

Dr Mohamed Said BEGHOUL

Pétrole algérien

Les barils de la peur

ISBN : 978-9947-0-5895-4

Dépôt légal : Juillet 2021

2^{eme} édition

Tout droit réservé à l'auteur

A mon père, tombé au champ d'honneur, pour que vive cette Algérie.

Aux générations montantes, algériennes, pour les remplir à admettre que le pétrole, cet excrément de la nature, n'est qu'une passerelle, non immuable, servant juste à atteindre l'autre rive, celle d'une économie de production créatrice de richesse immuable.

L'écrivain observe, entend, écoute, enregistre. Puis, un jour il raconta une histoire, mêlant son imagination à son expérience. Et cette histoire porte nécessairement les cicatrices de son âme. Sa pensée, réprimée, le tracasse et le rend anxieux jusqu'au beau jour où il s'exprime pour dire la vérité...La vérité qui fait mal, comme les cons la vérité flatteuse. Il n'est donc pas nécessaire qu'un auteur comprenne ce qu'il écrit. Les critiques se chargeront de le lui expliquer.

(Assemblage de citations)

NOTES SUR LE LIVRE

Par M. Abdelmadjid ATTAR, Ministre de l'Énergie

Quand Mr. Mohamed Said BEGHOUL m'a annoncé avoir terminé la rédaction d'un livre sur le pétrole, et qu'il souhaitait que je puisse y contribuer par une page en guise de note d'introduction, j'ai été agréablement surpris et lui ai demandé de m'envoyer rapidement quelques données sur son contenu.

Il m'a alors envoyé sa préface et surtout sa table des matières. Et là j'ai découvert qu'il s'agissait, en plus d'un livre, d'un véritable manuel proposant aussi bien des définitions très simples de tout ce qui a trait aux hydrocarbures en général, que leur histoire dans le passé et au futur, dans le monde et plus particulièrement en Algérie.

Ça ne m'étonne pas de Said avec qui nous avons travaillé des années durant au sein de la Division Exploration de Sonatrach, y compris parfois en croisant les fers, lui le géophysicien fonctionnant avec des données physiques, des formules, des modèles de calcul, et moi le géologue obligé de donner un contenu géologique à ses calculs pour reconstituer l'histoire d'un sous-sol et la probabilité qu'il puisse contenir ou non les hydrocarbures que nous recherchions ensemble.

Entre-temps nous avons tous les deux évolué, parfois sur des chemins avec des missions différentes, mais Said est resté quand même plus proche du terrain, et c'est ce qui lui a permis de voir large et loin, très loin, aussi bien sur les étapes historiques des hydrocarbures, que leur futur. C'est ce qu'il a donc entrepris de reconstituer pour mettre à la disposition aussi bien des connaisseurs que non connaisseurs, une multitude de données, de définitions, et même d'analyses sur toutes les étapes de l'histoire des hydrocarbures, les acteurs qui ont influencé cette histoire, les impacts positifs ou négatifs de l'exploitation et de l'usage de ces ressources.

Ce qui m'a le plus agréablement surpris, c'est de constater que le livre se termine petit à petit en mettant en évidence que la préoccupation mondiale et celle de l'Algérie aussi, bien sûr, est actuellement en pleine mutation et sera de plus en plus énergétique et non pétrolière, l'avenir étant dans une nécessaire transition énergétique, et une relance économique dans les secteurs hors hydrocarbures.

Et comme pour affirmer sa propre mutation depuis le pétrolier d'origine, Said se défait de sa combinaison de géophysicien pétrolier et emprunte, dans les dernières parties du livre, celle de l'analyse de la dimension économique des hydrocarbures et de leur indéniable malfaisance dans les systèmes pétro-rentiers. C'est peut-être l'annonce de futurs ouvrages sur le bon usage de l'énergie de demain.

Bon vent Said

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Notes sur le livre. Par M. Abdelmadjid ATTAR, Ministre de l'Énergie	5
Préface	15
Avant-propos	20

Première Partie

QUELQUES NOTIONS TECHNIQUES : DE LA PROSPECTION À LA COMMERCIALISATION

1 - Formation et migration des hydrocarbures	27
2 - Piégeage des hydrocarbures	28
3 - Les différents types de pièges	29
4 - Les réserves	29
5 - Les réserves récupérables	32
6 - Réserves et ressources : la distinction	35
7 - Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels	35
8 - Les différentes étapes de la chaîne pétrolière	36

Deuxième Partie

L'ÉNERGIE, CETTE COMPAGNE DE L'HOMME

1. - Introduction	41
2. - Besoins actuels et à venir en énergie	44
3. - Le support du charbon.....	45
4. - La planète est non encore vidée pour autant	47
5. - Où faut-il chercher le reste à découvrir ?	49
5.1 - L'offshore à la rescousse	50
- <i>La mer du nord (North Sea)</i>	
- <i>Le golfe du Mexique (GOM)</i>	
- <i>L'Offshore brésilien</i>	
- <i>La mer caspienne</i>	
- <i>L'Offshore Ouest africain</i>	
- <i>Conclusion</i>	
5.2 - Les hydrocarbures non conventionnels : l'autre manne	66
5.2.1- Bref historique	66
5.2.2 - Les différents types d'hydrocarbures non conventionnels	67
Les pétroles non conventionnels	67
- <i>Pétrole de réservoirs compacts («Tight Oil»)</i>	
- <i>Pétrole lourd et extra-lourd</i>	
- <i>Pétrole des sables bitumineux ou bitumeux («Tar Sands»)</i>	
- <i>Pétrole des schistes bitumineux</i>	
- <i>Pétrole de schiste -roche mère («Shale Oil»)</i>	
Les gaz non conventionnels	73
- <i>Gaz des réservoirs compacts («Tight Gas»)</i>	

-Gaz de schiste («Shale Gas»)	
-Les autres gaz non conventionnels	
5.2.3- Durée de vie des hydrocarbures non conventionnels	79
5.2.4- Conventionnel et non conventionnel : la limite	81
5.2.5- Impact du non conventionnel sur le marché de l'énergie	82
6. Le monde a encore besoin des énergies fossiles	85

Troisième Partie

ÉVOLUTION DE L'INDUSTRIE MONDIALE DES HYDROCARBURES

Chapitre 1 : Le Pétrole

1.1- Introduction	88
1.2- Les cartels pétroliers : d'Achnacarry à Baghdad	89
- Les «Seven Sisters»	
- La naissance de l'OPEP	
- Naissance et stratégie de l'AIE	
- Le bras de fer OPEP- «Non OPEP»	
- Création de l'OPEP +	
- Renaissance et poids des «Big Oil»	
1.3 - Où se trouvent les principales réserves prouvées ?	104
1.4 - Demande mondiale de pétrole	105
1.5 - Le pic pétrolier, «Peak Oil»	107
1.6 - Combien resterait-il à découvrir ?	110
1.7 - Facteurs contrôlant le marché pétrolier	112
- Introduction	
- Pourquoi, aujourd'hui, le Brent est-il plus cher que le WTI ?	
- «Les facteurs rapides conjoncturels»	
- «Les fondamentaux lourds durables»	
- Conclusion	
1.8 - Les réactions classiques de l'OPEP à l'effondrement du marché	136
1.9 - Le début du fléchissement de l'OPEP : les raisons	146
1.10 - L'OPEP, aujourd'hui et demain	147
1.11 - Le pétrole non conventionnel effraye les rentiers	151
1.12 - Le retour du pétrole conventionnel de l'OPEP	154
1.13 - Un baril à trois chiffres : un scénario possible ou le 5 ^{ème} choc	155

Chapitre 2 : Le Gaz Naturel

2.1 - Quelques notions techniques sur le gaz naturel	161
- Définitions	
- Types de gaz naturel	
- Composition d'un gaz naturel	
- Pouvoir calorifique d'un gaz naturel	
- Transport du gaz naturel	

2.2 - Naissance et évolution de l'industrie gazière mondiale	165
- <i>Introduction</i>	
- <i>Le torchage du gaz naturel</i>	
- <i>Les réserves mondiales</i>	
- <i>La production mondiale</i>	
- <i>La consommation mondiale</i>	
- <i>Le pic gazier</i>	
2.3 - Les différents marchés gaziers	176
- <i>Le marché américain</i>	
- <i>Le marché asiatique</i>	
- <i>Le marché européen</i>	
2.4 - Vers une mondialisation du marché du GNL ?	188
2.5 - C'est quoi le «Forum des Pays Exportateurs de Gaz - FPEG» ?	194

Quatrième Partie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUEL IMPACT SUR LES ÉNERGIES FOSSILES ?

1. Introduction	198
2. Diversification de l'économie et pic pétrolier.....	201
3. La transition énergétique : écologie ou économie ?	202
4. Le fossile : moteur de la croissance économique future des pays émergents	206
5. Les freins à la transition énergétique	211
6. Vers un nouvel ordre pétrolier mondial ?	218

Cinquième Partie

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ALGÉRIENNE

L'Algérie en un mot	228
---------------------------	-----

Chapitre 1 : Les différentes étapes du pétrole algérien

1.1 - L'époque coloniale (1830 - 1962)	230
1.2 - L'époque de l'Algérie indépendante	234
1.2.1 - Période 1962 - 1971	234
- <i>La création de la Sonatrach</i>	
- <i>Les nationalisations partielles de 1967 – 1968</i>	
1.2.2 - Période 1971 – 1986	242
- <i>Les nationalisations du 24 février 1971</i>	
- <i>Le plan Valhyd</i>	
- <i>Le plan Valhyd étouffé dans l'œuf</i>	
- <i>La dette algérienne post Valhyd</i>	
- <i>Quand le «concept Valhyd» sert ses détracteurs</i>	

1.2.3 - Période 1986 - 2005	266
- <i>Loi 86 - 14 relative aux hydrocarbures</i>	
- <i>Les résultats du partenariat «86 -14»</i>	
- <i>Qu'a fait Sonatrach durant le partenariat «86 - 14» ?</i>	
1.2.4 - Période 2005 - 2013	279
- <i>Loi N° 05 - 07 du 28 avril 2005 sur les hydrocarbures</i>	
1.2.5 - Période 2013 - 2019	283
- <i>Loi N° 13 - 01 du 20 février 2013</i>	
- <i>Loi N° 19 - 13 du 11 décembre 2019</i>	

Chapitre 2 : L'entreprise nationale SONATRACH: Naissance et évolution

2.1 - Logo de SONATRACH	289
2.2 - Objet social, statuts et organisation	289
2.3 - SONATRACH, société commerciale depuis 2005	293
2.4 - Effectif, ressources humaines et motivation	294
2.5 - Style de management à la SONATRACH	296
2.6 - Modernisation de la SONATRACH	299
2.7 - SONATRACH à l'international	301
2.8 - Pots-de-vin...Peau de chagrin	308
- <i>«Affaire Sonatrach 1»</i>	
- <i>«Affaire Sonatrach 2»</i>	
- <i>«Affaire Sonatrach 3»</i>	
- <i>«Affaire Sonatrach 4»</i>	
2.9 - Privatisation de la Sonatrach	314

Chapitre 3 : Réalités actuelles du paysage pétrolier algérien

Introduction	319
3.1 - Le pétrole brut algérien	320
- <i>Une faible reconstitution des réserves</i>	
- <i>Une production en déclin</i>	
- <i>Un marché intérieur de plus en plus boulimique</i>	
- <i>Des volumes exportés en baisse</i>	
- <i>Des recettes d'exportation mitigées</i>	
- <i>Un partenariat en repli</i>	
- <i>Les années à venir ou les années de disette</i>	
- <i>Faut-il croire encore aux projections euphoriques ?</i>	
- <i>Hassi Messaoud : le géant alité</i>	
- <i>Le pic pétrolier algérien : illusion ou réalité ?</i>	
- <i>En quelle année l'Algérie ne produirait plus de pétrole selon le concept de Hubbert ?</i>	
3.2 - Le Gaz algérien	341
- <i>Introduction</i>	
- <i>Le potentiel gazier algérien aujourd'hui</i>	
- <i>Hassi Rmel : le géant essoufflé</i>	
- <i>Quand Hassi Rmel pâtit, le gaz algérien gémit</i>	

- <i>Marché européen : point de mire du gaz algérien</i>	
- <i>Le gaz algérien : horizon 2030 -2040</i>	
- <i>Le pic gazier algérien : franchi en 2008 ?</i>	
3.3 - La solution gouvernementale : Quand on prend l'illusion pour de la conviction	364
3.4 - Maturité exploratoire du domaine minier algérien	367
- <i>L'intensification de l'exploration pétrolière n'est pas une panacée</i>	
- <i>Y aurait-il encore du pétrole à découvrir dans les bassins algériens ?</i>	
3.5 - L'augmentation du taux de récupération des gisements	379
- <i>Des tentatives avortées</i>	
- <i>L'EOR à la rescousse</i>	
- <i>Le cas algérien</i>	

Chapitre 4 : Les hydrocarbures non conventionnels en Algérie

4.1 - Motivations, atouts et écueils	386
4.2 - Le pétrole de schiste algérien	388
4.3 - Le gaz de schiste algérien	389
4.4 - Le modèle américain n'est pas transposable à l'Algérie	392
4.5 - L'éclatement de la bulle du «Shale Gas» américain	396
4.6 - Pourquoi le gaz de schiste est inopportun en Algérie	400
- <i>Contraintes logistiques et managériales</i>	
- <i>Impacts environnementaux et sanitaires</i>	
- <i>La contrainte hydrique</i>	
- <i>Le risque géologique</i>	
- <i>La rentabilité : le gouffre financier</i>	

Chapitre 5 : Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique

5.1 – Introduction	424
5.2 - Techniques injectant un autre fluide que l'eau	425
5.3 - Techniques recourant à des phénomènes physiques	426
5.4 - Le cas algérien : recommandations	428

Chapitre 6 : L'offshore algérien : du gaz dans l'eau ?

6.1. - Introduction	429
6.2 - Les limites des eaux nationales	430
6.3 - Le système pétrolier de l'offshore algérien	431
- <i>Les roches mères</i>	
- <i>Les pièges</i>	
- <i>Les réservoirs</i>	
- <i>Les couvertures</i>	

6.4 - Historique des recherches	433
6.5 - Le regain d'intérêt dans l'exploration marine en Algérie	434
6.6 - Le risque géologique et commercial de l'offshore algérien	435
6.7 - L'expérience offshore de la Sonatrach	436
6.8 - Les écueils géopolitiques de l'exploration en Méditerranée	437

Chapitre 7: L'industrie pétrolière aval algérienne

Le parent pauvre

7.1 – Introduction	439
7.2 - Un mot sur le raffinage et la pétrochimie	440
7.3 - Enjeux et aspects économiques	444
7.4 - L'industrie de la transformation en Algérie	448
- <i>Le volet pétrochimique</i>	
- <i>Le volet raffinage</i>	
7.5 - Les projets de la transformation en Algérie : des chiffres et des mythes	454
7.6 - La relance de l'industrie aval aujourd'hui : N'est-il pas trop tard ?	464

Sixième Partie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ALGÉRIE

1 - Introduction	470
2 - Le projet «Desertec »	471
3 - «Desertec» : l'avortement	473
4 - Le programme national de développement des énergies renouvelables	474
5 - L'inefficace...efficacité énergétique	478
6 - Conclusion	480

Septième Partie

LE SECTEUR HORS HYDROCARBURES ALGÉRIEN

1. Introduction	483
2. L'agriculture	484
3. Pêche et ressources halieutiques	492
4. Le tourisme	495
5. Les mines	500

Huitième Partie

LE MARASME SOCIO-ÉCONOMIQUE

1. Introduction	510
2. La balance commerciale algérienne	510

3. L'emprise rentière	520
4. Croissance économique et PIB algériens	522
5. L'explosion démographique	525
6. La gouvernance, l'autre parent pauvre	535
- <i>Introduction</i>	
- <i>Le réseau de transport</i>	
- <i>Le secteur de l'eau</i>	
- <i>L'énergie</i>	
- <i>Le logement</i>	
- <i>Le secteur de la santé</i>	
- <i>L'éducation</i>	
- <i>Le domaine de la télécommunication</i>	
- <i>Le plan de relance 2001 -2004 : ambitions et déception</i>	

Neuvième Partie

LES RÉFORMES ÉCONOMIQUES

1. Pourquoi les réformes ?	567
2. Les privatisations	570
3. Les investissements	574
4. L'avancement des réformes	574
5. Les investissements directs étrangers (IDE)	576
6. La situation sécuritaire n'était pas une entrave aux IDE	581
7. Les freins aux réformes : la valse des ministres	584
8. Sur la mondialisation	587
- <i>L'OMC : présentation</i>	
- <i>Le «positif»</i>	
- <i>Le «négatif»</i>	
- <i>L'Algérie et la mondialisation</i>	
- <i>Conclusion</i>	

Annexe :

Lexique, abréviations, acronymes	600
Conversions courantes d'unités d'énergie	614
Liste des tableaux	616
Liste des figures	617
Bibliographie	618

Préface

«La richesse ne consiste pas dans la possession de trésors, mais dans l'usage qu'on en sait faire».

Napoléon Bonaparte

Saisir les caprices du marché pétrolier, au quotidien, c'est essayer de maîtriser, dans l'eau, un dauphin par le dos. Une chose est sûre, l'industrie des ressources naturelles est censée générer un profit contribuant à lamener la pauvreté par l'investissement dans une économie de production durable et créatrice de richesse. Cependant, et à moins qu'il s'agisse de « micro états », sous-peuplés, autarciques, c'est dans les pays pétro-rentiers que le malaise social rayonne le plus. Léthargie économique, inflation, endettement et paupérisation des populations y sont souvent légion.

Le pétrole, cet oreiller naturel et drogue économique endémique, plonge le prédateur dans un sommeil profond, avec, pour unique rêve, le bon cours du marché et la forte dose de la manne annuelle. Oui, beaucoup d'efforts sont investis dans les spéculations simplistes et « rationnelles » sur le marché pétrolier de demain et les rentes qui seraient engrangées mais c'est au marché, seul, de décider de la prospective du terrassement des pentes inflationnistes, de la pauvreté, du chômage et de la construction d'outils d'une économie de production assoyant, durablement, l'équité sociale.

En pétrole, l'incertaine « richesse » coule au rythme du capricieux marché, au rythme du fragile baril. Ce dernier fixe le budget annuel des rentiers et décide de la qualité de vie des populations. Sa déprime et l'insuffisance des revenus y afférents remettent en cause les programmes de développement profilés, réveillent la déception des populations et génèrent les conflits sociaux.

