques

BP, *BP Statistical Review*, London.

CHALMIN (Philippe) (dir.), *Rapport Cyclope*, Paris, Economica.

Comité Professionnel du Pétrole, *Le Pétrole*, Rueil-Malmaison.

International Energy Agency, *Oil Information*, Paris.

PERRIN (Francis) (dir.), *Pétrole et gaz arabes*, Paris.