

LES CONTRAINTES DE LA POLITIQUE DE VALORISATION DU GAZ NATUREL EN ALGERIE

HAMIDOUCHE Nassima

Maître de conférences, classe B, ENSSEA, Koléa.

KHELIF Amor

Professeur et Directeur de recherche au CREAD.

RESUME

L'Algérie est mieux dotée en gaz naturel qu'en pétrole. Les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à 4500 Milliards de M³, soit trois fois les réserves de pétrole (12 Milliards de barils), d'où l'intérêt constant des responsables du secteur d'assurer une meilleure valorisation de cette ressource qui a des avantages d'ordre énergétique, économique et environnemental. Seulement, cette politique de valorisation du sous- secteur du gaz est face à plusieurs contraintes, chose que nous développerons dans ce travail.

MOTS CLES : Algérie, le secteur des hydrocarbures, valorisation du gaz, l'internalisation des activités gazières.

INTRODUCTION

Les contraintes de développement dans les pays dépendants des ressources pétrolières sont liées à la nature même de ces ressources. Le pétrole est une ressource épuisable non renouvelable et donc l'extraction d'aujourd'hui fait baisser le niveau des réserves de demain. C'est ainsi que le rythme d'extraction de cette ressource devrait être rationnel et dépendre des besoins de l'économie.

Selon Bairoch (1969), l'exploitation prématurée des sièges les plus rentables en pétrole et minerais, dont la production est exportée, peut dix à quinze ans plus tard handicaper fortement le pays en question au moment où celui-ci aurait réuni les conditions nécessaires pour valoriser ses propres matières premières et ses capitaux. En effet, au moment où le pays aurait besoin de disposer de matières premières pour faire démarrer les industries de transformation, celles-ci risquent de ne plus se trouver sur place. C'est un facteur insuffisamment pris par les pouvoirs publics.

L'extraction doit obéir à un taux optimal fixé par l'Etat qui doit à son tour, tenir compte : du volume des réserves souterraines, de la capacité d'absorption de l'économie aux recettes d'exportation et de l'importance des besoins de l'économie en cette matière, une fois que le tissu productif hors hydrocarbures aura été installé (Mouhoubi, 2006).

En Algérie, depuis la découverte des gisements de gaz humide et de pétrole léger à Hassi R'mel en 1956, le secteur des hydrocarbures en Algérie occupe une place primordiale dans l'économie du pays puisse ce qu'il joue le rôle du générateur de la

croissance économique, de par son importance ; 98% des revenus en devises tirés des exportations, 70% des recettes de l'Etat et 40% du PIB.

Malheureusement, l'extraction actuelle des ressources sous-terraines nous permet de voir qu'aujourd'hui, l'Algérie se positionne du côté décroissant de sa courbe de production en pétrole et *la fin de cette ressource fossile* s'approche sauf en cas de nouvelles découvertes. Le développement d'une nouvelle source d'énergie est incontournable et il semble que la voie du gaz naturel comme substitut au pétrole est inévitable vu son abondance d'une part et de ses avantages d'ordre environnemental d'autre part.

Le potentiel gazier algérien reste important en dépit du recul de la production, observé ces dernières années, dû au report de quelques projets. L'Algérie détient la 11^{ème} place mondiale en termes de réserves de gaz naturel conventionnel avec un montant de 4500 Milliards de M³. Cependant, le secteur gazier est confronté à plusieurs obstacles d'ordre national et international qui risquent de ralentir son développement. En effet, une demande de plus en plus importante sur le marché national en gaz naturel risque de peser sur la capacité de l'Algérie à honorer ses engagements gaziers envers l'étranger. Par ailleurs, l'Algérie fournit à l'Europe – particulièrement à la France, l'Italie et l'Espagne- près de 30% de ses besoins en gaz naturel, ce qui représente plus de 70% de ses exportations. L'Algérie tout comme d'autres grands pays exportateurs de gaz font face à d'énormes pressions de la part de leurs clients européens pour faire baisser les prix à travers la libéralisation du marché.

Dans ce présent travail, nous tenterons de répondre à la question suivante : Quelles sont les contraintes majeures de la mise en valeur des ressources algériennes en gaz naturel ?

Pour cela nous allons présenter dans une première partie les différentes réformes de la législation sur l'investissement dans le secteur des hydrocarbures et leurs conséquences directes sur la dynamique du secteur des hydrocarbures et plus particulièrement du gaz naturel. Ensuite, nous exposerons les contraintes de la politique algérienne de valorisation du gaz naturel qui entravent son expansion.

1. L'évolution législative du secteur des hydrocarbures.

Depuis l'indépendance, le secteur des hydrocarbures en Algérie a traversé de façon alternée des périodes fastes et des périodes de crise, qui ont conduit à des évolutions et des ruptures du système institutionnel. C'est ainsi que l'on peut dater son évolution de la façon suivante, la première étape débute à partir de l'indépendance jusqu'en 1986, date à laquelle est promulguée la loi N° 86-14 sur les hydrocarbures. La deuxième étape s'étend de 1986 jusqu'à aujourd'hui, caractérisée par ' l'ouverture du secteur des hydrocarbures'.

a. Régime contractuel de concession [1962-1971].

Dès l'indépendance, le secteur pétrolier représentait près de 50% des exportations. Les entreprises pétrolières étrangères présentes en Algérie, jouissaient d'une fiscalité libérale et souple, en revanche, les investissements qu'elles réalisaient apportaient peu de revenus au pays. La coopération entre l'Algérie et la

France était régie par les accords d'Evian de 1962, mais des problèmes sont apparus lors de l'application de cet accord. En juillet 1965, un autre accord, appelé Accord Pétrolier Algéro-Français¹ était signé entre les deux Etats pour solutionner les problèmes rencontrés. Ces accords définissaient, avec plus de précision, le cadre de l'exercice des activités pétrolières par les entreprises françaises en Algérie et les mesures particulières dont elles pouvaient bénéficier (parmi d'autres décisions relatives au prix posté, au régime fiscal applicable et à la coopération dans le secteur pétrochimique).

Cette association coopérative a activé pendant quelques années mais a donné lieu à des signes d'essoufflement et de réduction des efforts de recherche et d'investissement. Ce comportement a conduit l'Etat algérien à demander à son partenaire français de se conformer aux engagements pris, mais ceci a été sans résultat. Les Autorités algériennes ont ainsi pensé sérieusement au scénario de la nationalisation.

b. Nationalisation des hydrocarbures et le régime de contrat de service (1971).

Après l'échec des négociations, tenues en Décembre 1970 entre les deux gouvernements, la nationalisation des actifs des sociétés pétrolières en Algérie a été annoncée le 24 Février 1971. La nationalisation des hydrocarbures fut un événement majeur dans l'histoire économique de l'Algérie. La nationalisation des ressources naturelles représente une étape importante et décisive de la bénédiction de l'indépendance politique par l'indépendance économique.