Les embellies pétrolières, quant à elles, cryptent les réalités économiques et poussent les gouvernements à user d'un argent frais, inattendu, pour courtiser le citoyen, colmater les fractures sociales du moment, comme les programmes anti-pénuries et autres

préoccupations quotidiennes de la rue. Pour beaucoup de pays pétrorentiers, le retard dans le développement humain nécessite tant d'années de réajustement et des investissements socio-économiques hors de portée de l'unique manne pétrolière.

Le pétrole n'est pas un véritable apanage. C'est un simple outil, épuisable, catalysant, sans plus, les mécanismes visant un développement socio-économique durable. Comme ce véhicule, neuf, encore puissant, qui finira par s'éteindre avant que le conducteur n'atteigne la destination ciblée, les années pétrole doivent servir à effacer aux générations montantes cet atavisme économique qui tire ses racines dans un choix idéologique, quoiqu'imposé par la conjoncture d'autrefois.

Avec la mondialisation, et même disposant d'énormes réserves pétrolières, il est un moment où il faut inéluctablement s'extirper de l'économie de rente et cesser de se croire tenir le bâton du maréchal au risque d'en subir les coups. La démonstration de force de l'OPEP dans les années 1970, imposant le prix du baril, avait une dimension politique, aujourd'hui révolue.

Aussi, avec la libération de l'économie mondiale, le pétrole, un bien marchand, a désormais une dimension économique. Son prix est édicté par une logique financière d'équilibre entre l'offre et la demande.

Le pétrole qui était donc une arme dans les années 1960-1970, menace désormais de se pointer, à tout moment, vers son propre détenteur. Les pays de l'OPAEP (organisation des pays arabes exportateurs de pétrole), en particulier, ne sont pas prêts d'oublier cette petite phrase de l'ancien secrétaire d'état américain, Henry Kissinger, qui avait déclaré, en 1973, lors de la guerre du Kippour, «...*Nous leur ferons boire leur pétrole* », quand les pays de l'OPAEP avaient décrété un embargo pétrolier contre l'occident. C'était en 1968, un an après la guerre des «Six Jours» (du 5 au 10 juin 1967, opposant Israël à l'Égypte, la Jordanie et la Syrie) que l'Arabie saoudite, le Koweït et la Libye ont décidé de créer l'OPAEP qui sera élargie, en 1970, à d'autres pays conservateurs comme Abu Dhabi, Dubaï, le Bahreïn, l'Algérie et le Qatar puis, en 1972, à l'Égypte et l'Irak. Aujourd'hui, des multinationales disposent de réserves de

pétrole et de gaz et de chiffres d'affaires largement supérieurs à ceux de certains pays de l'OPAEP réunis. On a longtemps cru que les états disposant des plus grosses réserves de pétrole sont les moins exposés aux crises économiques et à la pauvreté.

L'Irak d'avant-guerre, cette grande civilisation arabe, qui dispose de 10% des réserves mondiales de pétrole, ne mangeait plus à sa faim du fait d'une totale dépendance agro-alimentaire. Seul le pétrole pouvait procurer de la nourriture. Les effets nuisibles de l'embargo, imposé par le Conseil de Sécurité en 1990, se sont, de toute évidence, allègrement nourris des limites d'une économie rentière.

Aujourd'hui, l'Arabie saoudite, qui détient 16% des réserves mondiales et grossièrement premier exportateur de la planète, est entrée en crise économique, depuis juin 2014, tout comme l'ensemble des pays rentiers à fort potentiel pétrolier à l'exemple du Venezuela, le plus affecté économiquement, malgré ses 18% des réserves mondiales.

Dans beaucoup de pays pétroliers de l'OPEP (organisation des pays exportateurs de pétrole), le secteur des hydrocarbures contrôle 30% à 50% du PIB (produit intérieur brut), assure 5% à 10% de l'emploi, plus de 50% des recettes fiscales et plus de 95% des revenus annuels, des piliers de quoi ériger une économie en château de cartes.

L'histoire lointaine nous rappelle, aussi, que les énormes stocks de bitumes dont disposait Annibal ont coûté la disparition pure et simple de sa célèbre cité carthaginoise, et pour cause, leur inflammation par le général romain Scipion l'Africain. Le présent, lui, nous apprend qu'en dehors des aléas climatiques et pétroliers auxquels s'ajoutent des carences humaines, les impondérables naturels, à l'exemple des séismes et des inondations, peuvent comprimer plus sévèrement la volonté des pouvoirs publics pour venir à bout des névralgies populaires. Moralité ? Il faut avoir présent à l'esprit qu'on peut être détruit, d'une façon ou d'une autre, par sa propre et unique «richesse». Là, est le désastre de la mono dépendance économique. Le pétrole, c'est bien, ne pas en avoir trop, c'est mieux.

Concernant l'Algérie, les réserves et la production ne représentent respectivement que 0.6% et 1% au niveau mondial mais là n'est pas la question. Quand retentira l'amorce du déclin irréversible de la production pétrolière algérienne et où se situera l'après-pétrole algérien, la réponse est controversée par l'optimisme des uns et le scepticisme des autres, sauf que l'effet pervers de l'optimisme risque de renvoyer aux calendes grecques les efforts d'extirpation de l'emprise rentière et l'édification d'une économie de production. L'économie algérienne s'est longuement alimentée des seuls comptes domestiques, dominés à plus de 40% par une fiscalité pétrolière, elle-même tributaire d'impondérables exogènes. Une chute de un (01) dollar du prix du baril sur une année engendre une perte d'environ 600 millions de dollars sur le revenu. Les unités industrielles algériennes érigées sous le système dirigiste ne contribuaient en rien dans la compensation du déficit rentier. Pis encore, elles sont devenues une charge pour l'état. Certaines entreprises publiques, encore en vie artificielle, tournent à moins de 50% de leurs capacités et ne contribuent qu'à hauteur de 8 à 10% seulement au PIB. Mais il ne suffit pas de rattraper un déficit rentier mais toute une économie qui accuse un grand retard dans l'insertion mondiale.

Rattraper le retard des années dirigistes, nécessite une intensification des efforts de façon à ce qu'une année puisse en rattraper cinq. L'Algérie se doit ainsi d'activer son ouverture sur le monde par une meilleure lisibilité de son économie au moyen de marchés régionaux et pertinents afin d'attirer sérieusement l'investissement hors hydrocarbures.

L'association avec l'union européenne (UE) et l'adhésion à l'OMC (organisation mondiale du commerce) sont des instruments inéluctables au risque de les subir par une profonde marginalisation. En dehors de la précaire OPEP, l'Algérie est, en effet, l'un des rares pays à ne pas faire partie d'un cartel économique, sérieux, qui soit régional ou international, ce qui la situe à mille lieues des IDE (investissements directs étrangers) et des opportunités qui en résultent en matière de développement durable.

Le projet des réformes économiques en Algérie a été enclenché vers la fin des années 1980, soit après les enseignements de la crise pétrolière de 1986 qui a plongé le pays dans une impasse socio-économique dont quelques séquelles se ressentent encore aujourd'hui. Il fallait emprunter la voie du changement avant d'y être contraint. La leçon n'est pas apprise. Nous revoilà encore en crise pétrolière et économique depuis juin 2014.

En restant optimiste, le pétrole prouvé algérien coulera encore, à bas débit, pendant une période de deux ou trois décennies. Il continuera à catapulter au plus loin les mutations économiques du pays. Mais en termes de vie d'une nation, cette période est courte. Un enfant né aujourd'hui aura trente ans à cette échéance et beaucoup d'adultes d'aujourd'hui ne joueront que très peu ou plus leur rôle de l'heure. L'avenir de cet enfant, qui se décide maintenant, doit être décrypté du système pétro-rentier. *« Il faut se garder des prophéties surtout quand elles concernent l'avenir »*, dit un proverbe chinois.

Si nous, adultes, n'avons que peu d'influences sur le marché pétrolier actuel, que nous connaissons assez bien, il n'est que vrai que nous ne pouvons rien sur sa situation future dont nous savons que si peu de choses. C'est à l'enfant « incrédule » d'aujourd'hui de bâtir, demain, sa propre économie. Mais qu'il ne feigne d'ignorer que ça le sera sans (beaucoup de) pétrole. Peut-être ça le remplira d'être plus fort que nous. Nous, qui avons toujours consommé ce que nous n'avons, encore, jamais produit.

AVANT-PROPOS

Mon livre est un produit «tout en un» où le lecteur peut trouver ce que tout le monde, ou presque, cherche à savoir sur les hydrocarbures. J'ai d'abord trouvé utile de parler du pétrole en tant que compagne de l'homme, au fil du temps, depuis sa première «découverte», de l'évolution de l'industrie pétrolière, des ressources de la planète et leur rôle dans l'économie mondiale mais aussi de leur indéniable malfaisance dans les systèmes pétro-rentiers et l'Algérie n'est pas en reste.

Seulement, je ne crois pas pouvoir trop m'assurer que le contenu de mon ouvrage ne puisse souffrir, de temps à autre, de déficiences et notamment en matières de chiffres ou d'opinions. En effet, la fiabilité de l'information économique est un problème pour tout le monde y compris les hommes politiques. Les chiffres peuvent se controverser selon qu'ils émanent d'un ministère, d'une agence spécialisée, d'une organisation, d'une opposition et selon qu'on soit euphorique ou alarmant.

En pétrole, les chiffres évoluent. Ceux de l'année écoulée ne sont plus nécessairement ceux de l'année en cours et ces derniers ne seront pas ceux de l'année prochaine. Dès lors, je me suis efforcé d'éviter la guerre des chiffres et d'opinions, d'être au juste milieu, en essayant, parfois, de ne pas trop chiffrer. Mais que vaut une analyse à caractère économique, aussi sensible, sous-chiffrée ?

Dans ce livre, certains chiffres et informations sont toutefois moins entachés de déficiences. Ils sont de type formel, grand public et connus de tous, ou presque. Il y a aussi mes chiffres, à moi, confectionnés à base de recoupements et de synthèses personnelles tout comme les tableaux et les figures, lesquels sont réalisés par mes propres soins en traitant des données bibliographiques. Par ailleurs, dans la première partie du livre, j'ai, peut-être, insisté, parfois, sur des notions ou définitions qui paraissent évidentes pour les uns mais certainement pas pour les autres. J'ai voulu que mon livre soit également accessible aux autres.

J'invite le lecteur à apporter, lui-même, les correctifs éventuels mais je lui suggère, en revanche, d'admettre qu'une modification trop précise, au pied à coulisse, ne changerait en rien à la tendance générale des choses. La somme des arrondis n'est pas toujours égale à l'arrondi de la somme.

L'industrie pétrolière utilise une large gamme d'unités de mesure ainsi que des termes assez spécifiques à cette industrie. Afin d'éviter de les expliquer à chaque fois dans le texte, ils seront définis uniquement lors de leur première apparition et seuls leurs acronymes ou abréviations seront utilisés par la suite. Une table de conversion et un lexique sont insérés à la fin du livre. Le lecteur est invité à s'y référer si besoin est.

Mais ce livre, qui est le fruit d'un long travail, a une autre fin. Il constitue un mémoire au terme d'une carrière, aussi longue, d'une trentaine d'années à la SONATRACH (Société nationale algérienne de transport et de commercialisation des hydrocarbures) où je me suis consacré non seulement à mon métier de base qu'est la recherche et prospection du pétrole et du gaz, mais aussi à l'intéressement au devenir extra pétrolier de mon pays en me posant la question : «L'Algérie pourrait-elle vivre sans pétrole ? ». Aussi, concernant le pétrole algérien, certains passages de mon livre peuvent paraître assez offensifs pour les uns et constructifs pour les autres. Dès lors, cela peut susciter de réactions hostiles et favorables mais une chose est sûre : mes opinions au sujet du pétrole algérien ne constituent aucunement un procès pour les uns ni un éloge pour les autres. Seul, l'intérêt du pays compte pour moi. Aucun algérien n'est plus algérien que les autres et personne ne porte, seul, l'Algérie sur les épaules.

«Pétrole algérien : *les barils de la peur*» - Pourquoi ce titre ?

Mon livre a pour finalité de mettre le doigt sur l'avenir de la rente pétrolière algérienne, seule pourvoyeuse de recettes et les dangers qui se profilent à l'horizon 2030-2035, avec l'amenuisement du potentiel pétrolier et gazier du pays et la substitution galopante des volumes exportés par une croissance effrénée des besoins

internes auxquels devra être affectée la quasi-totalité de la production nationale. Cette dernière ne pouvant dégager un excédent à l'exportation, le pays, ne pouvant plus renflouer ses caisses, se verra exposé à une situation d'économie de découvert et d'insolvabilité ne lui permettant même pas le recours à l'emprunt étranger. Aujourd'hui, on assiste à une fin des «années pétrole» algériennes sans aucune économie de production bien que le pays ait engrangé plus de 1200 milliards de dollars depuis les nationalisations de février 1971 et dont le but était non seulement la consolidation des intérêts légitimes du pays mais aussi l'exploitation, à bon escient, du pétrole algérien pour le développement d'une indépendance économique vis-à-vis de la rente. Pourquoi cette peur ? Si aujourd'hui, la rente bien que permettant encore quelques équilibres macroéconomiques, n'a pas pu, pour autant, estomper le courroux social des populations, qu'en sera-t-il à l'horizon 2030-2035 quand les «derniers barils» ne pourront ni suffire pour pérenniser la rente, et bâtir une économie hors hydrocarbures, ni garantir, au gouvernement, l'achat d'une paix sociale au moment où le pays somnole, plus que jamais, sur une poudrière latente qui atteindra plus de 50 millions d'habitants en 2030 et qui peut s'enflammer à tout moment. D'où «...les barils de la peur».

Mon livre comporte neuf (09) parties dont les 5 dernières sont consacrées à l'Algérie. Chaque partie est composée de plusieurs chapitres, avec, parfois, des illustrations graphiques, notamment dans la partie portant sur le pétrole algérien.

La première partie est une mise à niveau permettant au lecteur (non initié) de prendre connaissance de la définition et de la signification des principaux termes et **concepts techniques** qui seront usités dans le livre : *Formation et accumulation des hydrocarbures ; piégeage des hydrocarbures ; différents types de pièges ; réserves en place et récupérables ; réserves et ressources ; hydrocarbures conventionnels et non conventionnels ; les différentes étapes de la chaîne pétrolière, etc.*

La deuxième partie traitera de l'énergie en général et du pétrole en particulier, comme compagne de l'homme au fil du temps, depuis les peuples anciens jusqu'à nos jours. Nous passerons en revue l'évolution de l'utilisation des bitumes par les égyptiens pharaoniques, les Incas péruviens, les phéniciens, fondateurs de Carthage et la médecine moyenâgeuse,...avant que le pétrole, liquide, ne soit utilisé comme une source d'énergie dès le milieu du 19ème siècle, avec les premiers forages en Pennsylvanie (USA). Nous parlerons des besoins énergétiques actuels et à venir, les zones potentielles à explorer, l'offshore mondial, le déclin de la taille des gisements découverts, justifiant le recours aux différents types d'hydrocarbures non conventionnels, l'impact de ces derniers sur le marché pétrolier, etc.

Dans la troisième partie, il sera question de l'**évolution de l'industrie pétrolière mondiale**, depuis la première découverte de pétrole en août 1859, à Titusville, en Pennsylvanie (États-Unis), jusqu'à aujourd'hui. Nous survolerons les principaux progrès technologiques ayant gouverné cette industrie, la naissance des premières industries pétrolières mondiales, au milieu du 18^e siècle, la création des cartels pétroliers dont les «*Seven Sisters*», au milieu des années 1940, la naissance de l'OPEP, de l'AIE, les objectifs motivant la création de ces cartels, l'évolution et la répartition géographique des réserves mondiales, le pic pétrolier et gazier, le potentiel restant à découvrir, les différents chocs pétroliers, les facteurs contrôlant le marché pétrolier, etc. Nous avons trouvé utile de consacrer un peu plus de temps à l'OPEP quant à sa naissance, son évolution et ses perspectives, avec un retour possible et progressif à un prix du baril à trois chiffres après une présumée déplétion irréversible des schistes américains. Nous terminerons cette troisième partie par le marché gazier mondial, les principaux acteurs, les différents marchés gaziers, la commercialisation et le transport pipelinier et par méthanier (GNL), les volumes commercialisés à l'échelle mondiale, la possibilité d'une mondialisation du marché du GNL, etc. Nous avons également trouvé utile de dire un mot sur le Forum des pays gaziers (FPEG), sa création, ses membres, ses objectifs ainsi que les résultats de cette organisation et son influence sur le marché gazier international depuis sa naissance en 2001.

Comment évoluera le paysage énergétique mondial dans les décennies à venir est une simple question mais à réponses multiples et complexes basées sur différentes modélisations spéculatives, émanant de diverses sources accoudées aux courbes d'apprentissage vécues et scénarios prévisionnels conservateurs mais aussi rapides édictés par la feuille de route des différentes COP. Nous allons tenter d'augurer la place qu'occuperait chaque source d'énergie dans le mix mondial à l'horizon 2040-2050. Nous parlerons ainsi des programmes de la **transition énergétique** à l'échelle mondiale et particulièrement en Méditerranée, du réchauffement climatique et de la lutte contre le gaz à effet de serre. Il sera aussi question du défi de la substitution des énergies fossiles par les renouvelables, du désinvestissement dans le fossile, à l'exemple des ambitions françaises de mettre un terme au financement des projets fossiles à l'horizon 2040, les freins à la transition énergétique, etc. Allons-nous droit vers un nouvel ordre énergétique mondial ? Quels seront les principaux acteurs ? Quel impact sur les revenus des pays pétroliers rentiers ? etc. Tous ces points vont être développés dans la quatrième partie du livre.

La cinquième partie, section principale du livre, est consacrée à **l'industrie pétrolière algérienne**. Nous déroulerons dans cette partie, riche en chapitres, l'histoire et la chronologie des faits marquants du pétrole algérien depuis les premières découvertes dans le bassin du Cheliff, au nord du pays, vers la fin du 19^e siècle, jusqu'à nos jours . Nous verrons, dans un premier temps, l'activité pétrolière durant la période coloniale puis l'industrie pétrolière de l'Algérie indépendante, les accords algéro-français sur le pétrole du Sahara, la naissance de Sonatrach, les nationalisations des hydrocarbures, etc. Nous passerons en revue les différentes lois algériennes relatives aux hydrocarbures ainsi que l'ouverture du domaine minier national au partenariat étranger et puisque l'occasion incite à l'évoquer, nous avons consacré tout un chapitre à la compagnie nationale SONATRACH en termes d'évolution depuis sa création. Nous évoquerons ses différents statuts juridiques, son rôle dans l'économie du pays, son organisation, son mode de gestion, ses points forts, ses points d'amélioration, mais aussi...ses points faibles. Dans cette cinquième partie nous illustrerons en détail les réalités actuelles du paysage pétrolier algérien en termes de réserves

prouvées, de production, d'exportation, de marché intérieur, de partenariat et ce depuis, notamment, le début des années 2000. Nous analyserons l'occurrence des pics pétrolier et gazier algériens, le potentiel pétrolier restant à découvrir, le potentiel non conventionnel algérien, ses atouts, ses écueils, sa rentabilité, l'offshore algérien, etc. Nous clôturerons cette cinquième partie par un chapitre qui traitera du secteur aval algérien relativement en friche, le raffinage et la pétrochimie en l'occurrence.

La sixième partie du livre portera sur la transition énergétique en Algérie. Il sera question des projets de développement des énergies renouvelables, dont «Desertec», des réalisations, etc. Nous parlerons des différents programmes nationaux lancés dans ce cadre par le gouvernement, les objectifs à atteindre à l'horizon 2030-2035 notamment dans la diversification du mix électrique et énergétique en général, qui reste contrôlé à 98% par le gaz naturel dont les volumes dédiés à l'exportation ne cessent de baisser d'année en année. L'émergence des énergies renouvelables devrait donc permettre au pays de redynamiser ses exportations gazières pour conforter ses recettes en devises au moment où le **secteur hors hydrocarbures** n'arrive pas à décoller avec des exportations quasi-inexistantes. Ce secteur fera justement l'objet de la septième partie du livre où seront passés en revue les principaux domaines clés, restés en jachère depuis l'indépendance du pays. Il s'agira, notamment, de l'agriculture, de la pêche et des ressources halieutiques, du tourisme et des mines.

Des comparaisons avec d'autres pays, maghrébins en particulier, car disposant des mêmes conditions géographiques et géostratégiques, aideront à mieux mesurer le retard accusé par l'Algérie dans ces domaines.

Dans la huitième, et avant dernière partie, nous tirerons les conclusions quant aux causes du perpétuel **marasme socio-économique** qui secoue l'Algérie. Des causes qui puisent leurs racines dans un choix économique idéologique dirigiste dont l'outil et le concept managérial ne répondent ni au standard ni aux règles de la gouvernance internationale.

Enfin, nous terminerons notre livre par une neuvième partie consacrée aux ***réformes économiques*** lancées par les pouvoirs publics vers la fin des années 1980. Nous parlerons du contenu de ces réformes, leurs contraintes, résultats, enjeux, etc. Il n'est pas sans intérêt, aussi, d'évoquer la mondialisation de l'économie algérienne en termes d'association avec l'Union européenne, d'adhésion à l'OMC et les entrées d'IDE (investissements directs étrangers).

Je ne peux clore cette introduction sans exprimer mes vifs remerciements, mon respect et ma gratitude à Monsieur Abdelmadjid ATTAR, ministre de l'Énergie, pour avoir accepté de rédiger, en dépit de son agenda chargé, ses «NOTES SUR LE LIVRE» et surtout pour sa patience, sa disponibilité et ses réconfortants encensements. C'est, pour moi, un soutien inestimable. Merci encore, Chef !

Première Partie

QUELQUES NOTIONS TECHNIQUES DE LA PROSPECTION À LA COMMERCIALISATION

«Étudiez mieux les principes de votre art et vous pourrez tout prévoir et tout calculer : c'est votre seule ignorance qui fait de vos opérations un tâtonnement continu et une décourageante alternative de succès et de revers ». DE CHAPTAL, Chimiste, médecin et homme politique français (1756 - 1832)

Devant la profusion de manuels et de littératures traitant du sujet technique, nous nous limiterons ici à quelques éléments et définitions de base permettant au lecteur, non initié, de prendre connaissance de certains termes pétroliers mais aussi des différentes phases de l'industrie pétrolière, depuis la prospection jusqu'à la commercialisation.

1 - Formation et migration des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont des combustibles fossiles formés il y a 50 à 300 millions d'années, selon les caractéristiques du bassin sédimentaire, suite à la décomposition d'organismes marins déposés au sein d'un sédiment généralement argileux (roche mère) au fond du bassin il y a environ 600 millions d'années. Ces organismes, morts, se transforment en matière organique. Cette dernière évoluera en kérogène, une sorte de pétrole solide qui, à une température de 60° à 100 °C (température de la fenêtre à huile vers la profondeur 2000-2500 m), donne naissance au pétrole liquide puis au gaz quand la température atteint les 120°-150° C (température de la fenêtre à gaz vers la profondeur 2500-3000 m).

Avec l'augmentation de la pression au sein de la roche mère, les hydrocarbures générés étant moins denses que l'eau et la roche encaissante, cette dernière les expulse (migration primaire) vers les réservoirs situés plus hauts à travers des voies ou chemins de migration (migration secondaire). Lors de la migration secondaire, les

hydrocarbures peuvent voyager sur de longues distances (allant jusqu'à des centaines de kilomètres) pour atteindre leur destination finale (le piège) où ils s'accumuleront pour former les gisements que nous découvrons et exploitons aujourd'hui.

2 - Piégeage des hydrocarbures

Les principaux pièges d'hydrocarbures à travers le monde ont une forme détectable et reconnaissable par la géophysique (la prospection sismique) mais seul le forage peut renseigner sur l'existence ou non des hydrocarbures au sein du piège cartographié. Statistiquement, près de 70% des pièges forés en exploration pétrolière mondiale se sont avérés stériles après le forage. Si les conditions d'expulsion ne sont pas satisfaites les hydrocarbures générés par la roche mère y restent emprisonnés (hydrocarbures de roche mère comme le pétrole et le gaz de schiste). Si les hydrocarbures sont expulsés mais ne rencontrent pas de pièges, ils regagnent la surface de la terre pour s'accumuler sous forme de bitumes enrobant les sables (pétrole des sables bitumineux). Dans les deux cas leur exploitation est techniquement plus complexe d'où le qualificatif de «non conventionnel» attribué à ces types d'hydrocarbures.

Les dimensions d'un piège peuvent varier sur des surfaces allant de quelques kilomètres carrés à plusieurs centaines, voire milliers de kilomètres carrés. On peut citer le cas du plus grand gisement gazier au monde, le *South Pars/North Dome*, situé à cheval dans les eaux territoriales de l'Iran et du Qatar dans le golfe Persique, découvert en 1971 par Shell, avec une surface imprégnée d'environ 9 700 km², les gisements algériens de Hassi Messaoud et de Hassi Rmel avec respectivement 2500 Km² (dont 1600 Km² de surface imprégnée) et 3500 Km², etc.

Les volumes d'hydrocarbures piégés vont du marginal, à rentabilité mitigée, au méga gisement comme ceux de *Ghawar* en Arabie Saoudite avec 170 milliards (Mds) de barils (bbl) en place et *Safaniya* (60 Mds bbl), *Burgan* au Koweït (88 Mds bbl), *Rumaila* en Iraq (51 Mds bbl), *Hassi Messaoud* en Algérie (45 Mds bbl), etc.

Pour le gaz, le plus vaste gisement du monde est le *South Pars/North Dome* avec un volume en place d'environ 50 000 milliards de mètres cubes (ou 50 000 Billion Cubic Meters- BCM, en anglais) dont 70% dans le *North Dome* qatari. Viennent ensuite le gisement de *Chtokman* en Russie (3200 BCM), de Hassi Rmel (Algérie) avec 3300 BCM, etc.

3 - Les différents types de pièges

Dans le monde, il existe plusieurs types de pièges pouvant coexister au sein du même bassin : pièges tectoniques ou structuraux (voutes anticlinales), mixtes (anticlinaux contre-faille), stratigraphiques (lithologiques, biseaux, lentilles), dômes de sel, récifaux et hydrodynamiques. Mais les statistiques montrent que 82% des réserves mondiales sont associées aux pièges tectoniques (80% dans les structures anticlinales et 1.5% dans les pièges contre-faille). Contrairement à l'idée que l'on se faisait sur l'obsolescence de la théorie anticlinale et le recours aux pièges stratigraphiques comme partie immergée de l'iceberg, ces pièges ne contrôlent en fait que 18.5% des réserves mondiales identifiées (sous-discordance : 3%, biseaux et dômes de sel : 13%, récifaux : 2.5%). La théorie anticlinale, née dans les années 1900-1920, et ayant permis la découverte de plusieurs grands gisements aux États-Unis, reste encore la voie privilégiée dans l'exploration pétrolière conventionnelle en matière de taille des réserves. En Algérie, l'essentiel des réserves d'hydrocarbures (Hassi Messaoud, Hassi Rmel, Berkine, Ourhoud, etc.) sont liées aux pièges anticlinaux.

4 - Les réserves

À l'échelle de la planète, la masse totale de kérogène (d'origine animale et végétale) est estimée (selon l'IFP -Institut français de pétrole) à environ 10 millions de milliards de tonnes mais seulement une infime partie (0.103%) est transformée en réserves fossiles dont 0.1% en charbon et 0.003% en pétrole et gaz. La quasi-totalité du kérogène (99,897%) n'a été transformée ni en charbon ni en hydrocarbures. Ainsi, les réserves d'hydrocarbures restent

insignifiantes comparativement aux volumes générés et expulsés par la roche mère dont seulement 5% des volumes expulsés seraient accumulés dans les pièges identifiés à ce jour. Une partie (10% à 40%) des 95% est restée piégée dans la roche mère et l'autre partie expulsée serait perdue ou piégée dans des zones non encore identifiées par l'exploration, ce qui justifie la poursuite des recherches.

Le volume approximatif d'hydrocarbures piégés dans le gisement ne peut être estimé qu'après un forage à base d'interprétation des enregistrements électriques (diagraphies) le long du puits.

La définition des réserves et leur classification peut dépendre d'une école à l'autre, d'une compagnie à l'autre, voire d'un pays à l'autre mais en général on distingue :

- **Réserves en place** : volume existant dans le réservoir en subsurface.
- **Réserves récupérables** : pourcentage de réserves en place pouvant être récupéré en surface.
- **Réserves prouvées** : volume minimal estimé avec une certitude ou probabilité raisonnable de 90% (désignées par P90 ou P1) et dont l'existence est prouvée par un test débitant en surface. Techniquement, le volume prouvé est limité à un rayon de drainage d'un (01) kilomètre autour du puits pour le pétrole et à deux kilomètres pour le gaz du fait de la meilleure mobilité de ce dernier.
- **Réserves probables** : ayant une probabilité d'existence supérieure ou égale à 50 % (désignées par P50 ou P2). Elles ne sont pas confirmées par des tests mais présentent les caractéristiques géologiques et géophysiques similaires à celles des réserves prouvées.
- **Réserves possibles** : volume maximal mais dont la chance d'existence est estimée à seulement 10% (désignées par P10 ou P3). Elles sont définies à base des seules données géologiques favorables mais l'absence évidente de leur communication directe avec les réserves prouvées et probables ne permet pas de la classer comme certaines.

Les réserves officielles déclarées par un pays ou par une compagnie sont des réserves prouvées récupérables mais ne se limitent pas uniquement aux volumes (P1) immédiats autour du puits (volumes insignifiants). Elles incluent aussi les volumes probables (P2). Les chiffres des réserves officielles prouvées annoncés par les états et les compagnies sont habituellement « gonflés » et peuvent reposer sur des considérations politiques, stratégiques et financières pour les compagnies cotées en bourse.

Selon les règles de la SEC (*US Securities and Exchange Commission*), qui est l'organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers, seules les réserves des gisements rentables à exploiter peuvent être considérées comme « réserves prouvées ». Une chute drastique du prix du baril peut rendre certaines réserves non rentables et donc « non prouvées » et ne seront plus comptabilisées dans le portefeuille de la compagnie alors que géologiquement leur volume n'a pas changé. Elles redeviendront prouvées (rentables) et rentreront dans l'actif de la compagnie quand les cours remonteront à un seuil donné, les rendant rentables.

C'est d'ailleurs dans cette optique qu'une nouvelle classification des réserves venait d'être adoptée, en 2011, par SPE (*Society of Petroleum Engineers*), la plus grande association professionnelle des ingénieurs des pétroles, basée aux États-Unis et spécialisée dans la standardisation des définitions et des normes dans l'industrie pétrolière. Cette nouvelle classification, basée sur la commercialité des réserves, et approuvée par le WPC (*World Petroleum Council*), subdivise ces dernières en trois catégories :

- « **Réserves** » : Volumes rentables, en production (1P, 2P, 3P)
- « **Contingent Resources** » : découvertes, à rentabilité mitigée (1C, 2C, 3C)
- « **Prospectives Resources** » : volumes non encore mis en évidence.

Il en résulte que si la commercialité (ou rentabilité) d'un volume d'hydrocarbures n'est pas démontrée, ce volume ne peut être considéré comme des « réserves ».

Il s'agit d'un nouveau système de management des ressources (*Petroleum Resources Management System-PRMS*) auquel les compagnies pétrolières vont inévitablement se conformer. Cela homogénéisera mieux les données des réserves et facilitera les négociations et les transactions inter-compagnies, notamment dans les cas de cession d'Assets, de rachat de compagnies, etc.

5 - Les réserves récupérables

Le volume des réserves récupérables renseigne sur la rentabilité ou la commercialité du gisement en fonction du taux de récupération en surface, lequel taux dépend des caractéristiques géologiques du réservoir (perméabilité, pression, etc.), de celles du fluide piégé (type, densité et viscosité) et du mode de drainage des fluides (naturel ou artificiel). Les réserves peuvent être produites en surface soit par l'énergie naturelle du réservoir (récupération primaire, ou production éruptive) soit par des moyens techniques (récupération assistée secondaire et tertiaire).

Les taux moyens de récupération primaire varient entre 20% et 30% pour le pétrole léger et de 5% à 10% pour les pétroles plus denses (pétrole extra-lourd et lourd) tandis que le taux de récupération du gaz, plus mobile, varie entre 70% à 80%. Durant la période de récupération primaire, le coût de production est relativement faible mais avec le temps, la production s'accompagne d'une diminution de la pression du gisement et son maintien nécessite le recours aux techniques de récupération secondaire par injection d'eau, de gaz ou les deux alternés (*Water Alternating Gas - WAG*).

L'injection d'eau se fait habituellement à la base du gisement ou à sa périphérie mais présente des inconvénients liés au problème de la corrosion. L'injection de gaz se fait soit au sommet du gisement soit à sa base. Cette technique est plus efficace que celle de l'eau du fait que cette dernière piège les huiles, notamment dans les faibles porosités. Mais l'injection de gaz est plus onéreuse avec les coûts de compression du gaz.

Dans le cas d'un gisement de pétrole, la récupération secondaire peut permettre de pomper 40% à 50 % du volume en

place, voire 60% en *water drive*. Comme pour la récupération primaire, l'efficacité de la récupération secondaire est limitée dans le temps et le recours aux techniques de la récupération tertiaire (EOR-*Enhanced Oil Recovery*, ou amélioration du taux de récupération, en Français) permet de soutirer une partie d'hydrocarbures immobilisables par les récupérations primaire et secondaire, soit environ 15% à 20% de pétrole additionnel. Les statistiques à travers le monde montrent qu'au terme de la phase de la récupération primaire, il resterait entre 70% à 80% de pétrole dans le réservoir, 60% après la récupération secondaire et environ 35% à 40% après la récupération tertiaire utilisant les dernières méthodes de l'EOR. Ceci dit, à la pression d'abandon on aura récupéré jusqu'à 65% du volume total du pétrole en place.

Le principe de l'EOR consiste à augmenter la mobilité du pétrole par la réduction de sa viscosité en injectant, selon le procédé utilisé, du dioxyde de carbone (CO₂), de l'azote, des détergents et des produits beaucoup moins visqueux que l'eau injectée (polymères et tensioactifs) afin de défaire les forces capillaires et décoller l'huile de la roche. C'est un peu le rôle du liquide de vaisselle. L'EOR est une technique très coûteuse qui nécessite un prix du baril élevé. Quant à l'efficacité de l'EOR, elle est mesurée par l'IOR (Improved Oil Recovery) qui consiste à estimer le gain réel du procédé EOR utilisé.

Des études ont montré que dans un gisement de pétrole, l'augmentation du taux de récupération de 1% permet de gagner 3% sur le volume produit et 1% du volume produit pour un gisement de gaz car dans un gisement de pétrole les pores étant vidés à seulement de 25 à 30% de leur fluide, la pression reste élevée comparativement à un gisement de gaz où la pression chute énormément du fait que les pores sont vidés de 70 à 80% de leur fluide. Ce gain de 1 % du taux de récupération sur l'ensemble des gisements de pétrole équivaut à deux années de la consommation mondiale. À noter que 2 % de la production mondiale, soit environ 2 MMb/j, provient de la récupération tertiaire.

L'investissement dans l'augmentation du taux de récupération assistée des anciens gisements conventionnels vient de connaître depuis quelques années un vif regain d'intérêt d'autant plus que

l'amélioration continue des procédés d'injection pourrait augmenter les réserves récupérables et engranger meilleurs bénéfices. De vastes programmes dans ce marché sont annoncés ou lancés par les producteurs et notamment les sociétés NOC (*National Oil Companies*). Une étude récente réalisée par le cabinet BCC Research (*Business Communications Company*), montre que les investissements dans ce domaine ont atteint 23 milliards de dollars en 2013 et pourraient dépasser les 40 milliards de dollars en 2020. Selon une étude de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), les nouvelles techniques de l'EOR peuvent permettre de récupérer jusqu'à 300 Mds bbl supplémentaires sur les gros gisements existants de par le monde, soit 17% des réserves mondiales récupérables actuelles, un volume dépassant de peu les réserves de l'Arabie saoudite.

Rien qu'au Canada et aux États-Unis les productions des gisements conventionnels matures sont assurées respectivement à 30% et 10% par l'EOR. Avec l'innovation et la maîtrise des coûts, l'augmentation du taux de récupération devrait être plus rentable que certains projets exploration où des milliards de dollars sont investis avec un taux de succès des forages ne dépassant que rarement les 30%.

Malgré le développement des techniques d'exploration dans le monde, le pétrole facile se fait de plus en plus rare, les découvertes de moins en moins larges mais les besoins énergétiques de plus en plus croissants. Du pétrole plus difficile reste à découvrir un peu partout et la mission de l'explorateur d'aujourd'hui n'est plus de chercher du pétrole mais de le trouver. Deux questions se posent cependant : Où ? Et Comment ? La parfaite connaissance du domaine minier, des techniques d'exploration et des concepts y afférents constituent le triangle de succès. Comme l'a dit DE CHAPTAL, chimiste, médecin et homme politique français (1756 – 1832) : *« Étudiez mieux les principes de votre art et vous pourrez tout prévoir et tout calculer : c'est votre seule ignorance qui fait de vos opérations un tâtonnement continu et une décourageante alternative de succès et de revers ».*

6 - Réserves et ressources : la distinction

Souvent, quand on parle de réserves, il s'agit, en général, soit de volumes prouvés, soit de volumes non encore mis en évidence mais cernés par une cartographie fiable et une certitude d'existence raisonnable et situés dans une zone mature, suffisamment explorée, à proximité de gisements prouvés, en production ou non. Les volumes, non encore forés, sont supposés être des extensions des gisements prouvés. À l'opposé, dans les zones inexplorées, loin des gisements et des infrastructures, on parle de «ressources» si la zone semble présenter, selon le flair du géologue, des possibilités d'accumulations d'hydrocarbures. À titre d'exemple, bien que la cartographie sismique de l'offshore algérien, non encore exploré par le forage, montre de vastes structures anticlinales, il est trop tôt de parler de réserves mais plutôt de «ressources». Il reste évident que cette distinction pourrait avoir de controverses selon l'école ou le spécialiste.

7 - Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Selon le degré de complexité de leur exploitation, les hydrocarbures se subdivisent en types «*conventionnels*» et «*non conventionnels*» :

Hydrocarbures conventionnels : Réserves (ou ressources) de pétrole et de gaz qui peuvent être facilement exploitées avec les moyens technologiques et financiers actuels. Il s'agit, aujourd'hui, d'environ 90% des réserves d'hydrocarbures que nous consommons.

Hydrocarbures non conventionnels : Réserves de pétrole et gaz dont l'existence est démontrée mais qui, pour des raisons technologiques et/ou économiques, n'ont pas été exploitées.

Les principaux hydrocarbures non conventionnels peuvent correspondre à des réservoirs imperméables (*tight reservoirs*), dont le taux de récupération n'autorise pas une rentabilité dans les conditions technico-économiques du moment, au pétrole et gaz de schiste, au pétrole lourd et extra lourd, aux sables bitumineux ou «huiles synthétiques» (*tar sand* ou *syncrude*) de densité variant entre 10 et 20° API (*American Petroleum Institut*), au pétrole des

schistes bitumineux, etc. Les sables et schistes bitumineux (ou bitumeux) sont considérés comme de «mines de pétrole» et présentent l'avantage d'être situés en surface ou à de faibles profondeurs allant jusqu'à une centaine de mètres. Leur exploitation, à ciel ouvert, nécessite des installations et des techniques spéciales et coûteuses.

D'autres types d'hydrocarbures non conventionnels gazeux sont encore au stade de recherche ou d'évaluation et seront certainement mieux vulgarisés dans les années à venir et parmi lesquels nous pouvons citer le «gaz profond» (*Deep gas*), le «gaz de charbon» (*Coalbed Methane- CBM*), les «zones surpressées» (*Geopressurized zones*), l'«hydrate de méthane» (*Arctic and sub-Sea hydrates*) et les «BCGA» (*Basin Centered Gas Accumulation*) qu'on peut classer dans le type «gaz profond».

Néanmoins, il y a lieu de distinguer entre réserves d'«hydrocarbures non conventionnels» et «réservoirs non conventionnels». Fondamentalement, nous pouvons admettre que les hydrocarbures non conventionnels sont des hydrocarbures conventionnels associés à des réservoirs (ou contenant) non conventionnels.

Selon le contenant, les hydrocarbures non conventionnels se subdivisent en deux catégories :

Hydrocarbures de roche mère (non expulsés par la roche mère et y sont encore piégés) : CBM, Gaz de schiste, pétrole de schiste et schistes bitumineux.

Hydrocarbures de réservoir (expulsés par la roche mère vers le réservoir où ils sont piégés) : *Tight gas sand*, *Tight oil*, sables bitumineux, pétrole lourd et extra lourd et BCGA. Nous reviendrons avec plus de détails sur les principaux hydrocarbures non conventionnels dans la «section 5.2» de la deuxième partie du livre.

8 - Les différentes étapes de la chaîne pétrolière

L'activité pétrolière est une industrie de longue haleine. Elle s'étend depuis la connaissance du terrain (prospection et recherche) à la commercialisation du produit final à la pompe (*From well to*

wheel). Elle se subdivise en deux principales activités en l'occurrence l'«Amont» et l'«Aval».

Activité Amont- Appelée aussi « EP » (Exploration-Production), elle couvre l'exploration, le développement et la production. C'est l'activité où se concentrent les principaux métiers de base de l'industrie pétrolière. Elle consomme jusqu'à 70% du budget annuel de l'entreprise : c'est le *Core Business* de l'entreprise. Les missions de l'amont pétrolier consistent à découvrir de nouvelles réserves (phase d'exploration), en leur évaluation technique et économique (phase de développement) puis en leur exploitation (phase de production).

-Phase Exploration - d'une durée moyenne de 5 à 7 ans, elle consomme habituellement près de 10% à 15% du budget amont. Son principal risque demeure le risque géologique (ou naturel) étant donné que l'exploration est une activité à risque, un investissement dans l'incertain. Malgré les techniques d'exploration géologique et géophysique, hautement perfectionnées, les taux de succès moyens des forages, à l'échelle mondiale, dépasse rarement 30% à 40% pendant qu'un forage peut coûter 10 à 20 millions de dollars en terre (*onshore*) et 150 à 200 millions de dollars en mer (*offshore*). Certaines compagnies, nationales notamment, mesurent la performance de l'effort exploration par le taux de succès (rapport du nombre de découvertes au nombre de puits forés). Ce taux pourrait être de 100% mais la commercialité (rentabilité) demeure nulle ou insignifiante. À titre indicatif, si le forage de cinq puits résulte en cinq découvertes dont quatre sont marginales, le taux de succès exploratoire est de 100% tandis que celui commercial n'est que de 20%. Le taux de succès n'a pas de sens et reste un leurre quand les découvertes sont marginales en volume en place. Ce dernier est fonction de la taille du piège. Le programme physique de l'exploration consiste en l'acquisition sismique dont le volume reste à l'appréciation des spécialistes et le forage de 2 à 4 puits de recherche.

Habituellement, l'exploration pétrolière s'intéresse aux pièges de grande taille mais il arrive que leurs taux de remplissage ne soient pas suffisants pour leur rentabilité.

En cas de découverte, celle-ci, après son appréciation par deux ou trois puits de délinéation, est transférée aux services chargés de l'engineering pour l'évaluation économique et la préparation éventuelle d'un plan développement (*Field Development Plan- FDP*). Un des paramètres mesurant la performance de l'exploration est le coût de la découverte (en dollar par baril) exprimé par le rapport des dépenses de l'exploration au volume des réserves récupérables (coût en tête de puits). À ne pas confondre avec le «coût technique pétrolier» (*Unit Technical Cost- UTC*) qui représente le prix de revient d'un baril de pétrole rendu au point de livraison (exemple : à la côte) et qui est directement contrôlé par le rapport des dépenses amont (coûts pétroliers ou *Cost Oil*) aux réserves produites. À noter que le prix de vente d'un produit pétrolier peut être de type FOB (*Free On Board*), quand il n'inclut pas les frais de transport vers le pays client, ni les frais et taxes y afférents et les assurances. À l'opposé, un prix CIF (*Cost + Insurance+ Freight*) inclut les charges, l'assurance et le transport en mer jusqu'à la frontière du pays de débarquement.

-Phase Développement - C'est la préparation du gisement à l'exploitation. Elle est d'une durée moyenne de 2 à 3 ans et consiste à forer les puits de développement (futurs puits de production), mettre en place des installations de surface (une base de vie, unités de traitement des hydrocarbures, des réseaux de collecte et de transport, des bacs de stockage et toutes les infrastructures y afférentes). C'est la phase la plus dispendieuse avec plus de 60% de l'investissement amont. Elle est exposée au risque économique mais aussi géologique bien que moins élevé qu'en exploration. Certains puits de développement peuvent être négatifs comme c'est le cas du gisement de Hassi Messaoud (Algérie) où un puits sur dix est négatif.

Le volet Exploration-Développement constitue le maillon de base sur le plan investissement avec près de 70% du budget total du projet amont. On désigne les dépenses Exploration-Développement par CAPEX (*CAPital EXpenditure ou* dépense en capital). En général, les CAPEX peuvent atteindre, voire dépasser, les 700 millions de dollars.

-Phase production - C'est la phase d'exploitation du gisement. Elle peut s'étaler sur une période allant de 25 à 30 années suivant le type d'hydrocarbure (huile ou gaz) et l'importance des réserves à récupérer. Contrairement aux phases Exploration et Développement, il n'y a pratiquement pas d'investissement en phase d'Exploitation. Souvent, la location du matériel prime sur l'achat.

Les coûts d'exploitation (ou coûts opérationnels de production) sont désignés par OPEX (*OPERating EXPenditure*). En y intégrant les CAPEX on aura le coût global de production ou prix de revient d'un baril produit. Ce coût varie d'un gisement à l'autre, selon l'âge et l'amortissement du gisement, et d'un pays à l'autre. À titre indicatif, durant les toutes dernières années (données de 2015), le coût global de production en Arabie saoudite était de 10 dollars/baril alors qu'il était de 21 dollars en Algérie, 8.5 dollars au Koweït, 17 dollars en Russie, 36 dollars aux États-Unis et 52 dollars au Royaume Uni.

Les hydrocarbures produits sont stockés dans des bacs construits à cet effet avant d'être transportés par canalisation vers les unités de traitement (raffineries, GPL, condensat, GNL), ou, selon le cas, vers les frontières du pays pour chargement sur bateaux et leur exportation. Dans les contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures en Algérie, les OPEX n'incluent pas les coûts de transport. Ces derniers représentent environ 5 à 7% du budget annuel de l'amont. Viennent ensuite les coûts du siège d'environ 3%.

Activité Aval - Elle a pour principales missions le raffinage, la pétrochimie, la liquéfaction du gaz naturel, la distribution et transport maritime. Le raffinage et la pétrochimie consistent en le traitement du pétrole brut visant à en tirer le maximum de produits raffinés (carburants, kérosène, condensat, GPL..) et l'utilisation des composés chimiques de base issus du pétrole (comme le naphta) servant à fabriquer d'autres composés synthétiques (produits pétrochimiques), objets de notre quotidien. Sur le marché, les produits raffinés présentent une grande valeur ajoutée comparativement au pétrole brut. À titre indicatif, en 2015 et 2016,

ces produits ont contribué à hauteur de 20% aux recettes pétrolières de l'Algérie (contre 32% pour le pétrole brut et 7% pour le condensat). C'est dire que l'investissement dans le raffinage et la transformation demeure une opération stratégique incontournable sur le plan économique. Le volet aval sera développé en détail dans le «Chapitre 7» de la cinquième partie de notre livre.

Deuxième Partie

L'ÉNERGIE, CETTE COMPAGNE DE L'HOMME

«Il faut d'abord savoir ce que l'on veut, il faut ensuite avoir le courage de le dire, il faut ensuite l'énergie de le faire».

Georges Clemenceau

1- Introduction

Pour se déplacer, se chauffer ou transformer la matière, l'homme a besoin d'une énergie. Mais jamais l'homme n'aurait imaginé ou su, de lui-même, qu'une énergie, sa compagne d'un siècle, gisait à même les pieds si ce n'est cette matière minérale qui est venue s'annoncer, d'elle-même, aux peuples anciens par des manifestations naturelles en épanchements de bitumes, ruissellement de pétrole et émanations de gaz. Ce geste enflammé et salutaire de la nature n'a pu ébranler de suite les gangues des convictions et le dogme des peuples antiques. Les feux de Bengale et les feux follets étaient traités de phénomènes surnaturels voire porteurs de malédictions.

Avant hier encore, l'homme frottait deux cailloux de silex pour générer, non sans peine, son feu domestique. Ce n'est qu'il y a cinquante siècles, que ce même homme renoua avec le don de la nature en commençant à caresser les suintements de bitumes. Ces derniers étaient utilisés dans un premier temps, esprit guerrier oblige, à des fins non pacifiques. Les feux de Bengale d'antan trouvaient leur instinctive application dans les techniques de combats. Les pointes des flèches seront alors imbibées de pétrole et enflammées avant d'être lancées sur l'ennemi.

A plus grande échelle, les phéniciens, fondateurs de Carthage, consolidaient, pour une meilleure étanchéité, la coque de leurs navires grâce à l'application des bitumes, technique faisant de ce peuple de grands navigateurs et, pendant longtemps, un rival de taille de la puissante Rome, d'autant que Carthage disposait alors d'un énorme stock de bitumes.

Mais l'homme avait aussi ce côté pacifiste et humaniste. Les égyptiens pharaoniques et les Incas péruviens utilisaient le pétrole pour momifier leurs morts et paver les routes de leurs empires. Aujourd'hui, avec nos vastes *highways*, nous ne faisons que porter le flambeau allumé par nos ancêtres.

Au moyen âge, le pétrole était utilisé en médecine pour apaiser la douleur des accouchements par un simple massage d'endroits sensibles. Pas très loin de nos jours, en 1778, le canadien Peter Pond localisant les bitumes d'Athabasca, pensait trouver, à côté, du pétrole liquide, facile à exploiter, en faisant creuser des dizaines de puits mais en vain. On décida alors de séparer le bitume du sable et de l'utiliser pour recouvrir les routes et toitures des maisons. Sans plus. C'était le succès industriel des hydrocarbures à cette époque.

Vers 1850, le pharmacien est arrivé à extraire des bitumes une fraction liquide légère inflammable, le pétrole lampant. C'était déjà l'aube de la grande industrie pétrochimique et pétrolière avec le premier forage d'Edwin Drake à Titusville, en août 1859, en Pennsylvanie (USA). Ce forage, utilisant un derrick en bois et profond de seulement 23 mètres, s'est soldé par une découverte de pétrole débitant 10 barils par jour. Pendant ce temps, la consommation mondiale d'énergie, quasiment gouvernée par le charbon, ne dépassait pas 300 millions de tonnes équivalent pétrole par an (MMTEP/an).

Le vrai développement des forages pétroliers a, dit-on, eu lieu aux Etats-Unis à partir de 1863 et l'homme découvrit, enfin, une énergie avec laquelle le mariage n'a encore pas pris de rides.

Le charbon et la vapeur cédèrent rapidement place au fuel et à l'essence faisant du pétrole la source d'énergie du siècle et peut être pour longtemps encore. On évalue aussi, de nos jours, à plusieurs milliers les produits dérivés pétroliers dont les engrais, le plastique, les produits de beauté et pharmaceutiques en passant par... le steak artificiel aussi.

Il fut un temps, au début du 20^{ème} siècle, le monde vivait sans le remue-ménage pétrolier, loin de la « *Dutch Disease* ».

Durant la seconde guerre mondiale, alors que le charbon assurait encore l'essentiel des besoins énergétiques de l'humanité, le niveau des réserves prouvées de pétrole, à l'échelle de la planète, n'était que de 10 milliards de tonnes (Mds Tonnes), soit l'équivalent de ce que consomme actuellement l'humanité en deux ans.

A toute chose malheur est bon, les deux guerres mondiales ont été pour beaucoup dans le développement de progrès technologiques en matière de mécanique et de thermie. Le charbon qui contrôlait alors plus de 94% du bilan énergétique mondial à la veille de la première guerre ne le sera qu'à hauteur de 70% au lendemain de la seconde, cédant ainsi au pétrole plus de 20% de son contrôle. Depuis, le pétrole n'a cessé de dominer les préoccupations premières des milieux industriels. Mais il a fallu attendre le boom économique des années 1960 pour voir le pétrole supplanter le charbon.

D'autres sources d'énergie non fossiles, bien que certaines soient connues depuis l'antiquité, commencent à renaître comme sources d'appoint pour lutter contre le réchauffement climatique assigné aux énergies fossiles. La part de ces nouvelles sources dans le mix énergétique actuel demeure encore insignifiante à l'échelle mondiale bien que générant l'essentiel de l'électricité, localement, dans certains pays. Dans les années 1970, l'énergie hydraulique couvrait déjà 90% de la consommation d'électricité en Suisse avant de rechuter à 50%-60% après le développement du nucléaire (une énergie fossile également) qui a connu un saut dans les années 1980 mais qui n'assure aujourd'hui qu'environ 5% à 6% des besoins énergétiques mondiaux. Les éoliennes ne sont pas en reste, notamment en Europe du nord, où elles assurent aujourd'hui 12% de la production d'électricité de l'Union européenne où le Danemark détient le plus haut taux de pénétration (37%), suivi par l'Irlande (27%) et du Portugal (25%). Mais aujourd'hui, à l'échelle mondiale, les énergies renouvelables ne contribuent qu'à hauteur de 12% dans les besoins énergétiques avec en tête l'hydraulique (9%) des besoins mondiaux, l'éolienne (1.3%), la biomasse (1.2%), la géothermie (0,3%) et le solaire (0.08%).

Bien que l'homme ait exploré et développé d'autres sources d'énergie respectueuses de l'environnement, les énergies fossiles demeurent ses partenaires privilégiés pour longtemps encore tant que les réserves et les ressources en pétrole et gaz restent considérables et sous contrôle de pays énergivores d'un côté et rentiers de l'autre.

2- Besoins actuels et à venir en énergie

A présent, la consommation mondiale d'énergie primaire est d'environ 13 à 14 milliards de TEP par an dont 32% proviennent du pétrole, 23% du gaz, 27% du charbon, 12% des énergies renouvelables et 5% à 6% du nucléaire. Depuis les années 1980, la consommation du gaz a enregistré le plus grand taux de croissance annuelle avec 4% par an contre 1.2% pour le pétrole et une moyenne de 3.5% par an pour le charbon, ce qui donne un taux global de 5% par an en dépit de quelques ralentissements économiques.

Rien qu'à ce taux, selon *BP Statistical Review of World Energy (June 2018)*, le monde consommera un minimum de 18 milliards de TEP par an à l'horizon 2035, soit 35% de plus qu'aujourd'hui. Cette augmentation résulte d'abord de la poussée démographique avec une population mondiale de 8.8 milliards d'habitants en 2035 contre 7.7 milliards d'âmes aujourd'hui, l'avancée des pays en voie de développement et émergents (Chine et Inde notamment) et le maintien de la croissance économique de l'occident. La consommation annuelle par habitant passera alors de 1.8 TEP aujourd'hui à plus de 2 TEP en 2035.

Avec des réserves de 956 milliards de TEP dont 56% de charbon, 25% de pétrole et 19% de gaz, les énergies fossiles, contrôleront, à l'horizon 2035, pas moins de 76% du bilan énergétique à hauteur de 50% pour les hydrocarbures (dont les non conventionnels) contre 57% aujourd'hui et 22% pour les énergies renouvelables (contre 12% aujourd'hui), mais le taux de croissance le plus rapide sera celui des énergies renouvelables avec 6.5% par an, devant le nucléaire, l'hydraulique et le gaz avec 2% chacun, puis le

pétrole et le charbon loin derrière avec 1%. Même si la part des hydrocarbures dans le bilan énergétique pourrait diminuer en pourcentage elle continuera à augmenter en volume.

Se basant sur l'évolution des besoins futurs, les réserves conventionnelles de pétrole et de gaz ne couvriront qu'une cinquantaine d'années de consommation aux rythmes des demandes en 2017- 2018 et qui sont de 5 Mds tonnes pour le pétrole et près de 3700 BCM pour le gaz. Toutefois, la notion de durée de vie des réserves est une vision comptable et illusoire car elle se base sur des consommations constantes et l'absence de découvertes, un scénario des plus utopiques du fait que les besoins sont croissants d'année en année et toutes les ressources d'hydrocarbures n'ont pas encore été découvertes ou qu'elles n'arrivent pas à compenser les volumes consommés. C'est le cas depuis les années 1980. L'horizon 2060 serait donc le «*best case*» et la fin du pétrole semble plus précoce que ça. Théoriquement, toute chose étant égale par ailleurs, à l'horizon 2050, l'humanité sera à court d'hydrocarbures conventionnels prouvés et doit trouver sa nouvelle énergie compagne. Serait-elle toujours des hydrocarbures conventionnels non encore identifiés et les non conventionnels ? Les énergies renouvelables ? Ou verrons-nous le retour éclair du charbon ?

3 - Le support du charbon

Le charbon constitue la source d'énergie la plus abondante et la plus vieille compagne de l'homme, avec la biomasse. Il serait déjà utilisé par les chinois il y a plus de 3000 ans avant notre ère. Marco Polo (1254-1324) mentionne dans le récit de son voyage en Chine : «*les habitants de ce pays faisaient brûler des pierres noires tirées du sol pour se chauffer et cuire leurs aliments*». Mais ce n'est qu'à partir du 18^{ème} siècle que l'homme moderne a renoué avec l'utilisation commerciale de cette source énergie.

Entre 1965 et 2017, la consommation mondiale du charbon a évolué de 1.4 Mds de TEP à 3.6 Mds de TEP, soit une croissance globale de 3.2% par an mais cette croissance a connu trois paliers différents. Le taux de croissance annuel était de 2% entre 1965 à

1980 et de seulement 1% jusqu'à l'année 2000 avant de grimper rapidement à 5.5% entre l'année 2000 et 2014 quand la consommation a atteint son maximum de l'histoire avec 3.8 Mds de TEP avant de chuter à 3.6 Mds de TEP en 2017 suite à l'avènement du gaz de schiste américain.

À ce rythme des besoins, les réserves de charbon (538 Mds de TEP) assureront un siècle et demi de consommation. Mais près de 66% des réserves actuelles sont entre les mains de quatre pays, les USA (24%), la Russie (15%), l'Australie (14%) et la Chine (13%) pendant que la consommation est contrôlée à 70% par les trois énergivores en l'occurrence la Chine (51%), les USA (10%) et l'Inde avec 9% (Tab.1).

Bien que très peu respectueux de l'environnement, le charbon demeure une source d'énergie incontournable pour pallier les éventuels pics pétroliers et gaziers dans les pays producteurs.

La consommation de charbon aux États-Unis qui était de 540 MMTEP en 2000 est descendue à 328 MMTEP en 2017, suite à l'avènement du gaz de schiste. Le charbon assurait en effet plus de 30% de la génération électrique des États-Unis qui ont toujours soutenu sa consommation au même titre que celle du gaz avec une croissance d'environ 20% pour chacun des produits sur la période 1990-2008 bien que depuis les années 2000, la part du charbon dans le bilan énergétique américain a chuté de 30 à 20% au profit du pétrole (43%) et du gaz (36%). En Chine, la production de l'électricité est la plus polluante au monde du fait que le charbon y contribue à hauteur de 70% dans la génération électrique. Contrairement au pétrole, près de la moitié des réserves mondiales de charbon sont en possession des pays de l'OCDE avec près 260 Mds de TEP, soit 48% des réserves mondiales. Sur le plan géographique c'est en Asie-pacifique qu'on trouve les plus grosses réserves avec 46% du total mondial, suivi de l'Eurasie, dont la Russie, (28%), de l'Amérique du nord (23%) pendant que l'Amérique du sud et l'Afrique se contentent chacune de 1% des réserves mondiales.

À l'horizon 2050-2060, horizon présumé du pic pétrolier mondial et la fin des hydrocarbures conventionnels à grande échelle,

l'homme, va se retrouver en face du seul charbon comme source d'énergie fossile disponible, encore abondante, pouvant couvrir les besoins mondiaux pour 150 années. Mais nous n'en sommes pas encore là. La fin du pétrole mondial (conventionnel et non conventionnel) n'est pas pour demain. L'homme n'a pas tout découvert et produit et le fameux pic pétrolier reste encore une illusion.

Tab.1 - Top 10 des réserves mondiales de charbon
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Réserves, Md TEP	% Monde
1	États-Unis	125,5	24
2	Russie	80	15
3	Australie	72,5	14
4	Chine	69,5	13
5	Inde	49	9
6	Allemagne	18	3
7	Ukraine	17	3
8	Pologne	13	3
9	Kazakhstan	12,5	2
10	Indonésie	11	2
	TOTAL TOP 10	468	88
	TOTAL MONDIAL	538	100

4 - La planète est non encore vidée pour autant

Il est vrai qu'en matière de volume, les découvertes conventionnelles de pétrole et de gaz, notamment en terre, sont tombées au plus bas niveau depuis les dernières décennies mais la terre est loin d'être vidée de ses hydrocarbures.

C'est vrai que d'après les compilations statistiques (dont ceux de Montadent, Campbell Colin et King Hubbert, 1992), le plus grand nombre de gros gisements classiques découverts correspond aux décennies 1950-1970, durant lesquelles 36 «supergéants» (plus de 700 millions de tonnes) ont été mis en évidence sur les 41

gisements identifiés dont 30 gisements dans la seule région du Moyen-Orient. Ces «supergéants» contrôlent l'équivalent de plus de 10% des volumes actuels et le reste des réserves est dissimulé à travers les 40 000 gisements recensés dans le monde et dont la taille a constamment diminué avec le temps. Aujourd'hui, hormis certaines découvertes éparses, mais assez conséquentes, réalisées durant les cinq dernières années comme celle du gisement gazier «Zohr» (900 BCM récupérables), au large de l'Égypte par le groupe italien ENI en 2015, celle mise en évidence par la société *Caelus Energy* au nord de l'Alaska (1.8 Md bbl récupérables), les gisements géants de gaz découverts par la société *Kosmos* au large du Sénégal et l'important champ pétrolifère mis en évidence par ExxonMobil au large du Nigeria,... les découvertes de gisements conventionnels géants se font de plus en plus rares depuis les années 1980 et le cumul des volumes découverts annuellement reste en deçà de la production mondiale. Le taux de remplacement des réserves entre 2014 et 2016 n'est que de 11% (pétrole et gaz combinés) comparé à 50% en 2012.

Selon une récente étude de l'IFP et des estimations publiées par le cabinet *Wood Mackenzie* et l'IFP, en l'espace de 10 ans les volumes d'hydrocarbures découverts ont diminué de 80%. Ils ont chuté de 59 Mds de BEP (barils équivalent pétrole) en place en 2005 à 43 Mds BEP en 2010, puis à 15 Milliards BEP en 2015 et à seulement 6 Milliards BEP en 2016. Cette contre-performance des découvertes est aussi causée, en partie, par la chute drastique du prix du baril en juin 2014 et donc par le recul des investissements dans l'exploration et production (E&P) de 900 milliards de dollars (Mds \$) en 2014 à 669 Mds \$ en 2015 puis à 508 Mds \$ en 2016.

Malgré un léger rebond des investissements dans l'exploration en 2017 (524 Mds \$) et 2018 (545 Mds \$), seulement 10 Mds BEP ont été découverts en 2017 et 9 Mds BEP en 2018 mais essentiellement en offshore dont 70% de gaz naturel. L'investissement mondial en E&P a même reculé de 5 Mds \$ en 2019 avec 540 Mds \$, à cause principalement de l'Amérique du Nord qui avait contrôlé la croissance en 2017 et 2018 notamment dans les hydrocarbures non conventionnels. En 2019, la part des investissements dans le domaine

onshore n'était que de 45% contre 30% dans l'offshore et 25% dans les schistes.

Il est vrai aussi que depuis la baisse des cours en juin 2014, le nombre de puits conventionnels en onshore a dégringolé de 97 000 puits en 2014 à 50 000 puits en 2016 avant de rebondir légèrement à une moyenne de 65 000 puits entre 2017 et 2019. Et le forage offshore n'étant pas en reste, a chuté de 3800 puits en 2014 à environ 2500 puits entre 2014 et 2019 (IFPEN, février 2020). Mais ce désinvestissement n'explique pas totalement les raisons de la baisse des découvertes du fait que cette baisse caractérise aussi les années quand le prix du baril dépassait les 100 dollars. Y aurait-il moins de gisements géants à découvrir ? Cette question ne concerne toutefois pas les hydrocarbures non conventionnels (pétrole et gaz de schiste notamment) qui seront développés plus bas.

L'accroissement réel des réserves conventionnelles demande vraisemblablement un changement d'échelle par la recherche d'une nouvelle génération (dans le temps et dans l'espace) de pièges en zones encore inexplorées où le risque demeure certes gros mais les chances de rencontrer des supergéants ne sont pas à écarter. Même si les chiffres sont souvent controversés, les études spécialisées font unanimement état que la planète recèle encore d'énormes ressources d'hydrocarbures que l'homme doit chercher et surtout trouver. Comme disait l'illustre géologue français Alain Perrodon, *«le pétrole se trouve partout, le problème c'est de le trouver»*.

5 - Où faut-il chercher le reste à découvrir ?

Un sondage effectué par *Robertson Research International* (RRI) en 2000, auprès d'une centaine de grandes compagnies révèle que les opportunités de l'exploration pour l'essentiel du pétrole conventionnel restant à découvrir se situeraient dans une douzaine de pays considérés grossièrement comme «top 13» selon le classement suivant : Brésil, Australie, Royaume Uni, Iran, Indonésie, Libye, Algérie, Iraq, Angola, Argentine, Egypte, Gabon et Venezuela. Cette liste contient 6 pays OPEP de l'époque et aucun pays de la péninsule arabique, membre ou non de l'OPEP. Cela laisse supposer

que dans les pays de la péninsule arabe (Arabie saoudite, le Yémen, Oman, le Qatar, les Émirats arabes unis, le Koweït et Bahreïn) l'essentiel du pétrole et du gaz serait déjà identifié et toute perspective de nouvelles réserves ne peut provenir que des réévaluations des gisements déjà connus. Ce sondage tenait compte non seulement du potentiel pétrolier du pays mais aussi de la rentabilité et du «risque pays» (instabilité politique et insécurité). Mais depuis, les choses ont beaucoup évolué. La Libye, l'Iraq et le Venezuela ont sombré dans les conflits internes, l'Indonésie dont le potentiel pétrolier et la production ont déjà dégringolé en 1997, a quitté l'OPEP et devient importateur net, l'Iran est fragilisé par les sanctions américaines et le pétrole algérien traverse une période critique depuis l'année 2008. Mais, le pétrole conventionnel onshore restant à découvrir ne saurait être trop en dehors de ce «top 13» car l'activité onshore est assez vieille pour qu'une région potentielle hors «top 13» puisse passer inaperçue un siècle durant.

Avec l'innovation technologique et la réduction des coûts, d'importants volumes d'hydrocarbures conventionnels sont encore possibles à découvrir mais dans de nouveaux territoires à travers le monde, jusqu'ici supposés à haut risque géologique, voire politique. Sauf que la géologie n'est jamais une science exacte, comme ce fut le cas du bassin algérien de Berkine qui était sur le point d'être fermement abandonné pour sa «froideur géologique» croyait-on. Les nouvelles technologies du partenariat, dans les années 1990, l'ont rendu l'un des bassins les plus prolifiques au monde. On a failli omettre à jamais d'énormes réserves de pétrole et de gaz que recèle ce bassin et ça pourrait être également le cas partout ailleurs dans le monde. Si cette liste du «top 13» contient des pays à modeste potentiel onshore (Royaume Uni, Australie, Argentine, Brésil), c'est que l'offshore y serait la principale opportunité pour les années à venir.

5.1- L'offshore à la rescousse

L'exploration pétrolière en offshore est loin d'être une nouveauté. Les premiers puits forés au-dessus de l'eau apparaissent vers l'année 1887 sur la côte californienne, aux États-

Unis et la première découverte commerciale de pétrole en mer remonte à l'année 1934 dans golfe du Mexique, au large de la Louisiane. Sans aller dans le détail, rappelons, d'abord, qu'il existe deux grands types de plateformes de forage offshore selon l'épaisseur de la tranche d'eau. Pour les eaux peu profondes (moins de 300 mètres) on utilise les plateformes dites «fixes», ou «Jack-up rig» quand la profondeur d'eau ne dépasse pas 100 mètres. Ces plateformes s'appuient sur le fond marin et sont solidement reliées aux têtes de puits et aux réseaux pipeliniers. En mer plus profonde (supérieures à 300 mètres) on utilise les «plateformes flottantes» qui seront reliées aux têtes de puits par des conduites flexibles.

L'exploration offshore a connu un regain d'intérêt suite au choc pétrolier de 1973 quand les pays consommateurs de l'OCDE, prenant conscience de leur dépendance à l'égard des pays arabes de l'OPAEP, ont décidé d'exploiter de plus en plus les gisements de la Mer du Nord et du Golfe du Mexique. L'exploration et le développement des gisements marins ont aussi explosé aux débuts des années 1990 avec les prémises d'un rétrécissement des réserves et ressources onshore devant l'appétit grandissante de nouveaux géants pétroliers issus de fusions majeures.

Aujourd'hui, faisant face aux piètres résultats en matière de la taille des découvertes en onshore, n'assurant plus des flux de trésorerie suffisants, et convaincus que la remontée des cours sera lente, beaucoup de majors préfèrent les profondeurs marines que l'aventure du non conventionnelle dont le coût du baril extrait pourrait dépasser, dans certains cas, les 70 dollars contre en 50 à 60 dollars en offshore et 10 à 20 dollars pour le pétrole conventionnel terrestre. En 2016, le groupe français TOTAL affirme que 50% de son potentiel d'exploration se trouve dans les grands fonds marins et BP (British Petroleum) estime que près de la moitié de ses revenus seront tirés de l'offshore profond à horizon 2020. C'est d'ailleurs dans les zones marines que les grandes compagnies pétrolières ont réalisé la plupart de leurs grandes découvertes récentes.

Durant les toutes dernières années, avant le crash pétrolier de 2014, plus de 60% des nouvelles découvertes sont réalisées dans

l'offshore avec des volumes souvent plus conséquents qu'en onshore.

Le parc actuel de plates-formes actives dans le monde dépasse les 1400 unités, réparties sur une vingtaine de zones dont les plus consommatrices sont le golfe du Mexique, le long des côtes américaines, la mer du Nord, le sud-est asiatique, l'extrême orient, le golfe persique, le Mexique, les côtes brésiliennes et l'Afrique de l'ouest, lesquelles zones contrôlent pas moins de 85% des plateformes mondiales. Le golfe du Mexique est toujours en tête avec 15% des plateformes mondiales, suivi de la mer du nord (13%) et du sud-est asiatique (11%).

Bien que l'activité marine reste relativement moins développée que celle terrestre, les réserves en mer représentent près de 25% des réserves mondiales de pétrole et 30% de celles de gaz naturel. En outre, la part des gisements offshore dans la production pétrolière mondiale, qui n'était que de 10 % dans les années 1960, est passée aujourd'hui à hauteur de 30%, avec pas moins de 30 MM b/j selon l'EIA américaine, mais cette production reste contrôlée à hauteur de 43% par cinq pays : l'Arabie saoudite, le Brésil, le Mexique, la Norvège et les États-Unis.

Comme en domaine terrestre, l'exploration en mer présente aussi des zones à risque en fonction de l'épaisseur de la tranche d'eau et de l'épaisseur sédimentaire forée au-delà du fond marin. La tranche d'eau est généralement subdivisée en trois zones. Elle va jusqu'à 150-200 mètres pour le plateau continental (*shelf ou shallow water*), jusqu'à 1500 mètres pour le marin profond (*deep water*) et au-delà de 1500 mètres pour le marin très profond (*ultra deep water*). Les zones au-delà de 1500 mètres, plus risquées et à faible fiscalité, représentent environ 7 % de la production mondiale et sont désormais accessibles et exploitables à des coûts raisonnables. Le *shelf* et le marin profond contribuent respectivement à hauteur de 67% et 26% à la production mondiale.

Durant la dernière décennie, les productions en *deep* et *ultra-deep water* sont généralement rencontrées dans quatre pays : Brésil, États-Unis, Angola et Norvège mais les deux premiers contrôlent 90% de ces productions.

Dans les années 1980, était considéré comme offshore profond, la tranche d'eau autour de 500 mètres, une profondeur d'eau difficilement accessible avec les moyens technologiques de l'époque. Aujourd'hui, la tranche d'eau accessible dépasse les 3500 mètres. La tranche d'eau de 1000 mètres a été franchie en 1994 au Brésil, celle de 2000 mètres, dans le golfe du Mexique, en 2002, avant que Chevron ne réalise le record de 2500 mètres au Canada en 2010, record qui vient d'être battu, en 2016, par le groupe pétrolier français TOTAL en forant, au large de l'Uruguay, le puits «*Raya-1*», sous une tranche d'eau de 3400 mètres avec 3000 mètres au-delà du fond marin, soit une profondeur totale de 6400 mètres même si le puits «*Tiber*» foré par BP en 2009 au Golfe du Mexique reste le plus profond à l'heure actuelle avec une tranche d'eau de seulement 1259 mètres et une épaisseur de sédiments traversés de 9426 mètres, soit une profondeur globale de 10 685 mètres.

- **La mer du nord (*North Sea*)**

Les pays qui bordent la mer du Nord sont le Royaume-Uni, à l'ouest, la Norvège au nord-est, le Danemark à l'est, l'Allemagne au sud-est, les Pays-Bas, la Belgique et la France au sud. Il fut un temps, près de la moitié des réserves offshore mondiales était située en Europe (mer caspienne et mer du nord). En mer du nord, les zones britanniques et norvégiennes concentrent à elles seules 90% des réserves pétrolières et gazières de la région.

Il y a eu d'abord la découverte, en 1959, d'un gisement géant de gaz (2 820 BCM en place) dans la zone côtière de Groningue (Pays-Bas), suivie de celle, en 1965, de deux modestes gisements gaziers dans les eaux britanniques, puis de deux autres découvertes, de pétrole, cette fois-ci, dont celle d'*Ekofisk*, en 1969 (3.5 Mds bbl de pétrole et 180 BCM de gaz naturel), au large de la Norvège. En 1970, BP découvre dans les eaux du Royaume-Uni le gisement de *Forties* dont les réserves en place sont estimées à 5 Mds bbl. Malgré ces résultats encourageants, les européens sont restés dépendants des approvisionnements à partir du Moyen-Orient où la rentabilité des

gisements et leur accès sont meilleurs d'autant plus que la géopolitique et la tension du marché n'étaient pas encore d'actualité.

Sur les 63 Mds de BEP récupérables en mer du nord, plus de 40 Mds de BEP ont été extraits après quarante ans d'exploitation.

Les réserves de pétrole et de gaz des vieux gisements s'épuisent d'année en année et notamment au large de la Grande Bretagne où les deux tiers des réserves ont été consommés malgré les 330 champs que comptent les eaux britanniques et dont plus de 30% risquent d'être fermés avant 2021, selon le cabinet d'analyse *Wood Mackenzie*, et ce même avec un baril à 80 dollars. L'investissement dans le développement des derniers gisements est désormais l'une des premières priorités pour compenser le déclin de la production. C'est le cas des jeunes gisements au large de l'Écosse, qui assurent aujourd'hui 95% de la production pétrolière britannique.

Malgré le vieillissement des gisements et la maturité avancée de l'offshore en mer du nord, les jours de ce dernier ne sont pas, pour autant, comptés. D'autres nouvelles découvertes intéressantes viennent d'être réalisées comme celle, en 2010, sur les côtes norvégiennes, par la compagnie nationale Equinor en partenariat avec le groupe français TOTAL (8.4%) et dont les réserves sont estimées à 2.7 Mds bbl. Ce gisement géant, baptisé « *Johan Sverdrup* », en hommage au premier ministre norvégien au 19ème siècle, et dont l'investissement est estimé à 18 milliards de dollars, entrera en production en 2022 avec une production de 600 000 b/j. En janvier 2019, la compagnie française TOTAL et la chinoise CNOOC découvrent au large de l'Écosse le gisement de *Glengorm* pouvant abriter jusqu'à 250 MMBEP quelques mois seulement après la découverte du champ gazier *Glendronach*, toujours au large de l'Écosse et dont les réserves récupérables seraient de 170 MMBEP.

Avec ces nouvelles découvertes, la production de la mer du Nord semble entamer un nouveau cycle de croissance qui pourrait atteindre près de 5 MMb/j d'ici 2025, soit près de 5% de l'offre mondiale, contre 3 % aujourd'hui, selon les analystes de *Rystad Energy*.

Toutefois, la production en mer du nord est appelée à renouer avec le déclin dans la prochaine décennie avec pour ultime souffle les derniers gisements qui viennent d'être mis en évidence mais qui restent insuffisants pour redresser le déclin de la production qui est passée par un pic de 6.4 MMb/j en 2000. Même si selon les spécialistes de la mer du nord, cette dernière ne cesserait de produire modérément que vers l'horizon 2060, soit un siècle après son *first oil*, les feux des projecteurs de l'exploration marine des grandes compagnies sont prioritairement braqués sur le carré d'or de l'offshore mondial en l'occurrence le Golfe du Mexique, l'offshore brésilien, celui de l'Afrique de l'Ouest et la mer caspienne, carré autour duquel gravitent les grandes compagnies dont BP, Chevron, Total, Shell, ExxonMobil, Petrobras, etc. La mer du nord présente, en revanche, l'avantage de la stabilité politique, ce qui n'est pas évident en Afrique, au Moyen-Orient et en Amérique du Sud.

- **Le Golfe du Mexique (GOM)**

Le Golfe du Mexique est l'une des zones du globe les plus riches en gisements d'hydrocarbures avec au moins 12 % des réserves mondiales en *deep water* et un taux de succès historique de 25%. Ses réserves de pétrole, qui étaient de 5 Mds bbl récupérables en 2012, sont tombées, en 2016, à 4.3 Mds bbl, soit 9% des réserves totales américaines et contribuent à plus de 17% à la production pétrolière et 5% à la gazière du pays. En 2013, le *Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)* avait estimé que les réserves initiales prouvées en eau profonde du GOM sont de l'ordre de 22.2 Mds bbl de pétrole et 5500 BCM de gaz réparties sur 1300 champs dont environ 633 sont épuisés.

Jusqu'ici 18.2 Mds bbl de pétrole et 5200 BCM de gaz ont été extraits. Il resterait à produire 4 Mds bbl de pétrole et quelques 300 BCM de gaz. Mais tous les gisements du GOM n'ont pas encore été découverts. Selon le BOEM (2013), le GOM profond pourrait contenir des réserves additionnelles possibles de 3.3 Mds bbl de pétrole et 310 BCM de gaz rien que dans ses zones profondes.

En janvier 2018, le groupe Total annonçait une découverte majeure (dont il n'a pas annoncé les réserves) avec le puits d'exploration de *Ballymore*, situé en eaux profondes dans la partie Est du Golfe du Mexique américain. Le puits a été foré à une profondeur finale de 8 898 mètres (2 000 mètres de profondeur d'eau), et a traversé une colonne de pétrole de 205 mètres nets dans un réservoir (le *Norphlet*) de haute qualité. Kevin McLachlan, directeur de Exploration de Total avait déclaré à la presse que «*Ballymore est la plus grande découverte réalisée par TOTAL dans le prolifique Golfe du Mexique et conforte notre nouvelle stratégie d'exploration mise en place depuis 2015*».

Les accumulations d'hydrocarbures peuvent être de type géant comme celle du gisement *Diana*, découvert par ExxonMobil en 1990. Ce gisement qui est entré en production en 2000, présente une colonne d'hydrocarbures de plus de 300 mètres et s'étend sur une superficie de plusieurs dizaines de kilomètres carrés.

Une autre grande découverte est celle du *Crazy Horse* (devenue *Thunder Horse*), réalisée par l'Association BPAmoco-ExxonMobil en 1999 et dont les estimations situaient ses réserves à près de 3 Mds bbl récupérables (soit près du tiers des réserves actuelles de l'Algérie). Ce gisement compte parmi les plus gros volumes jamais découverts dans les eaux profondes du Golfe du Mexique.

L'une des particularités de cet offshore est la profondeur totale des gisements de gaz qui peut atteindre 4000 mètres en *deep water*. La réduction des coûts techniques (Exploration, développement et production) est l'un des objectifs à atteindre pour rentabiliser les lourds investissements. Le *Department Of Energy (DOE)* recommande au Président américain l'investissement dans l'offshore et la réhabilitation de la Recherche et Développement (R&D) pour réduire les coûts pétroliers à hauteur de 40 à 50% et notamment dans l'offshore de l'état de *Rocky Mountain* et de l'Alaska. En juillet 2001, le sénat américain avait prononcé la proposition de consacrer 7.5% des «*royalties*» (taxes) à la recherche et développement dans les *deep* et *ultra deep water* afin de répondre à la demande énergétique locale croissante et

notamment en gaz. Selon le département américain à l'énergie, les ressources *deep* et *ultra deep water* sont en mesure de repousser le déclin de la production domestique d'une vingtaine d'années même si le *shale boom* texan est venu compromettre, un tant soit peu, ces objectifs en 2008.

Le *deep* et *ultra deep offshore* du golfe du Mexique étasunien reste prometteur sachant que 83% des gisements découverts sont situés dans le plateau continental (tranche d'eau inférieure à 150 mètres) et contrôlent 80% de la production mais seulement 22% des réserves prouvées. C'est entre 500 mètres et 3000 mètres de tranche d'eau que gisent 75 % des réserves prouvées identifiées jusqu'ici.

Malgré la catastrophe écologique consécutive à l'explosion de la plate-forme «*deep water Horizon*» de BP dans le golfe du Mexique, survenue en avril 2010, la stratégie américaine reste destinée à assurer une indépendance énergétique accrue via la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures en offshore en renforçant les mesures de sécurité permettant de lancer davantage de licences d'exploitation dans les zones côtières et en eaux profondes dans cette région où se trouvent plus de 45% des capacités de raffinage américain ainsi que 51% des installations du traitement du gaz.

- **L'Offshore brésilien**

Avec un taux de succès moyen de 35%, l'offshore brésilien regorge de pétrole et de gaz au vu de l'engouement d'un grand nombre de compagnies multinationales et de la taille des découvertes réalisées. Des dizaines de blocs en *deep water* y sont périodiquement mis en appel d'offres et les bonus de signature de 100 à 150 millions de dollars, avant la crise pétrolière de 2014, dénotent les potentialités du domaine marin brésilien. Comme grandes découvertes récentes nous pouvons citer celle du gisement de pétrole de *Lula* (initialement *Tupi*) mis en évidence en novembre 2007, par le consortium composé de Petrobras, British Gas (BG) et l'espagnol Repsol et dont la capacité a été confirmée entre 5 Mds bbl et 8 Mds bbl, soit 60 % des réserves du pays en 2007. L'ambassadeur

brésilien auprès de l'Arabie saoudite a même déclaré que le Brésil pourrait à la suite de cette découverte envisager d'adhérer à l'OPEP.

En avril 2008, le même consortium découvre au large de Santos, le plus important gisement du Brésil, appelé *Carioca* avec des réserves de 33 Mds BEP, ce qui représente plus d'un an de consommation mondiale au rythme de 2008. Mais bien que le gisement soit classé parmi les géants de la planète, le chiffre de 33 Mds BEP correspondrait au volume en place.

Un autre gisement géant important de l'offshore brésilien est celui de *Libra*, mis en évidence en 2010 à 180 kilomètres des côtes de Rio de Janeiro, sous une tranche d'eau de 1 964 mètres et une profondeur totale du puits d'environ 6000 mètres. Ce gisement, opéré par le consortium Petrobras (40%), TOTAL (20%), l'anglo-néerlandais Shell (20%) et les chinois CNOOC et CNPC (10% chacun), qui est entré en production en novembre 2017, contiendrait entre 8 Mds BEP et 15 Mds BEP.

Aujourd'hui, grâce au potentiel offshore, les réserves pétrolières du Brésil se situent à 13 Mds bbl alors qu'elles n'étaient que de 2 Mds bbl dans les années 1980. Le seul problème de l'offshore brésilien reste l'accès à ses réserves classées en «offshore profond» et les dernières études révèlent que 60% des futures découvertes au Brésil se feront également en *deep* et *ultra deep water*, allant jusqu'à 7000 mètres sous la surface de l'océan (il y a lieu de forer 5000 mètres de roches et 2000 mètres de sel du Crétacé avant d'atteindre le réservoir, dénommé «ante salifère» ou «*pré-salt*»). On estime, par ailleurs, à 70 dollars le prix minimum du baril pour la rentabilité de l'offshore brésilien.

En 2017, le Brésil a produit 3.3 MMb/j d'hydrocarbures liquides (dont 2.7 MMb/j de pétrole brut) faisant du pays le 9ème producteur mondial. Les experts estiment toutefois que l'exploitation de certains gisements, en eaux profondes brésiliennes, demeure une opération périlleuse et qu'un délai allant jusqu'à dix ans pourrait être nécessaire avant la première production.

- **La mer caspienne**

Avec une superficie d'environ 400 000 Km² et une tranche d'eau rarement supérieure à 700 mètres, la mer caspienne a, juridiquement, le statut d'un lac alimenté principalement par la Volga. Considérée comme la plus grande mer fermée du monde, elle est partagée entre la Russie, le Kazakhstan, le Turkménistan, l'Iran et l'Azerbaïdjan.

Les projets d'investissement y ont toujours buté contre des risques tant technologiques et économiques que politiques. Pourtant, à la fin du 19^{ème} siècle, cette mer, alors sous contrôle russe, était la capitale internationale de l'or noir avec la fourniture de pas moins de 95% du pétrole mondial. Ce n'est qu'après la découverte des gisements sibériens, dans les années 1960, que la mer caspienne a perdu de son importance aux yeux des soviétiques.

Historiquement, l'inexistence d'infrastructures modernes nécessite des investissements de mise à niveau pouvant limiter la rentabilité des projets et notamment en terme d'acheminement des hydrocarbures. A ce titre, le cœur des investisseurs balance entre le passage par l'Iran, au sud, ou par la Russie, au nord, deux puissances redoutées pour Washington. La crainte des américains est que l'Iran pourrait, un jour, tenir en otage les volumes transitant par son territoire.

Téhéran avait toujours espéré de bonnes relations avec les États-Unis pour éponger définitivement les sanctions économiques ILSA (Iran and Libya Sanctions Act.), imposées par Washington en 1996, limitant les investissements étrangers à 20 millions de dollars en Iran. Quant à la Russie, c'était surtout l'état des installations pétrolières, tombées en désuétude, qui semblait limiter les investissements dans la mer caspienne.

Pourtant, dès l'éclatement de l'ex. URSS, en 1992, et l'ouverture de ses frontières économiques, les choses avaient bien évolué avec la promotion de la mer caspienne comme nouveau terrain de chasse aux compagnies pétrolières internationales suite au premier contrat de partage de production en 1992 entre le gouvernement kazakh et le consortium composé de BP, Shell, Exxon,

Elf, ConocoPhillips et British Gaz et les russes n'étaient pas en reste avec le plus grand investissement (2.2 milliards de dollars) dans l'histoire de ce pays dans le cadre du CPC (*Caspian Pipe Consortium*) signé en 1997 et impliquant la Russie, le Kazakhstan, Oman et neuf grandes compagnies dont Chevron, Mobil, Agip et autre Oryx (acquise par Keer McGee en 1998).

Sur le plan politique, le risque était beaucoup plus gérable dans le cas d'une activité engageant un seul pays que lorsqu'elle implique plusieurs acteurs à la fois.

Durant les quarante dernières années, et jusqu'à aujourd'hui, le Nigeria a connu d'énormes troubles internes mais le pétrole n'y a pas cessé de couler. Ce n'est pas tout à fait le cas de la mer caspienne où s'impliquent au moins cinq ou six états producteurs (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Turkménistan, l'Iran et «Russie région caspienne») et autant de pays de transit pour l'acheminement des hydrocarbures. Le problème de statut juridique de la région demeurerait posé tant que les pays riverains n'étaient pas encore parvenus à un découpage équitable des eaux caspiennes.

Dans les années 1990, beaucoup de grands projets d'investissement dans l'acheminement des hydrocarbures y ont été suspendus aussi bien dans les pays producteurs que dans ceux de transit. On espérait que les malheureux événements du 11 septembre 2001 et la guerre contre le régime des talibans, en Afghanistan, pourraient à court ou moyen terme, retracer la carte géopolitique de l'Asie centrale et permettre ainsi de valider ce quatrième sommet du carré d'or de l'offshore mondial. L'implication des États-Unis dans cette région pouvait s'inscrire dans leur politique nationale en matière d'énergie à moyen et long termes. Les pays arabes du golfe, et notamment l'Arabie saoudite, qui livraient, à l'époque, près de 3 MMb/j de pétrole à la Maison-Blanche (soit 15% de la demande américaine), en constituaient une source d'approvisionnement des plus privilégiées mais la leçon de «Septembre noir», d'une part, et le perpétuel dossier du Moyen orient, d'autre part, instruisaient les américains à sécuriser leurs approvisionnements en investissant dans la diversification des sources.

Rappelons que les événements d'octobre 1973, qui ont assoiffé l'Occident de pétrole, ont été à l'origine du développement rapide de l'industrie pétrolière en mer du nord.

Ce désinvestissement en mer caspienne fait que les réserves exactes restent encore mal cernées. En 1996, l'US Energy Department les estimait à 200 Mds bbl, soit un peu moins que celles de l'Arabie Saoudite mais nettement supérieures à celles du Koweït (100 Mds bbl) et de l'Iran (158 Mds bbl), soit l'équivalent de 17% des réserves mondiales à cette époque. Mais, en 2001, le même Département revoit à la baisse ces réserves en les situant à seulement 20 Mds bbl de pétrole et quelques 7000 BCM de gaz. Selon d'autres sources, les réserves pétrolières de la mer caspienne s'élèveraient à environ 60 Mds bbl (3.5 % des réserves mondiales). Par ailleurs, l'U.S.G.S estime à plus de 200 Mds BEP comme ressources possibles. Nous constatons qu'avec le temps le volume des réserves est de moins en moins substantiel et qu'il convient de rester prudent quant à la décision d'y investir à grande échelle d'autant plus que le coût de production d'un baril y serait des plus élevés au monde à cause des conditions d'exploitation rendues difficiles par, entre autre, le fait que la mer caspienne est gelée au moins cinq mois dans l'année. L'heure, étant aux économies et à la réduction drastique des investissements, les compagnies risquent d'être «pris dans la glace». Le meilleur exemple est celui du gisement géant de pétrole «*Kashagan*», découvert en 2000, dans les eaux du Kazakhstan, par le consortium composé de sept grandes compagnies (Eni, KazMunayGas-KMG, Shell, TOTAL, ExxonMobil, China National Petroleum Corporation-CNPC et la japonaise INPEX). La rentabilité de ce gisement, situé à 5000 mètres sous le fond marin, n'était pas au beau fixe malgré ses réserves estimées entre 10 Mds bbl et 13 Mds bbl récupérables, incontestablement l'un des plus grands gisements découverts dans le monde depuis l'année 1980. Bien que la tranche d'eau de ce gisement ne dépasse pas les dix mètres, les coûts de la première phase du projet ont été estimés à 10 Milliards de dollars en 2005 avant de grimper à plus de 40 milliards de dollars, ce qui a contraint le consortium à repousser le *first oil* de 2005 à 2008 puis à 2010 et ce n'est que le 11 septembre 2013 que le gisement est entré

en production, soit neuf mois avant le crash du marché pétrolier en juin 2014.

Le consortium avait tablé sur un prix minimal du baril de 60 dollars pour espérer une rentabilité du fait que le prix du baril était de 110 dollars au moment de sa mise en production tandis que la banque *Goldman Sachs* estimait que pour un prix du baril au-dessous de 100 dollars, «*les compagnies embourbées à Kashagan ne pourront envisager le moindre retour sur investissement* ».

Depuis le crash pétrolier de 2014, l'exploitation de ce gisement ne cesse de connaître des chutes de production (350 000 barils sur l'année 2016), hypothéquant ainsi la rentabilité du gisement et la poursuite de son exploitation avec des cours du pétrole non favorables.

Bien que le potentiel pétrolier de la mer caspienne demeure encore peu connu, cette région, aujourd'hui peu participative dans la demande mondiale semble aussi prolifique que le Koweït ou l'Irak et posséderait tous les atouts pour devenir, avec le déclin de la mer du nord, un important centre de production européen.

- **L'Offshore ouest African**

Concernant l'offshore ouest africain (Golfe de Guinée), l'Angola, le Gabon et le Nigeria, constituent les principales régions en matière de taux de succès (50%) et de la taille des gisements. La première grande découverte enregistrée dans l'offshore angolais remonte au lendemain de l'indépendance de ce pays, en 1975, avec la mise en évidence d'un gisement de plus de 2 Mds bbl récupérables. Dans les années 2000, l'offshore angolais connaissait déjà un important flux d'investisseurs potentiels comme Agip, BPAmoco, Shell, Chevron et TotalFinaElf. Cette dernière y produisait plus de 600.000 b/j, soit 30% de sa production globale de l'époque.

Toutefois, le bassin angolais de *Kwanza*, où les blocs sont des plus chers au monde, n'était pas à l'abri de déceptions

exploratoires. La compagnie BPAmoco y a essayé son premier puits sec en 2001. Il s'agissait de son premier *ultra deep water* foré sur le bloc 31 dont le bonus à la signature a été de 400 millions de dollars ! Les quelques premiers résultats peu encourageants dans ce bassin ont contraint les opérateurs (ChevronTexaco, ExxonMobil, ...) à repousser dans le temps leurs projets en matière de *first gas*, de GNL, etc. plutôt qu'abandonner les recherches. Ceci témoigne de la persévérance des compagnies dans un métier d'exploration offshore qui a un peu plus de droit à l'échec et à plus de temps. D'ailleurs durant la même année et dans le même bassin, ExxonMobil réalisa une importante découverte par le puits *Semba-1* et montre que le plateau continental du bassin de *Kwanza*, vaste de 125.000 Km², sous une tranche d'eau épaisse de 3400 mètres, pourrait receler des réserves beaucoup plus larges que celles déjà identifiées (plus de 6 Mds bbl récupérables).

Les opportunités marines en Afrique de l'ouest ne se limitent pas aux seuls Angola et Nigeria. D'autres pays comme la Guinée équatoriale, le Gabon, la Namibie, le Congo et le Cameroun ont également ouvert, il y a déjà une vingtaine d'années, leurs eaux territoriales aux opérateurs étrangers. Ces derniers y avaient investi plus de 8 milliards de dollars pour la seule année 2000 et environ 14 milliards de dollars jusqu'en 2005, ce qui représentait 15% des investissements offshore à l'échelle mondiale à cette époque. En effet, cette région, qui renfermait 25% des réserves mondiales prouvées en offshore profond (*deep water*), était le siège d'une douzaine de gisements géants (réserves supérieures à 500 MMbbl). Rappelons que l'intensification de l'effort exploration durant la décennie 1970-1980 a permis de constituer une solide base de données mais la chute du prix du baril en 1986 a vu le retrait de certains opérateurs. Ces derniers, avec des régimes fiscaux plus attractifs reviennent à la charge en dépit du paiement d'un droit d'entrée de 40 à 50 millions de dollars par licence et le rachat des compagnies indépendantes qui connaissent assez le terrain. Ces «petites» compagnies sont considérées comme de véritables «départements d'Exploration» par les majors acquéreuses.

Malgré les problèmes internes à certains pays de la région, l'offshore ouest africain demeure une opportunité incontournable

pour les projets intégrés des multinationales.

Aujourd'hui, et notamment depuis l'année 2010, le Nigeria et l'Angola, dont les deux tiers de la production viennent de l'offshore profond, contrôlent l'essentiel de la croissance offshore dans cette région avec une dizaine de projets inscrits dans le programme angolais durant les années à venir durant lesquelles le Nigeria, premier producteur et leader de l'offshore ouest africain, ambitionne de se focaliser sur les eaux profondes et ultra profondes pendant qu'au moins trois projets en eau profonde sont en développement et devraient entrer en production dans les toutes prochaines années. Ces deux pays ont l'avantage géologique d'avoir un plateau continental extrêmement développé où les ressources non encore identifiées dépasseraient de beaucoup les volumes des gisements découverts. Selon les dernières estimations de l'USGS, le potentiel pétrolier dans l'offshore ouest africain dépasserait les 7 Mds bbl récupérables et 1700 BCM de gaz ainsi que pas moins de 2 Mds bbl de condensat.

À l'exception du Burkina Faso et des îles du Cap Vert, tous les pays de la côte ouest africaine se sont, aujourd'hui, lancés dans l'exploration offshore et notamment la Guinée Equatoriale et le Gabon où Total, Chevron, Shell et BP s'intéressent à des réservoirs situés en mer profonde.

- **Conclusion**

Les bassins sédimentaires marins s'étalent sur environ 70 millions de Km² dont 40% sous une tranche d'eau inférieure à 100 mètres où le gros des réserves a été identifié jusqu'ici. L'offshore offre encore de grandes possibilités d'accès aux nouvelles réserves d'hydrocarbures sachant qu'une centaine de gisements a déjà été découverte dans des profondeurs d'eau supérieures à 1500 mètres et c'est encore en mer profonde que se trouvent les plus grandes zones non explorées.

L'activité offshore, qui entre de plus en plus dans les mœurs des pétroliers, demeure une carte à jouer, certes, mais les CAPEX et les OPEX se chiffrent par milliards de dollars et rendent la rentabilité

incertaine. Une simple location d'un appareil de forage peut coûter entre 300 000 dollars et 400 000 dollars par jour, contre seulement 40 000 dollars à 50 000 dollars en forage terrestre et le coût total du forage offshore peut excéder les 200 millions de dollars, sachant que le coût du DTM (Démontage et Transport du Matériel) dépasse parfois celui du forage du fait qu'il y a des plateformes qui s'étendent sur une surface de 5000 m², soit l'équivalent d'un terrain de football. Les forages découvrant les deux gisements de «Lula» et «Libra» en mer brésilienne ont coûté, chacun, plus de 240 millions de dollars américains et le coût du développement du gisement «Dalia» de Total, en 2006, au large de l'Angola, a atteint les 4 milliards de dollars bien que la tranche d'eau n'est que de 1300 mètres. Ainsi, depuis le choc pétrolier de juin 2014, le nombre de forages offshore a décliné à travers le monde d'environ 35% entre 2014 et 2017 et notamment dans le golfe du Mexique étasunien.

Néanmoins, même si les mers et les océans occupent les trois quarts de la planète, l'aventure offshore n'est pas une aubaine. Les résultats très encourageants enregistrés çà et là en matière de taux de succès des recherches et de la taille des gisements identifiés correspondent à des milieux marins bien particuliers sur le plan géologique.

Durant la dernière décennie, par exemple, près de 43% de la production offshore était contrôlée par cinq pays : L'Arabie saoudite, au golfe persique (14%), le Brésil (13%), le Mexique (7%), la Norvège (7%) et les États-Unis (2%). Le reste de la production est réparti sur une cinquantaine de pays à production limitée.

Contrairement aux gisements de pétrole onshore, qui se concentrent dans des zones géographiques particulières (près de 50% des réserves mondiales sont au Moyen Orient), le pétrole marin se trouve un peu partout à travers le monde sauf que les compagnies nationales des pays producteurs ne peuvent en tirer profit sans l'implication de la technologie et du savoir-faire des multinationales, lesquelles se partagent le marché dans les zones les plus prometteuses.

5.2 - Les hydrocarbures non conventionnels : l'autre manne

5.2.1 - Bref historique

Le potentiel réel des ressources non conventionnelles reste encore au stade de controverses du fait de leur avènement tout récent et leur cartographie très peu cernée à l'échelle du globe. Ce n'est que depuis quelques années seulement que le concept du non conventionnel a commencé à meubler l'actualité énergétique internationale du fait du rétrécissement du potentiel pétrolier conventionnel en matière de réserves prouvées, de découvertes et de production devant les besoins énergétiques croissants de l'industrie et des populations mondiales. Les États-Unis, qui sont passés par leur pic pétrolier en 1970, ont été, dès l'année 2008, les premiers à recourir au gaz et pétrole de schiste pour redresser le déclin incessant de leur production, régénérer leurs réserves, limiter les importations et assurer leur indépendance énergétique. Mais l'idée d'exploiter les hydrocarbures non conventionnels ne date pas d'aujourd'hui. C'était vers la fin du 18ème siècle que les premiers européens arrivant dans le nord de l'Alberta, au Canada, découvrirent que les habitants autochtones utilisaient le bitume des sables pour assurer l'étanchéité de leurs canots. Le traitement des sables avec de l'eau très chaude et l'extraction du pétrole a commencé dans les années 1920, mais la première exploitation industrielle et commerciale d'extraction et de valorisation des sables bitumineux a vu le jour au cours des années 1960 -1970. Quant aux schistes bitumineux, ils auraient été exploités, pour la première fois dans le monde, en 1837 à Igornay (Autun, France) pour les besoins de l'éclairage public et vers 1870 la production a commencé à concurrencer le pétrole importé de l'Amérique et de la Russie. La rentabilité et la qualité du pétrole des schistes bitumineux français ont conduit à la construction, en 1936, d'une nouvelle raffinerie dans la mine de Télots, produisant du carburant pour automobile. Cette raffinerie qui a servi de source de carburant pour l'armée française contre les troupes allemandes, n'a été fermée qu'en 1957, soit une

année après la découverte du gisement géant de Hassi Messaoud par l'Association française CFPA-SNRepal, en juin 1956. Concernant le gaz de schiste, aujourd'hui les américains n'ont fait que renouer avec ce type de gaz puisque c'était en 1821 qu'ils ont commencé à exploiter les *shale gas* (gaz de schiste) dans le Dévonien de Fredonia (New York). Un puits profond de 9 mètres y a été creusé à la pelle dans les schistes de Marcellus et produisant du gaz pour les besoins l'éclairage public de la localité immédiate. La technique a été abandonnée suite à la découverte du pétrole conventionnel par le colonel Drake en 1859, à Titusville en Pennsylvanie.

Après le pic pétrolier de 1970, les américains ont introduit, en 1980, une mesure incitative (*Section 29 Tax Credit*) pour encourager les opérateurs à exploiter, à nouveau, les gaz non conventionnels et contribuer à hisser les réserves du pays. Cette taxe, ayant expiré en 2000, a été prorogée pour stimuler davantage l'exploitation des schistes et assurer l'indépendance énergétique en matière de gaz. En avril 2010, Le projet du Département d'Etat américain «*Global Shale Gas Initiative (GSGI)*» a été lancé pour aider les opérateurs américains à exporter, vers le reste du monde, leur expérience et savoir-faire dans l'exploitation du gaz de schiste.

5.2.2 - Les différents types d'hydrocarbures non conventionnels

- **Les pétroles non conventionnels**

- ***Pétrole de réservoirs compacts («Tight Oil »)***

Il se trouve que des réservoirs saturés de pétrole liquide, à faible densité, ne produisent pas à cause de leurs qualités (porosité et perméabilité) très faibles. On parle alors de réservoirs compacts, « *tight reservoir* » en anglais, ou tout simplement « *tight oil* » bien que dans certaines littératures américaines le « *tight oil* » désigne aussi le pétrole des schistes profonds pour leur imperméabilité. Une production commerciale d'un réservoir compact doit passer par une fracturation s'il est gréseux ou une acidification s'il est carbonaté. Mais la stimulation de ces deux types de réservoirs, qui sont conventionnels, étant une opération classique, maîtrisée et vieille

comme le temps, il y a lieu de se demander si nous avons vraiment affaire à un pétrole non conventionnel. En Algérie, par exemple, le réservoir «Quartzites de Hamra» de l'Ordovicien, à faible porosité et perméabilité, ne produisant que par fracturation naturelle ou assistée, nécessite très souvent une opération de fracturation pour drainer le pétrole y contenu. Ces quartzites, exploités depuis les années 1960, n'ont jamais été considérés comme des réservoirs non conventionnels. Alors pourquoi le deviendraient-ils aujourd'hui ?

- Pétrole lourd et extra lourd

Est appelé pétrole lourd ou extra-lourd un pétrole de fortes densité et viscosité, très pauvres en gaz dissous, devenant ainsi une « huile morte » (*dead oil*) du fait de sa mobilité quasi nulle même dans les réservoirs très poreux et perméables. Ce pétrole, qui peut être à une certaine profondeur, ne s'écoule pas et ne peut être pompé sans être chauffé ou dilué par des produits chimiques. Il peut s'agir aussi d'un pétrole associé aux sables et schistes bitumineux exploités à ciel ouvert.

- Pétrole des sables bitumineux ou bitumeux (« Tar Sands »)

L'ambitieux programme américain de développement énergétique, lancé en 2003, a autorisé non seulement l'exploitation des schistes bitumineux mais aussi les sables bitumineux sur les terrains fédéraux dans le cadre de l'*Energy Policy Act* (loi sur la politique énergétique).

Le terme anglais «*tar*» signifie goudron et l'expression « *tar sand* » signifie sables bitumineux. C'est un mélange de bitume brut, de sable et d'argile minérale et d'eau. Le sable est enrobé d'une couche d'eau sur laquelle se dépose la pellicule de bitume.

Plus la pellicule de bitume est épaisse, meilleurs sont les sables bitumineux en termes de quantité de pétrole extractible. Le bitume est un pétrole particulièrement lourd, collant et odorant, et qui ne coulera que s'il est chauffé. À l'origine c'était du pétrole conventionnel qui a subi des biodégradations et des pertes des composés légers lors de la migration secondaire. Les réserves mondiales des sables (bitumes en place) varient d'une source à

l'autre mais elles avoisineraient les 3000 Mds bbl, soit 600 Mds bbl extractible pour un taux moyen de récupération de 20% (ce taux varie selon la technique d'extraction utilisée). Ces réserves sont concentrées dans deux régions du monde, en l'occurrence la Rivière *Athabasca* en Alberta, avec 163 Mds bbl (27%) couvrant une surface de 140 000 Km² et le fleuve Orénoque (*Orinco River*) long de 550 km, au Vénézuéla, avec 224 Mds bbl (37%).

Les sables bitumineux du bassin de l'Orénoque contiennent plus de 90% des réserves possibles en place de pétrole extra-lourds dans le monde mais la province canadienne de l'Alberta détient 65% des dépôts de bitume identifiés dans le monde et où l'exploitation est la plus rentable aujourd'hui. Le reste des ressources est dispersé sur quelques régions comme les États-Unis, la Russie, le Congo Brazzaville, Madagascar, etc. bien que le site de Dakota (États-Unis) aurait un potentiel comparable à ceux du Venezuela et du Canada.

- Pétrole des schistes bitumineux

Les schistes sont des roches sédimentaires argileuses (roches mères), à grains fins, feuilletées, contenant des substances organiques en quantité suffisante pour fournir du pétrole et du gaz combustible. Quand la roche mère n'a pas été suffisamment enfouie en profondeur, la température n'est pas suffisante pour transformer la matière organique en kérogène puis en pétrole. Comme pour le pétrole des sables bitumineux, le pétrole des schistes bitumineux est extrait en surface ou à travers des puits peu profonds avec la même technique que celle des sables bitumineux.

Quand les sables et les schistes affleurent en surface ou ne dépassent pas 70 à 100 mètres de profondeur, l'exploitation du gisement, de type minière, à ciel ouvert, consiste à séparer les bitumes de la roche et récupérer le pétrole liquide à partir des bitumes. La séparation, nécessitant une usine à cet effet, commence dans un premier temps par un lessivage de la roche à l'eau chaude avant de rajouter à l'écume bitumineuse un diluant et obtenir du pétrole liquide.

Quand le gisement est assez enfoui en profondeur, la récupération du pétrole nécessite des techniques *in situ* qui consistent, généralement, à forer des puits (verticaux ou horizontaux) dotés de filtres limitant la venue du sable, et y injecter de la vapeur d'eau chaude (300-400°C) pendant quelques mois avant de procéder au pompage du pétrole libéré pendant la même durée. Le procédé d'exploitation consiste à transformer les schistes bitumineux en pétrole en subissant une pyrolyse (~ 500° C) qui accélère la maturation du kérogène, autrement dit, le procédé industriel d'exploitation consiste à faire ce que la nature n'a pas fait mais la rentabilité de ce pétrole reste limitée du fait des coûts liés à l'autoconsommation servant à chauffer le réservoir pendant 6 à 18 mois avant de commencer le pompage du pétrole libéré pendant la même durée. L'opération cyclique est répétée dès que la production cesse.

L'autre technique consiste à forer un premier puits horizontal dans le gisement (puits producteur) puis un second puits horizontal (puits injecteur) dont le drain est à environ 5 mètres plus profond que celui du premier et on y injecte soit de la vapeur d'eau chaude soit un diluant (naphta). Le pétrole libéré est ensuite pompé en surface à travers le premier puits de production. Plusieurs couples de puits peuvent être forés pour assurer une meilleure production. À température ambiante, le pétrole extra-lourd vénézuélien est moins visqueux que celui des sables canadiens et peut donc être extrait à froid sauf que le taux de sa récupération ne dépasse pas 10% comparé aux taux de récupération au Canada (90 % à ciel ouvert et 60 % pour les forages assistés par la vapeur d'eau chaude).

La consommation d'hydrocarbures légers (naphta ou condensat) comme diluant pour la séparation des bitumes, mais aussi pour faciliter le transport pipelinier du pétrole lourd extrait, rend les coûts d'exploitation des sables bitumineux excessivement élevés. Les réserves prouvées de pétrole des sables bitumineux canadiens représentent 97% des réserves totales du pays et assurent 55% des exportations de pétrole canadien ainsi que 50% de la production.

Le Vénézuéla, lui, ne produit ses sables qu'à hauteur de 600 000 b/j contre 1,5 MMb/j en 2004 et sera vraisemblablement, avec ses plus grosses réserves du monde, le futur leader de la production des sables bitumineux. À l'échelle mondiale, le recours à l'exploitation des schistes bitumineux a été surtout développé en périodes de guerre ou de conflits. La production mondiale qui ne dépassait pas les 3 MMTonnes (uniquement en Écosse) a commencé à augmenter dès la seconde guerre mondiale dans certains pays comme l'Estonie, la Chine, la Russie en l'Allemagne, d'où son appellation de «pétrole de guerre», pour atteindre près de 50 MMTonnes au lendemain du choc pétrolier de 1973 suite à l'embargo imposé par les pays pétroliers arabes à l'occident pour leur soutien à l'état d'Israël, avant de chuter à 16 MMTonnes en 2000 à cause de la baisse des prix du pétrole conventionnel dans les années 1980 et l'interdiction, en 1986, de l'exploitation des carburants synthétiques liquides par le président Ronald Reagan dans le cadre de la ratification de la *Consolidated Omnibus Budget Reconciliation Act of 1985* (loi budgétaire de 1985).

- Pétrole de schiste-roche mère (« Shale Oil »)

À la différence des schistes bitumineux, gisant pratiquement en surface, les schistes profonds ont atteint une température suffisante (température de la fenêtre à huile) permettant la transformation du kérogène en pétrole liquide mais ce dernier ne sera pas expulsé par, entre autres, manque de pression et reste piégé dans le schiste (roche mère). Son exploitation nécessite alors des forages profonds à drains horizontaux, allant parfois jusqu'à plus de 4000 mètres, et une intense fracturation hydraulique pour stimuler la roche et augmenter sa perméabilité. C'est le cas, aujourd'hui, des schistes américains dont la production est derrière la dégringolade des cours pétroliers depuis juin 2014. L'exploitation du pétrole de schiste n'a été rendue possible que suite à aux progrès technologiques appliqués d'abord au gaz de schiste. L'accélération de l'exploitation du pétrole de schiste à partir de 2010 a fait passer la part des schistes dans la production totale de 11% en 2013 à plus de 65% en 2020 à hauteur de 8 MMb/j.

Avec l'exploitation d'autres gisements comme celui du *Permian*, à l'ouest du Texas, dont les réserves restant à produire sont de 8 Mds bbl de pétrole et 850 BCM de gaz et qui produit à lui seul pas moins de 35% de la production pétrolière américaine et 10% de la production gazière, le pays est devenu le premier producteur mondial de pétrole brut et de gaz et de fait exportateur.

Le niveau des exportations américaines de pétrole brut a atteint en février 2020 près de 4 MMb/j, un niveau jamais égalé depuis que les statistiques ont commencé à être compilées par l'EIA en 1991 alors que les importations nettes de pétrole ont chuté de 13.5 MMb/j en 2005 à 10 MMb/j en 2012 et ne sont que de 8 MMb/j en 2020.

Beaucoup de pays, séduits par l'expérience américaine, ont décidé de tenter l'aventure dès l'année 2008 en se lançant dans l'évaluation de leurs ressources non conventionnelles. Mais contrairement au pétrole de schiste et sables bitumineux, le taux de récupération du pétrole de schiste produit par forage profond est juste de 1 à 5% ce qui n'autorise pas la rentabilité de beaucoup de gisements. Néanmoins, selon certaines prévisions de l'OPEP, la production du pétrole non conventionnel (sables et schistes bitumineux et pétrole de schiste réunis) atteindra 8 MMb/j en 2020 et 13 MMbj en 2030, soit, respectivement, 8% et 12% des consommations mondiales envisagées.

Le potentiel mondial de pétrole de schiste a fait l'objet de plusieurs études dont celle réalisée en 2011 par l'ARI (*Advanced Resources International*) pour le compte de l'EIA (US- *Energy Information Administration*) et qui a été mise à jour en juin 2013.

La dernière mise à jour, publiée en septembre 2015, effectuée sur 46 pays dont les États-Unis, évalue les réserves techniquement récupérables à 419 Mds bbl dont près de 75% en possession d'une dizaine de pays : États-Unis (18%), Russie (17%), Chine (7%), Argentine (6%), Libye (6%), Émirats Arabes Unis (5%), Tchad (4%), Australie (4%), Venezuela (3%) et Mexique (3%). Les investigations et les évaluations se poursuivent et d'autres pays viendront certainement élargir cette liste.

- **Les gaz non conventionnels**

Au jour d'aujourd'hui, il est recensé sept types de gaz non conventionnels que nous allons passer en revue mais seuls le *tight gas* et le gaz de schiste, les plus exploités jusqu'ici, seront développés dans ce qui suit.

- **Gaz des réservoirs compacts («Tight Gas»)**

Sur le plan géologique il s'agit d'un réservoir à gaz dont les interstices sont remplis de particules fines (silicates ou carbonates de précipitation), obturant la porosité et la perméabilité et pénalisant totalement les capacités de drainage du gaz. Ces grès qui ne produisent pas sans stimulation, sont aussi appelés «grès fermés». Sur le plan pratique (industriel), il s'agit d'un gaz qui ne peut être produit qu'après une stimulation du réservoir par fracturation hydraulique en forage horizontal ou par d'autres techniques appropriées, comme l'acidification dans le cas des réservoirs carbonatés. En général, la production post stimulation démarre à haut débit avant de décliner rapidement avec le temps quand le réseau de fractures générées aura expulsé son contenu en gaz. Toutefois, le seuil de perméabilité distinguant le «tight» du conventionnel n'est pas tout à fait clair du fait que souvent on qualifie de réservoir «tight» tout réservoir dont la perméabilité primaire (avant stimulation) est inférieure à 0.01 millidarcy (md) alors que dans certaines littératures on fixe la limite à 0.1 md. C'est le cas de loi algérienne 13-01 du 20 février 2013, sur les hydrocarbures, qui considérait non conventionnel tout réservoir dont la perméabilité est inférieure ou égale à 0.1 md. Ce que je ne partage pas.

Des limites de perméabilité et même de porosité avaient été retenues aux États-Unis afin de distinguer le conventionnel du non conventionnel pour l'attribution de crédits d'impôt. Selon ce critère, la notion de «tight» dépend toutefois directement de la nature des hydrocarbures : un réservoir avec des caractéristiques de porosité et de perméabilité données va être tantôt considéré comme «tight» et donc non conventionnel lorsqu'il contient du pétrole et tantôt considéré comme conventionnel s'il contient du gaz (du fait de la meilleure mobilité du gaz comparée à celle du pétrole). Mais ce

principe appliqué aux *tight* américains ne semble pas fonctionner ailleurs. En Algérie, comme nous l'avons déjà signalé plus haut, le réservoir des «*Quartzites de Hamra*», d'âge Ordovicien, de même que certains grès compacts du Dévonien inférieur, sont exploités classiquement depuis de longues décennies bien avant l'avènement du non conventionnel. Leur perméabilité matricielle étant généralement comprise entre 0.1 et 0.01 md, ces réservoirs peuvent même produire sans stimulation et ne peuvent donc devenir, du jour au lendemain, «non conventionnels» pour le pétrole et «conventionnels» pour le gaz à cause de la meilleure mobilité de ce dernier du fait que la notion de «non conventionnel» se réfère en principe, dans ce cas précis, au contenant (le réservoir) et pas au contenu (le fluide). Par ailleurs, étant donné que la limite «conventionnel - non conventionnel» évolue avec l'avancée technologique, certains «*tight reservoirs*» finiront par passer du type non conventionnel au type conventionnel mais pas l'inverse.

Selon l'AIE, les réserves techniquement récupérables de gaz de réservoir compact seraient d'environ 76 000 BCM, soit l'équivalent de 21 années de consommation gazière mondiale. Les volumes en place tourneraient autour de 300 000 BCM et se concentrent essentiellement en Amérique du nord, en Chine, en Australie et en Russie. La principale technique d'exploitation des *tight gas* reste le forage horizontal et la fracturation hydraulique pour s'assurer d'un débit commercial et d'une production durable mais le taux de récupération reste faible (15 à 25%). La majorité des *tight gas* produisant aujourd'hui aux Etats-Unis a été développée dans les années 1960-1970 dans le bassin de San Juan et en 1980 une loi sur la taxe encourageant le développement des *tight gas* a permis aux opérateurs de doubler l'effort de forage de ce type de réservoirs qui contribuent aujourd'hui à hauteur de 120 BCM /an soit 16 % dans la production gazière nationale.

Il est utile de noter qu'aux États-Unis, la notion de *tight* s'applique à toute roche imperméable contenant des hydrocarbures liquides ou gazeux quelle que soit la nature lithologique du réservoir. Ainsi, le *tight oil* , par exemple, peut représenter à la fois le pétrole

de schiste (du fait que le schiste est imperméable) ainsi que le pétrole de réservoirs compacts gréseux ou carbonatés qui totalisent aujourd'hui près de 13% de la production américaine de pétrole selon l'EIA (*US Energy Information Administration*), contre 65% pour le pétrole de schiste.

- **Gaz de schiste («Shale Gas»)**

Le gaz de schiste ou «*Shale gas*», en anglais, est un gaz naturel piégé dans la roche mère (en général une argile) et qui n'a pas subi de migration primaire (d'où l'appellation de « gaz de roche mère » attribuée aussi à ce type de gaz). Les meilleurs «*plays*» de *shale gas* sont ceux où la roche mère a une teneur en carbone organique total (COT) supérieure à 4% et qui n'a pas (bien) expulsé le gaz y généré pour des considérations géologiques que nous ne pouvons développer ici.

La roche mère qui a déjà expulsé son gaz ne ferait systématiquement pas un « *play* » économique (cas des roches mères du Silurien et du Frasnien du Sahara algérien qui ont déjà expulsé l'essentiel de leur gaz généré il y a 125 millions à 150 millions d'années). Nous reviendrons sur ce point dans le «Chapitre 4» de la cinquième partie qui traite du cas algérien.

L'avènement du gaz de schiste, dénommé « *shale boom* » à partir de l'année 2008, a été imposé aux américains du fait que leur potentiel gazier n'arrivait plus à satisfaire amplement les besoins d'une population énergivore avoisinant les 300 millions d'habitants en l'an 2000, quand les réserves de gaz n'étaient que de 3.5% seulement des réserves mondiales. Malgré une production annuelle de 543 BCM en 2000, soit 22% de la production mondiale, il fallait importer pas moins de 100 BCM par an pour venir à bout d'une demande interne de 660 BCM (27% des besoins mondiaux). La production du gaz de schiste est passée de 36 BCM en 2007 à 511 BCM en 2017 ce qui représente 68% de la production gazière totale du pays, faisant de ce dernier le premier producteur mondial de gaz dès 2010. Le gaz de schiste a fait grimper les réserves totales de 6700 BCM en 2007 à plus de 9700 BCM en 2017, une augmentation de

3000 BCM en l'espace de 10 ans qui a permis au pays de devenir non seulement autosuffisant mais aussi exportateur vers l'Europe, le Japon, la Chine, l'Inde et l'Argentine, la levée de l'interdiction des exportations des hydrocarbures étant en vigueur depuis le 18 décembre 2015. Il y a, en effet, 46 ans, vers 1974, le Congrès avait interdit les exportations du pétrole américain à la suite de l'embargo imposé par l'OPAEP et qui avait déclenché une pénurie d'essence aux États-Unis, une pénurie accentuée par la chute de la production nationale au lendemain de son passage par son pic en 1970.

Le potentiel *shale gas* américain est réparti sur sept gisements dont le plus important était le *Marcellus*, entré en production en 2009. Avec des réserves estimées à 2400 BCM, ce bassin contrôle 35% de la production des schistes et 24% de la production totale gazière du pays, suivi d'*Eagle Ford* dont les réserves et la production avoisinaient respectivement 650 BCM et 60 BCM par an. Les cinq autres gisements ont des réserves d'environ 400 BCM et des productions de 30 à 35 BCM par an. Selon les dernières estimations du département américain à l'énergie, les gisements de schiste toucheraient aussi au moins une autre trentaine d'états, auquel cas leur exploitation éventuelle risque de réveiller l'objection des populations déjà que plus de sept millions de personnes vivant dans les régions du centre et de l'Est du pays, où se concentrent les gisements actuels, se considèrent menacées par la contamination des nappes phréatiques et les microséismes générés par l'intense fracturation hydraulique multi-étagée.

Le développement rapide du gaz puis du pétrole de schiste aux États-Unis a bouleversé la problématique énergétique du pays au point où le recours à l'importation, jusqu'en 2008, est devenu totalement obsolète. Ce «*shale boom*» a fait chuter les importations de gaz de 130 BCM par an en 2007 à 77 BCM en 2019 mais en provenance à 96% du Canada.

Selon l'AIE, les États-Unis et le Canada vont contrôler jusqu'à 70% la production mondiale de gaz de schiste en 2025. Cette véritable révolution énergétique opérée aux États-Unis ne va pas s'arrêter là. En 2012, l'entreprise américaine de consulting et

d'information économique, *IHS Markit*, avait mené une étude macroéconomique selon laquelle les États-Unis vont encore investir plus de 5 000 milliards de dollars d'ici 2035 dans le pétrole et le gaz de schiste avec la création d'au moins 3 à 4 millions d'emplois, ce qui n'a pas manqué de séduire bon nombre de pays, notamment les rentiers, où l'entretien de la rente et la résorption du chômage constituent une aubaine pour l'achat d'une paix sociale salutaire.

Dans le rapport de l'EIA (*US- Energy Information Administration*), établi en septembre 2015 sur les ressources mondiales non conventionnelles, les réserves de gaz de schiste en place tournent autour de 38000 TCF dont 7577 TCF (215 000 BCM) seraient techniquement récupérables soit 11% de plus que les réserves conventionnelles. Les évaluations ont porté également sur 46 pays, mais la Chine se taille la part du lion avec 15% des réserves mondiales devant l'Argentine (10%), l'Algérie (9%), les États-Unis (8%), le Canada (7.5%), le Mexique (7%), l'Australie (5.5%), l'Afrique de Sud (5%), la Russie (4%) et le Brésil qui ferme le «top 10» avec 3% des réserves mondiales. Si ces estimations, élargies à d'autres régions du monde, seront plus ou moins confirmées par les études à venir, cela permettrait à beaucoup de pays de couvrir leurs besoins sur plusieurs décennies avec de larges possibilités d'exportation, à l'exemple des pays moins énergivores. Mais à quel prix ?

- *Les autres gaz non conventionnels*

D'autres types de gaz non conventionnels restent encore au stade d'études ou partiellement exploités de par le monde. L'essentiel des tentatives d'exploitations s'opère aux États-Unis.

«Coalbed Methane-CBM» : ou gaz de charbon, est un gaz méthane piégé au sein des micropores du charbon non encore exploité, d'où sa classification dans la famille des «gaz de roche-mère». Ce gaz n'est libéré qu'une fois la mine de charbon exploitée. Pour l'heure, seuls quelques pays disposant de mines de charbon l'exploitent (États-Unis, le Japon, l'Australie, le Canada et la France) mais la production reste limitée.

Le volume récupéré dépend de la teneur de charbon en gaz méthane, variable entre zéro et 15 m³ de gaz par tonne de charbon. Les chiffres des réserves récupérables mondiales restent très controversés mais en 2016, les réserves américaines ont été estimées à 300 BCM et contribuent à hauteur de 70 BCM par an (10% de la production nationale de gaz).

«Deep Natural Gas et BCGA»: Les gisements profonds de gaz naturel, au-delà de certaines capacités techniques de forage (dépassant les 6000 mètres de profondeur) peuvent être de type conventionnel et non conventionnel quand l'accumulation de gaz est continue dans l'espace indépendamment de l'existence ou non d'un piège structural classique et s'étend sur des surfaces beaucoup plus grandes que celles des gisements conventionnels. De telles accumulations appelées BCGA (*Basin Centered Gas Accumulation System*) occupent de manière diffuse la zone central du bassin même en l'absence de pièges structuraux ou stratigraphiques et sont caractérisées par une pression anormalement haute et l'absence d'un plan d'eau (l'existence d'un plan d'eau est incompatible avec les BCGA).

L'exploration et le forage des BCGA sont encore au stade préliminaire et sont seulement testés dans certaines régions du monde, à l'exemple du *Bassin Hanna*, dans l'État de *Wyoming* (USA), sur des formations allant du Cambrien à l'Eocène et du bassin hongrois de *Mako* dont la modélisation 3D, effectuée en 2010, a permis d'estimer le volume de gaz à environ 500 à 700 BCM.

En 1995, l'U.S. Geological Survey (USGS) avait estimé à 26500 BCM les réserves techniquement récupérables restant à découvrir dans les zones profondes aussi bien en onshore qu'en offshore américains dont 3300 BCM dans les BCGA. Dans les années 2000, environ 15% du gaz produit aux États-Unis provenait des réservoirs profonds.

À l'échelle mondiale, (hors États-Unis), le concept des BCGA est loin d'être une préoccupation et reste inconnu ou très peu abordé mais l'USGS a estimé, en 2000, à 24 000 BCM les ressources qui seraient situées à plus de 5000-6000 mètres de profondeur. Jusqu'ici, les principaux travaux sur les BCGA sont menés par quelques rares chercheurs comme L. B. Magoon, W. G. Dow (1994) et Ben E. Law (2002).

«Geopressurized Zones» ou Réservoirs à haute pression : Les zones argileuses à gaz, très rapidement compactées, expulsent leur gaz vers les niveaux supérieurs silteux ou gréseux, fins mais plus poreux. Par manque de drainage, ces niveaux vont supporter les hautes pressions et deviennent des réservoirs à gaz surpressés, difficiles à exploiter.

«Methane hydrates»: Les hydrates de méthane sont une forme de gaz non conventionnel tout à fait différente des formes précédentes. C'est un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former de la glace enrobant les molécules du méthane. Les conditions nécessaires pour la formation des hydrates de méthane se situent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température et faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression et faible température). Les ressources de gaz estimées par l'USGS dépasseraient les 500 000 BCM. Mais de tous les hydrocarbures gazeux non conventionnels, seuls les hydrates de méthane ne sont pas actuellement commercialement exploités. À ce jour ce domaine est encore à l'étude et aucune exploitation commerciale n'est envisagée, seuls deux sites pilotes au Canada et au Japon testent les méthodes de production.

5.2.3 - Durée de vie des hydrocarbures non conventionnels

Le potentiel mondial en hydrocarbures non conventionnels reste encore mal connu et les évaluations, parfois exagérées pour des raisons stratégiques, sont sujettes à caution. Quant aux conditions d'exploitation elles diffèrent d'un pays à l'autre en fonction de la densité de la population avoisinant les gisements, de la politique

environnementale du pays, du régime juridique et fiscal, de la disponibilité des ressources en eau, de la rentabilité, etc. Comme les hydrocarbures conventionnels, les non conventionnels ont aussi une durée de vie et un pic pétrolier. Aux États-Unis, de nombreuses incertitudes demeurent sur les réserves depuis le «*shale boom*» de 2008. Elles ont chuté plus rapidement que prévu. Sur le plan production, sur les sept principaux gisements que compte le pays (*Permian shale, Marcellus, Bakken, Niobrara, Eagle Ford, Utica et Haynesville*), cinq seraient passés par leur pic en 2015 et seul le gisement *Permian* et, à un degré moindre, celui de *Marcellus* continuent à montrer encore des profils soutenus contrairement aux autres gisements dont le rendement est de plus en plus à la baisse à l'exemple d'*Eagle Ford* et *Bakken* où 70% des meilleures zones ont déjà été exploitées selon une analyse de Mark Papa, