

# LE PARTENARIAT DANS LE SECTEUR Historique, enjeux

Fondées sur le modèle de partenariat à 51-49% établi avec des partenaires spécialisés dans des techniques diverses, ces filiales sont vite devenues, par des opérations de rachats de parts surtout, des filiales à 100%, puis, quand leur taille est devenue très importante, des entreprises nationales autonomes et cela à l'occasion de la grande opération de restructuration effectuée en 1981/1982.

Il a indéniablement constitué et constitue encore un atout important pour le bon fonctionnement des activités pétrolières, atout dont peu de pays pétroliers disposent pour pouvoir faire montre, en cas de nécessité, d'une relative autonomie d'action. Grâce à cette organisation et à ces capacités la Sonatrach a pu acquérir la taille, l'envergure et la reconnaissance nécessaires pour jouer progressivement un rôle de plus en plus important :

- dans tous les domaines au plan national, et
- dans certains domaines aux plans régional et international (marketing vers plusieurs marchés, transport vers le sud de l'Europe via la Tunisie et le Maroc et recherche au Yémen et en Syrie, forage en Tanzanie).

Cette étape peut être considérée comme une étape de conception et de mise en place d'un outil d'opérations assez intégré qui a permis d'intervenir à tous les niveaux de la chaîne et de satisfaire une très bonne partie de la demande en services. Elle peut être également considérée comme ayant été une phase d'intense apprentissage et de maîtrise des techniques nombreuses et diversifiées qui caractérisent tous les métiers de l'industrie pétrolière, nombreux à être lancés en cette période qui a connu aussi la contribution de nombreux coopérateurs techniques issus de différentes écoles de pensée, et cela, malgré des insuffisances certaines qui ont pu être vécues dans un domaine ou un autre durant ce processus.

## La période 1986-2005

L'AIE, créée en 1974 pour contrecarrer cette situation, avait élaboré et mis en œuvre une stratégie de reconquête du terrain et du leadership qui avait conduit au contre-choc survenu en fin 1985/1986 en faisant chuter les prix du baril, ce qui a conduit à une autre récession des activités de recherche due, cette fois-ci, à l'abondance d'une matière première à très bon marché et à une suprématie des acheteurs. L'apogée de ce processus baissier a été atteinte en fin 1986 et en fin 1998 avec des prix du baril avoisinant les 10 US\$ courants.

La réaction à une telle situation de tout producteur est de vendre plus pour assurer un niveau de recettes égal à celui des périodes de bons prix ou tout au moins suffisant ; mais pour

vendre plus, il faut non seulement produire plus mais découvrir plus, sinon l'équilibre est rompu quelque part. Et pour découvrir plus, il faut attirer les explorateurs en ajustant les paramètres législatifs et fiscaux de façon à ce que les calculs économiques justifient et rémunèrent les investissements.

Cette logique a conduit l'Algérie à adapter les textes à cette nouvelle situation (loi 86/14 du 28 août 1986 et 91/21 du 04 décembre 1991).

Un examen rétrospectif, rapide et non exhaustif, permet d'apprécier les résultats de cette adaptation de la manière suivante :

- une soixantaine de contrats d'E&P a été signée entre 1989 et 2005 ;

- une diversification de partenariat et l'introduction de nouvelles technologies de recherche ;

- une meilleure implication de la société Nationale et de ses moyens humains et matériels dans ce nouveau type de partenariat ;

- des résultats pétroliers significatifs avec la découverte d'importantes quantités de pétrole et de gaz qui ont été mises en évidence à partir de 1993 et développées progressivement, assurant ainsi le renouvellement des quantités produites depuis 1971 ;

- la baisse des prix connue en 1998 à 2000 n'a pas eu l'effet habituel de ralentir les travaux d'exploration dans notre pays ou d'appeler à une modification du type de partenariat qui est resté celui du partage de production.

Si ces résultats peuvent signifier quelque chose ce serait certainement le reflet d'une adéquation entre les intérêts des différents partenaires, d'une part, et la motivation des opérateurs pour des raisons aussi bien économiques que stratégiques, d'autre part.

Cela traduit peut-être l'esprit de l'intérêt mutuel (win-win) qui a prévalu dans cette phase de l'histoire pétrolière où la compréhension mutuelle des enjeux, l'acceptation du partage des moyens (financiers, humains et technologiques), des risques et des intérêts ont conduit à l'enregistrement de résultats mutuellement profitables.