Les textes qui régissent la nationalisation² stipulent clairement que l'Etat est le seul propriétaire du domaine minier. Désormais Sonatrach³ peut jouer le rôle de force publique dans la mesure où elle représente l'Etat dans les négociations avec les autres compagnies pétrolières. Toutefois, dès le début de l'application des nouvelles mesures, les compagnies étrangères étaient hésitantes à « s'aventurer » dans un pays où la situation n'était pas aussi claire. On a donc assisté au début de la décennie 1970, à un ralentissement de l'activité pétrolière en Algérie et le recours aux crédits extérieurs. Le premier choc pétrolier en 1973 a mis fin à la période du pétrole bon marché et disponible à tout moment. On a constaté une certaine reprise de la production à travers les contrats de service entre la Sonatrach et les entreprises étrangères. Le financement mobilisé par la Sonatrach a fortement augmenté d'une année à l'autre pour atteindre son pic en 1978⁴. Il correspond à l'ambitieux programme qui s'appelait « plan de valorisation des hydrocarbures »

¹ Ordonnance N° 65-287 du 18 novembre 1965 portant sur la ratification de l'accord d'Alger entre la République algérienne démocratique et populaire et la République française, concernant le règlement des questions touchant les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie.

² Ordonnance N° 71-9 du 24 février 1971 déclarant que les gisements de pétrole, du gaz et les mines ainsi que leurs infrastructures situés en Algérie est la propriété exclusive de l'Etat.

³ Sonatrach : Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures créée en 1971.

⁴ Il correspond à l'ambitieux programme qui s'appelait « plan de valorisation des hydrocarbures » qui prévoyait l'intensification des exportations d'hydrocarbures en particulier du gaz naturel.

qui prévoyait l'intensification des exportations d'hydrocarbures en particulier du gaz naturel.

Pendant cette période, les pouvoirs publics ont tenté de tirer le maximum de revenus du secteur des hydrocarbures afin d'industrialiser l'économie algérienne caractérisée par les taux d'investissement les plus élevés dans le monde (52,2% du PIB en 1978). Malheureusement, le manque d'expertise, de transfert de technologie et de remontée de filières a fait que l'économie restait toujours dépendante des importations d'intrants payés grâce aux exportations des hydrocarbures et à la dette extérieure.

Le début des années 1980 a vu la restructuration de la Sonatrach à l'instar des autres sociétés publiques. Pour permettre une meilleure gestion des sociétés publiques qui commençaient à prendre du poids, les autorités algériennes ont jugé utile de les réorganiser en petites entreprises. La réorganisation de la Sonatrach n'a pas été sans conséquences sur la croissance et la dynamique de l'investissement dans le secteur des hydrocarbures puisqu'elle a perdu quelques structures comme l'outil d'engineering, alors en charge de réaliser les investissements.

En 1986, le prix du pétrole a chuté et l'économie algérienne a connu un bouleversement. Cet événement a clairement montré la fragilité de l'économie fortement dépendante d'un secteur des hydrocarbures très volatile. Dans le secteur des hydrocarbures, les investissements et la production ont considérablement chuté par manque de financement, cette crise a eu comme conséquence l'ouverture de l'amont pétrolier.

c. Ouverture de l'amont pétrolier et le régime de partage de production (1986).

Les prémices d'une chute drastique des prix du pétrole étaient prévisibles depuis 1984, avec la guerre des prix menée par l'Arabie Saoudite au sein de l'OPEP. Cette guerre a eu des effets néfastes sur les cours du pétrole. En 1986, les prix atteignaient à peine 10 Dollars US le baril. Voyant la moitié de ses recettes pétrolières s'évaporer, l'Algérie a été contrainte de prendre une lourde décision, à savoir : ouvrir son amont pétrolier aux entreprises étrangères et la promulgation de la loi N° 86-14 du 19 Août 1986.

Cette loi réaffirme le monopole de l'Etat sur les activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport d'hydrocarbures, mais par ailleurs, elle a introduit pour la première fois, la possibilité aux personnes morales étrangères d'exercer ces activités sur les hydrocarbures liquides en association avec la société nationale Sonatrach et ce, à travers le contrat de partage de production. Toutefois, la loi exclut toute participation étrangère dans les activités de transport d'hydrocarbures par canalisation.

Cette loi visait essentiellement l'extension du domaine exploré et l'augmentation de la production et des exportations. C'est dans cette logique qu'en 1991, le gouvernement estimait que du moment que seul 10% du sous-sol algérien est exploité, loin de la moyenne internationale, il devrait le ramener à 19% par l'ouverture davantage du secteur aux compagnies étrangères. Cette politique d'intensification de la production exigeait la mobilisation de plus de 5 Milliards de

dollars US sur les 10 ans à venir, projet qui ne peut être accompli sans l'implication directe des étrangers. C'est ainsi que la loi N° 91-21 du 4 Décembre 1991 a été ordonnée complétant celle de 1986 notamment dans l'élargissement du champ de prospection pétrolière au gaz pour les investisseurs étrangers.

Depuis la montée exceptionnelle des prix du pétrole au début des années 2000, Sonatrach a procédé au paiement par anticipation de sa dette. Depuis 2005, aucun crédit n'a été contracté à l'extérieur. En 2005, une loi sur les hydrocarbures a été adoptée puis modifiée en 2006.

d. La loi N° 05-07 relative aux hydrocarbures (2005) modifiée et complétée en 2006.

En 2005, les autorités algériennes ont initié un projet de loi sur les hydrocarbures qui ouvre d'une manière totale l'amont pétrolier aux investisseurs étrangers. La loi N° 05-07 du 28 Avril 2005 avait comme objectif la suppression du monopole de l'État – et donc de la Sonatrach – sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures. Par ailleurs, il fallait restituer à l'Etat ses prérogatives autrefois exercées par Sonatrach en créant deux nouvelles agences indépendantes dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. La première est l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) chargée, notamment, de veiller au respect de la réglementation technique et celle relative à l'application des tarifs. La deuxième agence ALNAFT (AL : Algérie, NAFT : Pétrole) est une agence nationale pour la valorisation des investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, elle est chargée de la gestion et la mise à jour de banques de données relatives à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures.

Selon la loi de 2005, les compagnies étrangères ont la possibilité d'intervenir directement dans le domaine minier (amont et aval) et la commercialisation de leur production sans association avec la Sonatrach et sans aucune limitation de participation dans les projets. Cependant, une option légale de participation de 20 à 30 % est offerte à la Sonatrach dans toutes les découvertes réalisées par les sociétés étrangères en contrepartie du remboursement, à hauteur de sa participation.

Les arguments avancés par les partisans de cette loi est l'inefficacité du monopole et la nécessité de la concurrence d'une part et d'autre part la récupération de l'État de ses prérogatives. Il est vrai que si Sonatrach est confrontée à une concurrence ceci devrait réduire la corruption et les comportements rentiers (Ainas et *al*, 2012) mais est-elle suffisamment développée pour résister à ce type de marché ? Ce n'est certainement pas le cas.

Pour les opposants de cette loi à l'époque, la hausse continue des cours du pétrole rend cette libéralisation accrue non obligatoire. Selon Khelif (2005a), avec l'envolée du prix des hydrocarbures, il devient inutile pour l'économie algérienne de faire autant profiter les compagnies multinationales du sous-sol algérien.