Enfin, il faut aussi rappeler que cette période a permis à la société nationale de s'engager progressivement dans des projets à l'échelle internationale, d'abord dans les activités aval (commercialisation, pétrochimie), puis amont (exploration-production), afin de se prévaloir de cette envergure internationale au même titre que tous ses autres partenaires en Algérie.

Cette étape peut être considérée comme une étape de constitution de véritables partenariats basés sur les principes bien compris de l'intérêt mutuel, du transfert de technologie, du partage

des moyens et des risques et a conduit, par les résultats qu'elle a permis d'enregistrer, à la reconstitution des réserves à leur niveau de 1971, la mise à niveau des outils de production, et la sortie sur la scène internationale en amont et en aval.

## La période post-2005

Les changements économiques mondiaux, le plus souvent liés à des bouleversements géopolitiques, conduisent au besoin d'adaptation des cadres législatifs et économiques des pays.

Cette adaptation, une fois décidée, passe bien sûr par des réformes plus ou moins profondes des cadres antérieurs.

Dans ces deux domaines, les changements à l'échelle régionale ou planétaire enregistrés depuis les années 1970 avaient induit :

- la fin de l'ère des concessions accompagnée de nationalisations généralisées ;

- la mise en place des PSC pour les nouveaux partenariats en E&P (1970) ;

- la fondation et la consolidation de l'OPEP (1960-1970) ;

- les nationalisations des hydrocarbures dans plusieurs pays (1969-1973) ;

- l'avènement des chocs pétroliers de 1973 et de 1978 ;

- la fondation de l'AIE et la conception de plans d'économie d'énergie (1974/1975) puis du contre-choc pétrolier (fin 1985 à 1999) ;

- la chute du bloc de l'Est (1990) à laquelle ont succédé les mises en place de l'UE et de l'OMC (1995) avec leurs cortèges de lois portant libéralisation des économies, dérégulation des marchés, fusions des compagnies internationales pour faire concurrence, etc.

Ces changements très importants ont montré que l'économie des pays producteurs, telle qu'elle était organisée, pouvait se trouver en décalage par rapport à ce nouvel environnement, aussi bien législatif qu'économique, qui s'était mis en place, par phases, au cours des derniers 30 ans. Sur le plan pétrolier, les sociétés nationales risquaient d'être entraînées dans une course de prix bas qu'elles ne pourraient peut-être pas supporter à cause de leurs diverses charges et de leur faible réactivité dus à leur mode de fonctionnement et de gestion moins performants que ceux des multinationales dont les coûts de revient seraient rendus encore plus faibles par les fusions opérées à la fin des années 1990. Mais c'est le contraire qui s'est produit.

Aussi et si elles ont pu, avec toutes les difficultés possibles, se mettre au niveau des exigences de la première période citée (1970-1986) (reprise de la souveraineté et défense de prix justes), et échappé, grâce peut-être à des considérations qui leur

étaient externes, à leur entraînement par une nouvelle course de prix bas, elles semblent tarder à le faire pour ce qui correspond à la phase de mondialisation avec tout son cortège de normes, de compétition et de maîtrise des nouvelles sources d'énergie.

C'est donc un des défis de l'heure et il faudra le relever ou en subir les conséquences.

Plus près de nous, les années 2004 à 2006 ont vu les prix du pétrole grimper pour des raisons diverses qui se sont parfois conjuguées (instabilité politique dans certaines régions productrices, facteurs climatiques augmentant la consommation dans des régions consommatrices, croissance économiques dans de nouvelles régions, contraintes environnementales, etc.).

Bien entendu cela va appeler à réajuster certains paramètres en vue du maintien des équilibres des intérêts et des échanges. Trouvera-t-on les formules convenables capables de sauvegarder les intérêts des uns et des autres ?

L'Algérie vient d'adopter une nouvelle loi (loi 05-07 du 28 avril 2005 - amendée par l'Ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006), la Russie et le Venezuela ont "récupéré" des sociétés privatisées (loukos...), la Chine et l'Inde se déploient fortement à l'extérieur, la Bolivie vient de nationaliser ses ressources, etc.

Certains pays qui étaient exportateurs pendant un certain temps et pour certains volumes sont redevenus récemment des importateurs nets (Tunisie, Angleterre, Egypte, Argentine...).

La majorité des experts sont aussi d'accord sur l'avènement proche du fameux "peak oil", indiquant que la production mondiale d'hydrocarbures entamera une baisse inéluctable à compter de 2012-2015. Une simple analyse des découvertes réalisées depuis 1920 dans le monde entier indique une croissance régulière, avec un pic de 100 milliards de barils équivalent pétrole (BEP) découverts au cours de la décennie 1960, et depuis une chute régulière jusqu'à moins de 20 milliards de BEP au cours de la décennie 1990.

Tous les autres indicateurs et événements régionaux à travers le monde, qu'ils soient d'ordre économique, politique, ou même conflictuel (guerres, instabilités, etc.), indiquent que les enjeux actuels et futurs sont d'abord la maîtrise des sources d'énergie, et surtout les ressources existantes plus que celles à venir, sachant que l'époque du pétrole facile et des gisements géants est bel et bien révolue.

Dans ce domaine bouillonnant, quels seront alors les paramètres régulateurs ou stabilisateurs ? Une trop forte compétition s'installe ; elle doit être canalisée et régulée dans un intérêt général ; sans quoi des déséquilibres importants risqueraient de voir le

jour et nuiraient autant aux économies locales qu'à l'économie mondiale.

C'est d'abord le segment amont qui va bénéficier de cette situation et entraîner le reste de la chaîne dans son sillage, mais il faudrait faire attention au caractère cyclique des processus connus dans cette industrie (alternance entre des prix hauts et des prix bas liés à des pénuries ou des abondances elles-mêmes liées à des niveaux de consommation donnés mais évoluant avec le temps).

De plus, des prix trop élevés pourraient pousser à développer d'autres sources d'énergie, ce qui n'arrangerait pas certains producteurs disposant de réserves importantes.

Le proche avenir nous renseignera sur les stratégies choisies par les uns et les autres en fonction de la vision et des intérêts de chacun et sur les modèles d'organisation ou de coopération qui seront construits en vue de concilier les objectifs, les positions et les intérêts de tous.

Un paramètre est cependant certain aujourd'hui et fait globalement consensus auprès des spécialistes : c'est la demande qui est et restera très soutenue par des croissances économiques fortes et généralisées (OCDE, Chine, Inde...) et une relative rareté du produit qui fait que l'offre sera de plus en plus limitée dans le futur.

Des réglementations de rationalisation de l'utilisation de ce produit se feront sentir et apparaîtront certainement sous une forme ou sous une autre, et cela sous l'effet notamment de contraintes aussi bien financières qu'environnementales.

Passera-t-on du concept des quotas de production à un nouveau concept de quotas de consommation pour des raisons combinées d'utilisation rationnelle de la ressource qui se raréfie et de nécessité de protection de l'environnement qui a été affecté par une utilisation non rationnelle de cette source d'énergie durant près d'un demi-siècle ?

Passera-t-on à un recours plus important à d'autres sources d'énergie (nucléaire, solaire, éolienne, géothermie) sachant dès à présent, que dans ladite ressource, le recours au gaz est de plus en plus choisi, et sachant aussi que la première des énergies de substitution citée n'est ni à la portée immédiate du commun des pays ni sans risque zéro pour ceux qui en détiennent la technologie.

Un autre scénario, plus lointain pour certains pays petits ou moyens producteurs de pétrole (dont fait partie notre pays) que pour d'autres, est à prendre en considération par les planificateurs : il s'agira de la préparation, pour ces pays, de la transition d'un système énergétique basé sur le pétrole vers un système énergétique basé sur des éner-

# DES HYDROCARBURES EN ALGERIE

## et expériences

gies de substitution ou énergies nouvelles dont il faudrait concevoir les modèles, acquérir les technologies, former les hommes et poser les premières infrastructures sur le sol national selon un planning pertinent, sans quoi les exportateurs de l'énergie de la deuxième génération (pétrole) que nous sommes aujourd'hui deviendront des importateurs de

l'énergie de la troisième génération issue notamment du nucléaire.

En attendant une meilleure visibilité sur ces questions, une attention particulière devrait être accordée au maintien d'une bonne adéquation entre les ressources disponibles et la répartition qui doit en être faite pour la satisfaction des besoins énergé-

tiques du pays sur un long terme, la satisfaction de ses nécessaires besoins financiers immédiats ou lointains et les quantités pouvant être mises à la disposition des tiers-clients.

Seul l'avenir pourra apporter des réponses à ce type de questions, mais il est certain que les responsables actuels et futurs de ce secteur sauront relever ces

nouveaux défis tout comme leurs prédécesseurs ont relevé les défis de leur époque. Comme le dit l'adage "un tiens vaut mieux que deux tu auras", aussi serait-il souhaitable de préserver et la ressource et l'outil de production existants, qui constituent aujourd'hui une réalité et un acquis, tout en travaillant à l'aise sur le futur, en disposant de l'avantage de le

2<sup>e</sup> PARTIE ET FINPar Abdelmadjid Attar  
et Zerrouk Djerroumi

faire sans les fortes contraintes de dépendance ou craintes de pénuries que doivent connaître certains pays consommateurs qui ont des besoins importants, immédiats et incompressibles.

### SOCIETES ALGERIENNES CREEES EN PARTENARIAT DANS LES ANNEES 1965 A 2006

NOM	SIGLE	PARTENAIRES ET TAUX DE PARTICIPATION	DOMAINE ACTIVITE	DATE CREATION	DATE FIN PARTENARIAT	MOTIF	OBSERVATIONS
Amont : Association coopérative	ASCOOP	SH=50% ERAP = 50%	Exploration-production	29/07/65	15/12/71 : mise à jour du contrat SG=51%, ERAP=49% et réduction périmètres	Faiblesse de rythme de travail et montant investissements	Périmètre de 200.000 km <sup>2</sup> 63 puits réalisés, 4 petites découvertes
Amont : Associations en participation	20 contrats de participation	SH=51% Cies pétrolières = 49%	Exploration-production	1973	1986	Nouvelle loi sur les hydrocarbures n°86-14 du 19.08.1986	Périmètre en association passé de 4.600km <sup>2</sup> en 1971 à 26.600 km <sup>2</sup> en 1986
Amont : Association en partage de production	60 contrats de partage de production (PSC)	Taux variable, application d'une fiscalité par zone, part de production du partenaire (coûts+rémunération) inférieure à 49%, price cup, réserves de gaz stratégiques	Exploration-production	1987	2005	Nouvelle loi sur les hydrocarbures n°05-07 du 28.04.2005	Périmètre en association passé de 2.6600 km <sup>2</sup> en 1988 à plus de 300.000 km <sup>2</sup>
Amont (services) Société Algérienne de géophysique	Algeo Alreg	SH=51% Teledyne (USA) = 49% SH=51% Globe universal sciences Inc. (USA) = 49%	Acquisition et traitement sismique, topographie, hydrogéologie	1964 ?	1982 1982	Reprise des activités par ENAGEO	Cession des équipements sismiques de la GUS à la DTP (SH) puis à l'ENAGEO en 1982
Amont (services) : Société algérienne de forage	ALFOR	SH=50% South Eastern Drilling Inc. Dallas = 50%	Forage de puits pétroliers	1966	1982	Reprise des activités par ENAFOR	Création de l'ENTP à partir de la DTP de SH
Amont (services) : société algérienne de surveillance géologique	ALCORE	SH=51% Core laboratories (USA)=49%	Surveillance géologique des puits et analyses de laboratoire	1969	1981?		Reprise des activités par la DLCH (SH) puis CRD (SH)
Amont (services) : Société algérienne de diagraphies	ALDIA	SH=51% Dresser Atlas (USA)=49%	Enregistrements de diagraphies dans les puits	1970	1981	Rachat des parts SH par l'ENSP en 1981	Reprise des activités par HESP en 1999
Amont (services) : Société algérienne de testing	ALTEST	SH=51% Backer (USA) = 49%	Evaluations des réservoirs	1970	1981	Rachat des parts SH par l'ENSP en 1981	
Amont (services) : Société algérienne de cimentation	ALCIM	ENSP=51% BJ services = 49%	Cimentation et casings de puits	1982	1986	Société mixte jusqu'en 1986 puis SPA	Reprise des activités par BJS en 1986
Amont (services) : Société algérienne d'outils de forage diamant	ALDIM	SH=51% Christensen (USA) = 49%	Fabrication d'outils de forage	1973	1983	Rachat des parts SH par l'ENSP en 1981	
Amont (services) : Société algérienne de fluides de forage	ALFLUID	SH=51% Milchen (USA)=49%	Fabrication et services en fluides de forages	1973	1982	Rachat des parts SH par l'ENSP en 1981	Reprise des activités par BA en 2003
Amont (services) : Société mixte de cimentation et de stimulation des puits	BJSP	ENSP=51% BJ services (USA)=49%	Cimentation et stimulation des puits	1986	--	--	Reprise des activités d'ALCI
Amont (services) : Société mixte de services diagraphies	HESP	ENSP=51% Halliburton (USA)=49%	Diagraphies de puits	1999	--	--	Reprise des activités d'ALD
Amont (services) : Société mixte des fluides des forages	BASP	ENSP=51% Baroid (USA)= 49%	Fabrication et régénération des fluides de forage	2003	--	--	Reprise des activités d'ALFLUID
Amont (services) : Société mixte de traitement des rejets pétroliers	MESP	ENSP=51% MEDES (Italie) = 49%	Protection de l'environnement et traitement des rejets pétroliers	2003	--	--	Nouvelle activité
Amont/Aval (services)	BRC	SH=51% Brown & Root (UK-US)=49%	Engineering et construction	1994	--	--	B&R est filiale Halliburton
Société algérienne des grands travaux	ALTRA	SH=51% Union Industrielle et d'Entreprises = 49%	Génie civil/construction	22/09/1967	?	?	Reprise des activités par l'ENGCB, l'ENAC
Transport	SOPEG, SOTHRA, TRAPES, TRAPSA	Divers	Transport de brut et gaz par pipeline	1960/65	1971	Nationalisation totale des actifs (24/02/71)	Transfert des activités à SH
Transport	MEDGAZ	SH=20%, CEPSA=20%, BP, Endesa, GDF, Total, Iberdrola=12% chacune	Transport de gaz naturel par gazoduc sous-marin	Janvier 2001, démarrage travaux à fin 2006, mise en service 1er tr. 2009	2003-2006	BP et TOTAL cèdent leurs parts pour des raisons stratégiques en Nov. 2006	1050 km dont 200 km sous-marin 8 Mds m <sup>3</sup> en 1ère phase, extensible 16 Mds m <sup>3</sup>
Transport	TRANSMED (Galsi)	SH, Edison, Wintershall, Enelpower, EOS...	Transport de gaz par gazoduc sous-marin				Projet nouveau à construire
AVAL : Société de raffinage Algérie	SRA	SH=8%, SNREPAL=10%, BP=10%, ESSO=17%, MOBIL=6%, CFP=32%, SHELL=17%	Raffinage et distribution	1964	1971	Achat de parts SN REPAL (07/65) et BP (30/01/67), Nationalisation des parts, Esso et Mobil (24/08/67), Nationalisation complète en Fév. 1971 des parts de CFP et SHELL en 1970.	Reprise des activités par l'ENRDP puis NAFTEC, à partir de 1981
AVAL Société de liquéfaction, transport et commercialisation de gaz	SOMALGAZ	SH=50% ERAP=50%	Liquéfaction et transport de gaz	15/07/1967	17/12/1970	Rachat par SH des parts d'ERAP suite à ralentissements dus à ce partenaire	EPC d'une usine de 4 trains à Skikda ; commande de 2 méthaniers contrat de vente GDF
AVAL : Liquéfaction de gaz naturel	CAMEL	BG	Liquéfaction de gaz naturel	1964	?	Rachat de parts par SH	--
AVAL : Production d'hélium	HELIOS	SH=51%, HELAP (Air Liquide et Air Products)=49%	Production d'hélium et d'azote liquide et gazeux (Propylène)	1991	--	--	Démarrage en avril 1994
AVAL : transformation	PROPANCH EM	SH=49%, BASF=51%		2000	--	--	Entrée en production en 2003
AVAL : transformation	POLYMED	SH=67%, REPSOL=33%, SH=63%, REPSOL=26,95%, BAD=12,19%	(PEHD)	1990 2000	Nov. 2006	Retrait de Repsol pour non-rentabilité du projet	Reprise en cours par l'ENIP
AVAL Shipping	SONACEP	SH=50%, CEPSA=50%	-	2001	-	-	-
AVAL : Commercialisation	MED LNG & GAS	SH=50% GDF=50%	Commercialisation GNL et GAZ naturel sur les marchés européen et américain	2006	-	-	-

N B : Cet inventaire, non exhaustif, ne concerne que les organismes créés en partenariat à différentes époques.