En 2006, l'ordonnance N° 06-10 a apporté des modifications à la loi de 2005. Elle a supprimé l'indépendance des deux agences nationales tout en gardant leur statut juridique et leur autonomie financière. Leur travail s'insère dans le cadre de la politique énergétique nationale et conformément à la législation et la

réglementation en vigueur. La Sonatrach est réintégrée dans sa position d'acteur principal garantissant le monopole de l'État dans le secteur, avec l'obligation d'avoir une participation minimum de 51 % dans chaque projet de recherche et de production d'hydrocarbures. L'ordonnance N° 06-10 introduit une nouvelle taxe non déductible sur les profits exceptionnels réalisés par ces associés étrangers, elle est applicable à la part de la production leur revenant, lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du Brent est supérieure à 30 dollars le baril.

L'instauration de ces taxes sur les profits exceptionnels – qui avait comme but l'amplification de la rente récupérée par l'Etat – n'a fait que décourager les investisseurs étrangers. En effet, l'instabilité législative, un régime fiscal rentier, en plus de l'insécurité des sites (attentat au site du gaz naturel d'Ain Amenas en Janvier 2013) n'ont fait qu'atténuer l'attractivité de l'amont pétro-gazier en Algérie. Entre 2008 et 2011, trois appels d'offres ont été lancés par ALNAFT, pourtant aucune grande compagnie n'a répondu, mise à part la Sonatrach (source : Sonatrach). Pour un secteur aussi stratégique ceci fut considéré comme un échec amer.

Ces déconvenues ont poussé le gouvernement à la promulgation d'une nouvelle loi permettant entre autres de regagner la confiance des investisseurs étrangers, notamment dans le développement des hydrocarbures non-conventionnels à travers une fiscalité adéquate.

e. La loi du 24 Avril 2013.

Une nouvelle loi a été promulguée le 24 février 2013 modifiant 58 articles de la loi de 2005 relative aux hydrocarbures. Parmi les modifications qui ont été introduites, on peut citer la priorité à la satisfaction des besoins en hydrocarbures liquides et gazeux du marché national. La révision de la méthodologie de détermination du taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) - laquelle dépendra du niveau de profit réalisé et non du niveau de production- est la principale modification portant sur la fiscalité appliquée aux hydrocarbures selon la loi de 2013. Par ailleurs, l'introduction de mesures fiscales incitatives pour encourager les activités relatives aux hydrocarbures non conventionnels et l'introduction d'un système d'écrémage des superprofits applicable aux bénéficiaires du taux réduit de l'Impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

Après avoir passé en revue l'histoire du secteur des hydrocarbures en Algérie à travers la promulgation des différentes lois liées au secteur, nous allons voir les conséquences de ces réformes sur ce secteur.

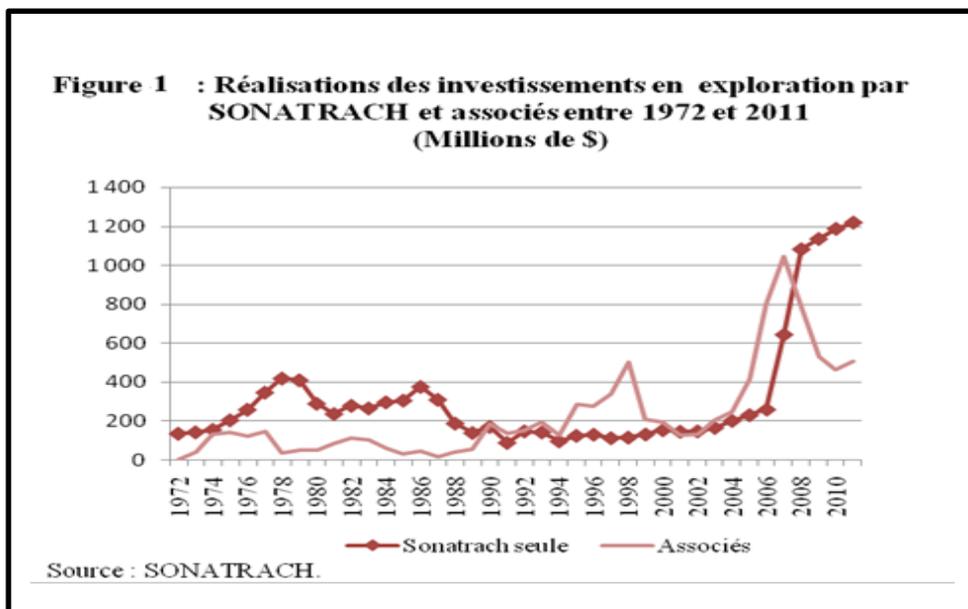
2. Les conséquences de l'évolution législative sur la dynamique du secteur des hydrocarbures et notamment du gaz naturel.

Les différentes réformes du système juridique et contractuel appliquées aux investissements dans les hydrocarbures ont induit naturellement, des conséquences très contrastées sur les activités du secteur.

L'adoption du régime des contrats de services au lendemain de la nationalisation des activités du secteur des hydrocarbures a débouché sur des résultats très

modestes : en quinze ans (1971-1986), seulement 25 associations avec les compagnies pétrolières ont vu le jour et n'ont concerné que 10% du domaine minier, soit 150.000 Km² sur un total de 1.500.000 Km². La modestie des engagements des compagnies pétrolières internationales dans l'exploration, la faiblesse des découvertes qui en a résulté (le taux de remplacement des réserves extraites, en moyenne cumulée pendant toute la période 1971-1986 était de 70%), la non – compétitivité des conditions offertes et surtout l'effondrement des prix pétroliers au milieu des années quatre-vingts ont conduit à la refonte de la législation en vigueur avec pour effet d'ouvrir davantage le domaine minier national aux investisseurs étrangers.

L'institutionnalisation de cette ouverture est symbolisée par l'adoption du régime dit de "partage de production", d'abord en 1986 pour le pétrole brut puis en 1991 pour le gaz naturel. La montée en puissance de ce régime a permis, après une courte période d'hésitation, un afflux des investissements sans précédent des compagnies étrangères d'abord dans les activités pétrolières puis progressivement dans les activités gazières (figure 1).



En quelques années seulement après la mise en application de la formule des contrats de partage de production, le bilan des activités du secteur national des hydrocarbures a été remarquable, malgré un contexte politique local assez difficile.

Au cours de la seule période 1991-1998 qui correspond au démarrage de ce nouveau régime des investissements, 32 contrats de recherche et 6 contrats de prospection, couvrant une superficie totale de 299 174 km² ont été signés avec 22 compagnies, 57.000km de prospection sismique 2-D et plus de 670km de prospection sismique 3-D ont été acquis et 103 forages réalisés (61 d'exploration,

25 d'extension et 17 de développement); 43 découvertes ont été réalisées dont 15 entre 1994 et 1995 et 20 entre 1996 et 1997.

De manière générale, les années 1990 qui correspondaient à la période de montée en puissance du nouveau régime contractuel, ont été particulièrement fructueuses en ce qui concerne les découvertes. En 1996, la Sonatrach a fait état de 10 découvertes, dont 8 en association avec des compagnies étrangères et 2 réalisées par elle seule. Le taux de succès de l'exploration (forages productifs sur forages stériles) avait été de 50% au cours de cette année et le potentiel de réserves prouvées et probables mises en évidence grâce à ces 10 découvertes était estimé par la société nationale à 179 Millions de tonnes équivalent pétrole (tep). L'année 1997 a été aussi une excellente année avec 10 découvertes enregistrées. Ces découvertes ont été le fait de 5 compagnies internationales, la Sonatrach n'a pas annoncé de découvertes pour cette année-là.

Bien que certains opérateurs, notamment ceux qui ont obtenu le plus de succès dans l'exploration, aient davantage mis l'accent sur le développement de leurs découvertes et baissé d'autant la fréquence de leurs forages d'exploration, les premières années de la décennie 2000 ont connu également d'excellents résultats pour l'exploration (la Sonatrach a annoncé un nombre record de 171 découvertes pour l'ensemble de la décennie).

Pour le gaz aussi un vaste projet a été lancé portant sur le développement, en association avec les compagnies étrangères, de 11 gisements de gaz humide, situé au sud-est de Hassi R'Mel. L'objectif de ce projet est de récupérer le maximum de condensat et de GPL et d'augmenter les exportations de gaz. Ces gisements contiennent des réserves estimées à l'époque à environ 95 Millions de tonnes de condensat et 160 Millions de tonnes de GPL. D'un coût estimé en 1990 à 6 Milliards de dollars (ce coût a été depuis réévalué à maintes reprises), le projet visait la production de 170.000 barils/j⁵ de GPL et 100.000 barils/j de condensat à partir de 1995. Ce projet avait permis le décollage du niveau des exportations du gaz pour atteindre des niveaux jamais atteints depuis l'indépendance

La commercialisation de ce volume de gaz a été assurée pour la moitié sous forme de GNL, la capacité opérationnelle des unités de liquéfaction a été portée, après l'achèvement du programme de réhabilitation en 1997, à environ 32 Milliards de M³/an qui avait augmenté, dans une phase ultérieure, de 10 à 15%. Le reste des volumes contractés à l'exportation a été acheminé pour près de 80% par le gazoduc Trans-Med (Algérie – Italie via la Tunisie) dont la capacité a été doublée en 1995 (portée à 26 Milliards de M³/an) et 20% par le gazoduc (Maghreb – Europe) qui relie l'Algérie à l'Espagne.

⁵ 1 tonne équivalent pétrole = 7 barils environ, 1 baril = 5,5 MMBTU (Millions British Thermal Unit) environ.

Figure 2 : Evolution des réserves et de la production de pétrole et du gaz naturel en Algérie

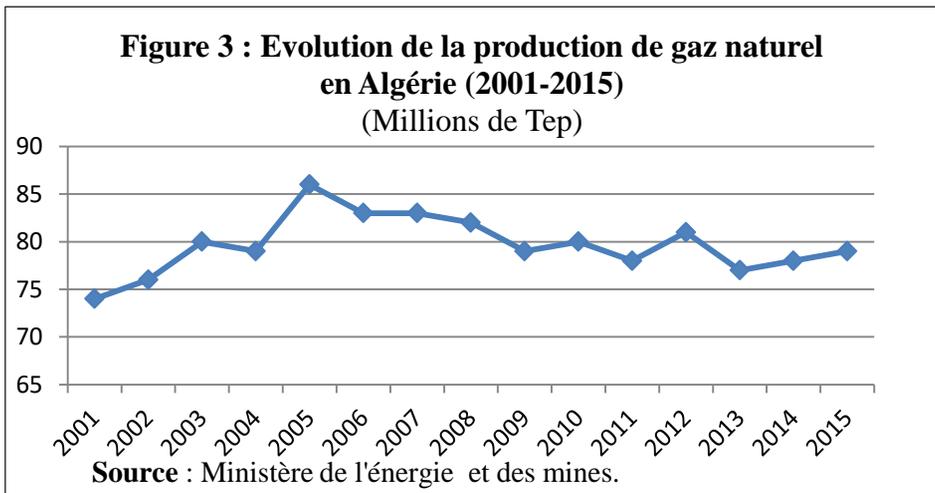
		1995	2005	2015
Pétrole	Réserves (Milliards de barils)	10	12.3	12.2
	Production (Millions de Tep*)	52	69.5	54.2
Gaz naturel	Réserves (Billions de M ³)	3.7	4.5	4.5
	Production (Millions de Tep)	62	85	79.9

* : Tep = Tonnes équivalent pétrole.

Source : Ministère de l'énergie et des mines. BP Statistical Review 2016. US Energy Information administration.

Cette poussée des découvertes s'est traduite durant plus d'une décennie par une augmentation des réserves, des capacités de production du pétrole et du gaz naturel (figure2)⁶.

Cette tendance à la hausse de la production s'est inversée pour le pétrole à partir de 2007. Pour le gaz, malgré la baisse de 2009, la production s'est plus ou moins stabilisée pour commencer à augmenter en 2014 jusqu'à ce jour (figure 3).



⁶ Par contre, la période postérieure à l'année 2008 a connu une nette baisse des découvertes, baisse liée à l'effondrement des prix pétroliers internationaux qui a suivi la crise financière et économique. Cette situation a conduit les compagnies à réviser à la baisse leurs budgets d'exploration.

En effet, selon un rapport de Sonatrach (Septembre 2016) la production des hydrocarbures a connu un rebondissement durant les huit premiers mois de l'année 2016. La production de gaz a augmenté de 43% par rapport à la même période de l'année 2015. Selon le même rapport, le ralentissement de la production de ces dernières années est dû à un manque d'investissement et à un vieillissement des puits existants. Pour y faire face, Sonatrach, toujours dans le cadre de sa politique plus ambitieuse d'exportation, a boosté les investissements en 2016, en particulier dans l'exploration par les compagnies étrangères. Selon les responsables du secteur, la production d'hydrocarbures et surtout du gaz est désormais " dans sa phase de croissance ".

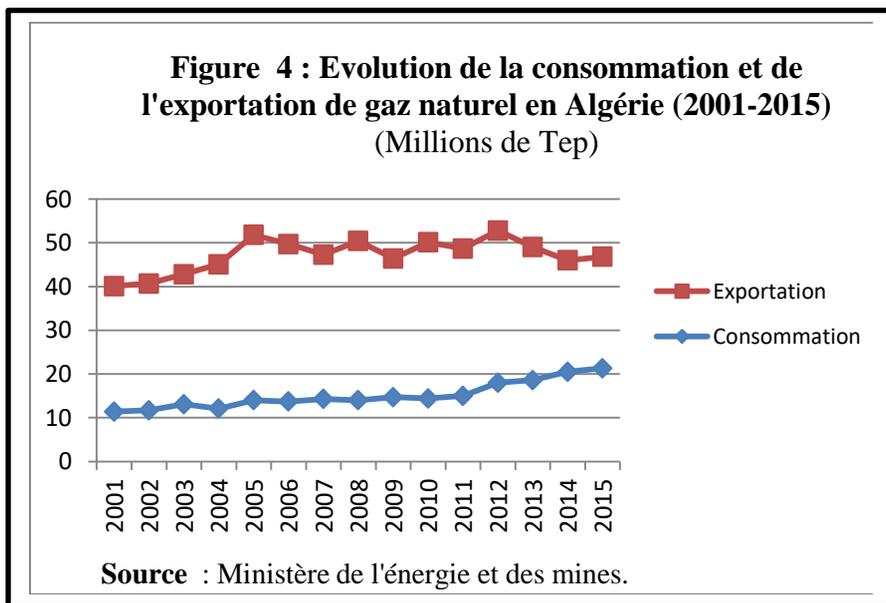
Cependant, le secteur gazier continue de rencontrer des obstacles qui entravent sa politique d'expansion.

3 - Les contraintes de la politique algérienne de valorisation du gaz naturel.

L'Algérie est mieux dotée en gaz naturel qu'en pétrole. Les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à 4500 Milliards de M³, soit trois fois les réserves de pétrole (12 Milliards de barils), d'où l'intérêt constant des autorités algériennes d'assurer une meilleure valorisation de cette ressource, dont le marché naturel et le plus important est constitué par les pays de l'union européenne. Seulement, cet objectif est contraint par plusieurs facteurs.

a. La concurrence entre la couverture des besoins à long terme du marché intérieur et les exportations.

Il est utile de revenir sur un enjeu important pour l'Algérie, celui de l'arbitrage entre la couverture des besoins en gaz naturel à long terme du marché intérieur et les exportations (figure 4).



En effet, la question de l'arbitrage entre une demande interne en gaz, de plus en plus importante, et les exportations est une question récurrente, elle vient d'être relancée par les conclusions d'une étude menée en 2009 par la Commission Nationale de Régulation de l'Electricité et du Gaz-CREG.

Selon la CREG, la demande nationale de gaz (hors autoconsommations du secteur énergétique lui-même estimées à une douzaine de Milliards de M³) a augmenté assez rapidement, son taux annuel de croissance sur la période allant de 1998 à 2008 a été de 4%, ce qui l'a fait passer de 18,2 Milliards M³ en 1998 à 26,6 Milliards M³ en 2008. Elle sera cependant en très forte progression au cours des prochaines années. A l'horizon 2018, la CREG, prévoit dans son scénario moyen, une accélération de cette croissance puisque le taux annuel entre 2009 et 2018 serait de 7,4%. Avec une demande externe en gaz de plus en plus importante ceci engendre une pression difficile à supporter par les gisements de gaz et un déclin accéléré des réserves⁷.

La politique du "tout gaz" qui a été retenue au début des années 1970, dans le cadre de ce qu'on a convenu d'appeler le modèle national de consommation d'énergie, était de promouvoir le gaz naturel dans tous les usages énergétiques (fabrication d'électricité, production de chaleur pour les industries, couverture des besoins du secteur domestique et tertiaire, base pour la pétrochimie,...), elle s'est donnée pour objectif d'assurer en priorité la couverture des besoins du marché intérieur en gaz naturel jusqu'à l'an 2035 au minimum. Autrement dit, l'objectif était d'arriver en 2010, année d'échéance de la plupart des contrats d'exportation de gaz (qu'on a recommandé de ne pas renouveler, sauf découvertes substantielles de nouvelles ressources), avec une position "réserves sur demande nationale" au moins égale à 25 ans .

Ce mode d'affectation des réserves disponibles entre marché intérieur et exportation s'est trouvée relativement simplifiée: une fois l'horizon de couverture de la demande du marché intérieur a été fixé, le volume disponible pour l'exportation découle logiquement, déduction faite du cumul des consommations intérieures jusqu'à l'échéance 2035, de l'estimation des réserves prouvées récupérables qui sont en place.

Dans le cadre de sa politique de valorisation du gaz, l'Algérie a toujours essayé d'augmenter sa production de gaz pour améliorer ses exportations et satisfaire la demande intérieure qui reste *une priorité*. Pour atteindre cet objectif, la Sonatrach envisage la construction de nouvelles voies pour acheminer le gaz aux marchés européens, c'est pour réaliser cet objectif qu'elle s'est associée à un consortium international composé de compagnies européennes pour conclure, début 2000, un accord qui prévoit l'étude d'un nouveau gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie (via la Sardaigne), la capacité initiale du nouveau gazoduc sera de 8 Milliards M³/an. Le projet avait initialement été lancé en 2003 et son entrée en service était

⁷ La priorité accordée à la sécurisation à long terme des approvisionnements intérieurs, aurait dû reposer sur l'affectation (ou le gel) de gisements de gaz aux fins exclusives de couverture des besoins à long terme du marché intérieur (l'exemple des Pays-Bas).

programmée pour 2014, mais les interrogations sur sa rentabilité ont mis le projet en veille.

Par ailleurs, juste avant l'an 2000, la Sonatrach et la compagnie espagnole CEPSA avaient également décidé de joindre leurs efforts pour construire une deuxième liaison fixe entre l'Algérie et l'Espagne (elle est opérationnelle depuis mai 2013). Plusieurs grandes sociétés gazières européennes ont ensuite été associées au projet pour piloter, aux côtés de Sonatrach et CEPSA, le bon déroulement de cette opération.

L'Algérie serait donc à moyen terme reliée à l'Europe du Sud par quatre gazoducs (les deux autres étant le TRANSMED et le GME), les deux derniers gazoducs se distinguent cependant des précédents gazoducs sur un point important : les liaisons seraient directes avec l'Italie et l'Espagne, sans transit par la Tunisie et le Maroc respectivement.

Malgré les efforts consentis par les responsables du secteur énergétique pour concilier entre la demande interne et la demande externe en gaz naturel, le secteur est face à une autre contrainte d'ordre international à savoir la libéralisation du marché intérieur de l'Union européenne.

b. Les implications de la libéralisation du marché intérieur de l'Union européenne sur les exportations algériennes de gaz

Au-delà de l'arbitrage entre la couverture à long terme des besoins croissants du marché intérieur et les exportations, la politique algérienne de mise en valeur du gaz naturel est confrontée à plusieurs contraintes nées pour la plupart de la double libéralisation du marché européen du gaz et des investissements dans l'amont gazier algérien.

La libéralisation des marchés énergétiques, et plus spécialement la mise en œuvre de la « Directive gaz » de l'Union européenne dont l'objectif est de libéraliser totalement, à terme, le marché domestique du gaz naturel, a entraîné des changements structurels considérables qui ont obligé les différents acteurs à revoir leurs stratégies. Tel est notamment le cas de l'Algérie qui constitue un des principaux fournisseurs externes de gaz de l'Union.

Avant de passer aux conséquences immédiates de la libéralisation du marché européen sur les choix stratégiques de l'Algérie en ce qui concerne la place et les formes de déploiement de ses ventes en gaz, il est utile de revenir rapidement sur l'importance de ce marché.

En effet, au cours des deux dernières décennies, la demande en gaz de l'Union européenne a augmenté tant en valeur absolue qu'en termes relatifs. Entre 1985 et 2000, la demande en gaz a crû de 53% pour une croissance globale de la demande énergétique de 15% sur la même période. Durant la même période, la production domestique de gaz de l'Union a augmenté de 37%, une grande partie de cette augmentation est le fait de la forte croissance de la production au Royaume-Uni, laquelle ne cesse de baisser depuis cette date.

Le déclin de la production de l'union européenne en gaz naturel devrait se poursuivre à l'avenir puisqu'elle est passée de 213 Milliards de M³ en 2005 à 120 Milliards de M³ en 2015 (source : BP).

**Figure 5 : La demande européenne de gaz à l'horizon 2020
(Millions de Tep)**

	1985	1995	2000	2010	2020
Demande d'énergie de l'U.E.	1.241	1.366	1.454	1.556	1.612
Demande de gaz	198	273	338	401	431
Part du gaz	16%	20 %	23 %	26 %	27%
Production interne de gaz	132	167	204	191	141
Importations nettes de gaz	69	109	133	210	290
Dépendance vis-à-vis des importations de gaz	35 %	40 %	39 %	52 %	6 7%

Source : Commission de l'Union européenne, Bruxelles, 2001.

Selon les projections européennes, la demande en gaz de l'Union devrait augmenter de près de 45% entre 2000 et 2020 (figure 5). Une part importante de cette croissance de la demande concerne les pays européens du pourtour méditerranéen (Italie, Espagne, France et Grèce). Cependant, avec la flambée des prix des hydrocarbures et la mise en œuvre de la politique de maîtrise de l'énergie, la consommation européenne de gaz commençait à se stabiliser depuis le milieu des années 2000 même si on observe une légère augmentation depuis 2014 (source : BP).

Le marché européen de gaz naturel reste le marché traditionnel pour l'Algérie qui lui fournit plus de 70% de ses exportations et son évolution affecte directement sa politique d'exportation. Face à la libéralisation de ce marché, l'Algérie est confronté à plusieurs dilemmes évoqués ci-après :

- Le premier dilemme se rapporte à la structure oligopolistique du marché européen du gaz naturel.

Compte tenu du nombre limité de ses fournisseurs externes (Algérie, Russie, Norvège, Qatar,...) le volume offert par chaque fournisseur devient un levier important dans l'équilibre de l'offre et des prix et la cohésion au sein des fournisseurs.

Le choix de l'Algérie en matière de volumes additionnels à exporter aura donc une influence déterminante, ce qui n'est pas le cas, ou très faiblement, pour ses exportations pétrolières.

Si l'Algérie met trop de gaz sur le marché, elle risque de provoquer l'hostilité des autres fournisseurs et les prix risquent de s'effondrer, compromettant ainsi la rentabilité du secteur algérien du gaz. Si par contre, l'offre de gaz algérien est trop faible, le développement du marché du gaz en Europe (Europe du Sud notamment) risque de prendre du retard ou plus exactement, il risque d'être pris en main par la concurrence, ce qui compromet là aussi le développement futur du secteur du gaz en Algérie.

- Le deuxième dilemme se rapporte à l'arbitrage entre les prix et les volumes à exporter.

En tant que membre d'un oligopole de vente sur le marché européen du gaz naturel, l'Algérie a théoriquement le choix entre la réalisation de revenus par les prix ou par les volumes, c'est à dire entre des ventes de volumes élevés à prix modérés ou des ventes de volumes plus modestes à des prix plus élevés (ceci se justifie, en théorie, par le fait que les acheteurs de gaz cherchent à diversifier leurs approvisionnements et en sont prêts à payer le prix fort). Si l'Algérie opte pour la captation d'une part de marché modeste, à des prix élevés, il y a le risque de voir sa part de marché se réduire progressivement. Si par contre elle opte pour une politique de part de marché plus importante, à des prix modérés, il y a le risque de déclencher une guerre des prix dont les conséquences seraient déstabilisatrices pour l'ensemble des vendeurs.

- Le troisième dilemme est directement lié à la dérégulation du marché du gaz en Europe et à l'apparition de nouveaux acteurs dans la chaîne de gaz, à côté (ou en concurrence) des acteurs historiques (les ex-monopoles nationaux de gaz) dans les pays européens.

En tant que partenaire traditionnel des ex-monopoles nationaux (Società nazionale Metanodotti (SNAM), Gaz de France (GDF), GAZ NATURAL....), le choix de Sonatrach est entre la poursuite des relations privilégiées avec les ex-compagnies publiques dont les activités sont désormais dé-monopolisées ou l'intensification des ventes en direction des nouveaux entrants sur le marché (électriciens, pétrochimistes, cimentiers...)

Si l'Algérie opte pour la poursuite de ses relations privilégiées avec les ex-monopoles nationaux parce qu'ils offrent, entre autres, la possibilité de garantir une stabilité des contrats de livraison de grand volume de gaz à long terme. Cependant, il y a le risque que ceux-ci, forts de leur poids sur le marché et de leur pouvoir de négociation, captent une partie significative de la rente et prennent un profit intermédiaire suffisamment important pour ralentir la croissance du marché. Si par contre l'Algérie privilégie ses relations avec le nouveau secteur concurrentiel, il y a le risque que les prix baissent (la concurrence sera importante) sans que les acheteurs puissent garantir des contrats de longue durée.

c. La faiblesse des prix de valorisation du gaz naturel sur les marchés internationaux

Le gaz naturel occupe, de plus en plus, une part importante dans les exportations algériennes. On ne peut dire autant des recettes qui seront générées par son

exportation car les risques sont importants et les profits sont toujours loin d'être garantis, et cela pour deux raisons au moins :

- La première raison est que malgré les avantages que le gaz naturel présente, comme source d'énergie propre, comme combustible dans les centrales à cycle combiné ou comme matière première pour la gazo-chimie, son prix reste et restera probablement longtemps encore inférieur à celui du pétrole, ce qui signifie qu'à volume égal en équivalent pétrole, les revenus issus des exportations de gaz devraient se traduire par un niveau moins élevé -rappelons qu'au plus fort du prix de pétrole en juillet 2008, soit 147 dollars le baril sur le marché libre, le prix du gaz sur le même marché libre a plafonné à 9 dollars par MBTU, soit l'équivalent d'un prix de pétrole d'environ 50 dollars le baril !). Il faut signaler qu'en termes de valeur calorifique nette, la décote des prix du gaz par rapport au pétrole est de l'ordre de 15% sur le marché européen et de 25% sur le marché nord-américain.

- La seconde raison, bien plus structurelle, est que le coût technique du gaz livré à la frontière du pays consommateur est beaucoup plus élevé que celui du pétrole – soit 3 fois plus-, surtout quand il s'agit d'un transport par gazoduc ou par méthanier sur une longue distance. Dans beaucoup de cas, notamment dans les nouveaux projets d'exportation, on estime que les seuls coûts de transport et de transit sont supérieurs au prix actuel d'importation du gaz en Europe (où le gaz est indexé généralement sur les cours des produits pétroliers lourds : fioul lourd et fioul domestique)⁸. Si on ajoute les coûts occasionnés à l'intérieur du pays producteur (production, transport et éventuellement liquéfaction), le résultat est une perte de 1,5 à 3 dollars MBTU pour le pays exportateur. Cette rentabilité largement négative explique pourquoi de nombreux projets de production de gaz dans le monde se sont ralentis (exemple du projet Yamal GNL en Russie qui devait démarrer en 2013).

Même des projets réputés plus viables, impliquant un transport par gazoduc, sur des petites distances et pour certains d'entre eux déjà amortis (comme pour certains projets Algérie-Europe par exemple) devraient à peine s'équilibrer dans les conditions actuelles de baisse sensible des prix gaziers mondiaux dans le sillage du développement du gaz de schiste et de l'effondrement des prix qui s'en est suivi, notamment sur le marché américain. Cette nouvelle situation affecte directement les recettes des pays exportateurs comme l'Algérie.

Enfin, la politique algérienne de valorisation du gaz est face à plusieurs contraintes à savoir une demande interne de plus en plus importante, une libéralisation de son marché traditionnel et un risque de baisse des prix sur le marché international. C'est pour ça que Sonatrach cherche depuis longtemps à améliorer son chiffre d'affaires, entre autres, en implantant des filiales à l'étranger.

4. La révision de la doctrine commerciale et l'internationalisation des activités de la Sonatrach

Depuis de nombreuses années que Sonatrach projette de se transformer en entreprise publique *multinationale*. La large autonomie qui lui a été consentie au

⁸ Cedigaz. «Le gaz naturel dans le Monde». Édition 2006.

cours des dernières années a accentué cette ambition ; l'appui officiel à cette orientation est désormais chose acquise.

Selon les responsables de la Sonatrach, la raison fondamentale de l'internationalisation récente des activités de la compagnie nationale dans l'amont pétrolier, comme dans l'aval gazier (qui était autrefois interdite sauf dans le cadre exceptionnel des accords d'Etat à Etat) vise à se frotter à des réalités géologiques et commerciales différentes. Toujours selon Sonatrach, en s'associant aux compagnies internationales pour la prospection ou le développement de gisements pétroliers et gaziers, en participant à la distribution du gaz sur les marchés de consommation finale, elle cherche à progresser vers plus d'excellence technique tout en prélevant une partie supplémentaire sur la valeur créée tout au long de la filière gazière.

a. L'internationalisation dans les activités d'exploration – production.

Dans les années 1970-1980, la Sonatrach a été active dans l'exploration en Irak, en Tanzanie, aux Emirats Arabes Unis, en Mauritanie, au Niger ... Cette coopération se faisait cependant dans le cadre d'accords d'Etat à Etat, hors des circuits des marchés et de la concurrence internationale, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui..

Depuis l'année 2009, les compagnies qui postulent à l'obtention d'un permis de recherche dans l'amont pétro-gazier algérien et qui sont retenues, après la procédure classique de sélection, doivent offrir à la Sonatrach une participation dans leurs projets d'exploration situés à l'étranger. L'Algérie va donc mettre dans la balance l'accès éventuel à de nouvelles découvertes d'hydrocarbures sur son territoire pour négocier avec les compagnies opératrices une place pour Sonatrach à l'étranger.

Commencée timidement en 2008 mais l'internationalisation dans les activités amont a déjà donné des résultats positifs. Ainsi la Sonatrach a pu annoncer en avril 2009 que sa filiale Sipex (*Sonatrach International Production and Exploration Corporation*) avait réalisé sa première découverte en pétrole et en gaz sur un permis qu'elle opère en Lybie. La compagnie nationale a remporté également quelques autres succès avec le début de la production, à l'automne 2008, sur le champ de Pagoreni au Pérou.

La Sonatrach s'était même fixée l'objectif de réaliser 30% de son chiffre d'affaires à l'international en 2015. Ce chiffre paraît manifestement exagéré, il n'indique pas moins la forte volonté de la compagnie algérienne de devenir un groupe international, solidement installé dans l'amont pétrolier et gazier et dans la distribution directe de gaz sur les marchés des pays importateurs.

b. L'internationalisation dans les activités aval de distribution de gaz naturel.

Dans le sillage de la libéralisation de l'amont pétro-gazier qui s'est traduit par l'arrivée massive de sociétés pétrolières et gazières, notamment européennes, les responsables algériens du secteur de l'énergie ont souhaité en diverses occasions, la réciprocité de la part de l'Union européenne et la suppression des obstacles que rencontrait la Sonatrach pour s'implanter sur les marchés européens de distribution

de gaz, ces barrières ont été jugées contraires aux orientations officielles de la politique énergétique européenne.

En 2008, Sonatrach a pu procéder à la première livraison de gaz naturel liquéfié à sa filiale en Espagne SGC (Sonatrach Gas Comercializadora), ce qui a marqué le lancement effectif des activités commerciales de cette dernière. Sa première livraison a porté sur 30.000 M³ et a été réceptionnée au terminal de regazéification de Barcelone. Le fait est important pour Sonatrach car c'est l'aboutissement d'une stratégie d'intégration en aval dans le secteur gazier en Europe.

Cette stratégie présente quatre avantages majeurs selon les responsables de Sonatrach : elle lui permet d'accroître son internationalisation, qui est l'une de ses priorités depuis plusieurs années, elle lui permet de développer son intégration verticale dans le secteur gazier en descendant vers l'aval, elle s'assure d'une meilleure valorisation de son gaz, grâce à la captation de marges tout au long de la chaîne gazière jusqu'au consommateur final et enfin, elle lui permet de se rapprocher de ses clients finaux dans les pays qui sont ses marchés de gaz les plus importants.

CONCLUSION

L'évolution du droit minier algérien des hydrocarbures a profondément modifié la répartition des droits à la production et a changé les rapports de force dans le secteur et l'histoire du secteur algérien des hydrocarbures s'en est trouvée changée. Trois phases peuvent être distinguées, elles coïncident globalement avec les changements institutionnels introduits par les législations successives sur les investissements pétroliers et gaziers.

Dans une première phase, qui va de la nationalisation des activités du secteur en 1971 jusqu'au milieu des années 1980, le pays a tiré pleinement parti des excellentes conditions dans lesquelles il va se trouver, en maintenant une maîtrise nationale forte de ses activités hydrocarbures (recours exclusif aux contrats de services) et en faisant pleinement jouer la concurrence pour maximiser la part de ses revenus. Au cours de cette période, la politique algérienne des hydrocarbures est dominée par un double souci d'instrumentalisation.

Dans une deuxième phase, la crise politique et économique que connut le pays depuis le milieu des années 1980 (effondrement des recettes, recul des réserves pétrolières,...) et surtout depuis 1991 (explosion de l'endettement extérieur) a imposé l'adoption d'une politique économique beaucoup plus conciliante que symbolisent les accords successifs de consolidation de la dette avec le fonds monétaire international - FMI.

Cette évolution a profondément affecté le secteur des hydrocarbures. En 1986, le pays va réviser ses positions et adopter une approche plus ouverte concernant l'amont pétrolier et gazier à travers l'adoption de la formule contractuelle de "partage de production" afin d'attirer les compagnies pétrolières internationales.

Avec l'afflux des compagnies étrangères, les activités du secteur des hydrocarbures sont désormais organisées autour de deux pôles, contraints à une coopération, parfois conflictuelle : un pôle public, regroupé autour de la Sonatrach, où l'Etat définit les orientations et un pôle de compagnies étrangères dont le poids

ne cesse de croître et que le pôle public doit encadrer tout en lui assurant des conditions qui l'incite à investir dans le pays et à y rester.

L'ultime phase de l'histoire du secteur des hydrocarbures va s'ouvrir dès le début des années 2000 avec le passage de la logique de *l'instrumentalisation des hydrocarbures à la logique de croissance autonome du secteur*. En fait, cette période est caractérisée par une double orientation. D'une part, l'application croissante d'une logique de croissance sectorielle et d'autre part, la recherche d'une insertion dans l'économie pétrolière et gazière internationale

Affranchi désormais de toute référence aux besoins financiers, énergétiques et industriels de l'économie nationale, le secteur des hydrocarbures avait adopté une approche de maximisation physique de la production et des exportations notamment du gaz, la politique du secteur se polarise alors sur ses objectifs propres de croissance, dans un contexte où les prix du pétrole étaient pendant longtemps très favorables.

Cependant, la baisse du prix du pétrole depuis 2014 - ainsi que ses conséquences sur les revenus pétroliers et d'autres indicateurs économiques- a montré la fragilité et surtout la dépendance continue de l'économie algérienne vis-à-vis du secteur des hydrocarbures. Pendant dix ans d'aisance financière liée à la hausse des prix pétroliers, l'Algérie n'a pas saisi l'opportunité pour diversifier son économie réellement et sortir de la dépendance pétrolière comme l'ont fait beaucoup d'autres pays comme les Emirats Arabes Unis et la Norvège depuis très longtemps.

In fine, le secteur des hydrocarbures reste un secteur clé pour l'économie algérienne. Pour cela, malgré toutes les contraintes dans sa politique d'expansion, Sonatrach doit maintenir sa stratégie de maximisation de sa production notamment gazière, afin de pouvoir préserver sa part sur le marché européen et satisfaire la demande intérieure qui doit être sérieusement orientée vers un modèle de consommation basé sur l'économie et la substitution d'énergie.

BIBLIOGRAPHIE:

1. **Adelman M.A. (1976)**, "The world petroleum market", The John Hopkins University Press (Eds).
2. **Ainas Y., Ouarem N., Souam S. (2012)**, "Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie ?", Revue Tiers Monde, 2012/2, N° 210, p. 69-88.
3. **Angelier J.P. (1983)**, " Rente et structures des industries de l'énergie", Presses Universitaires de Grenoble (Eds).
4. **Ayoub A. (1979)**, (sous la direction et contribution) : "Energie : coopération internationale ou crise". Presses de l'Université Laval (Eds). Québec.
5. **Ayoub A. (1996)**, "Le pétrole : Economie et politique", Economica (Eds). Paris.

6. **Bairoch, P. (1969)**, Diagnostic de l'évolution économique du Tiers-Monde (1900-1968), 3^{ème} Edition, Gauthiers-Villars: Paris.
7. **Boussena S., Pauwels J.P., Locatelli C., Swartenbroekx C. (2006)**, "Le défi pétrolier : Questions actuelles du pétrole et du gaz", Vuibert (Eds). Paris.
8. **BP Statistical Review of World Energy**, www.bp.com.
9. **Cedigaz (2006)**, "Le gaz naturel dans le Monde". Paris.
10. **Chevalier J.M. (1997)**, " La stratégie des acteurs : La montée des arbitrages inter- énergétiques", Économies et Sociétés, N°7.
11. **Chevalier J.M. (2009)**, " Les nouveaux défis de l'énergie : Climat, économie, géopolitique", Economica (Eds), Paris.
12. **Finon D (2007)**, "La Russie et "l'OPEP du gaz" : vraie ou fausse menace ?", IFRI, Russie.Nei. Visions N°24, Novembre.
13. **Giraud A., Boy de la tour X. (2000)**, "Géopolitique du pétrole et du gaz", Technip (Eds), Paris.
14. **Giraud P.N. (1989)**, "L'économie mondiale des matières premières", La découverte. Paris.
15. **International Energy Agency (2008)**, Natural Gas Market Review.
16. **Khelif A. (2001)**, " la réforme du secteur des hydrocarbures, ajustement libéral ou changement de logique économique ? » in IREMAM. (Eds) " *Où va l'Algérie*", Paris.
17. **Khelif A. (2005a)**, " La nouvelle législation sur les hydrocarbures", Conférence présentée au Centre de Recherche et d'Economie Appliquée pour le Développement (CREAD). Alger.
18. **Khelif A. (2005b)**, (sous la direction de contribution), "Dynamiques des marchés et valorisation des hydrocarbures", CREAD (Eds).
19. **Lecarpentier A. (2010)**, "Tendances à court terme de l'industrie gazière", Revue de l'IFP. Panorama.
Locatelli C. (2008), " L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ?", IFRI, Russie.Nei. Visions N°26, Février.
20. **Loi N° 86-14 du 19 août 1986** relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport, par canalisation, des hydrocarbures.
21. **Loi N° 91-21 du 4 décembre 1991** modifiant et complétant la loi N° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation, des hydrocarbures.
22. **Loi N° 05-07 du 28 avril 2005** relative aux hydrocarbures.

23. **Loi N° 13-01 du 20 février 2013** modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.
24. **Menna K, Hamidouche N., (2012)**, " Financement du secteur des hydrocarbures et libéralisation financière en Algérie ; quels liens ?", communication présentée lors du colloque international, organisé par le CREAD dont le thème « Algérie : 50 ans d'expériences de développement. Etat-Economie-Société », 8-9 Décembre. Alger.
25. **Ministère de l'énergie et des mines**, www.mem-algeria.org.
26. **Mouhoubi A. (2006)**, "Réflexions autour de l'exploitation de la rente pétrolière en Algérie", Revue des Sciences Economiques et de Gestion, N° 6, p. 75-92.
27. **Ordonnance N° 65-287 du 18 novembre 1965** portant sur la ratification de l'accord d'Alger entre la République algérienne démocratique et populaire et la République française, concernant le règlement des questions touchant les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie.
28. **Ordonnance N° 71-9 du 24 février 1971** déclarant propriété exclusive de l'Etat, les gaz associés aux hydrocarbures liquides issus de tous gisements d'hydrocarbures situés en Algérie.
29. **Ordonnance N° 06-10 du 29 juillet 2006** modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 19 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.
30. **US. Energy Information Administration**, www.eia.gov.
31. **Valentin E. (2009)**, "Perspectives de l'industrie gazière", Revue de l'IFP, Panorama. France.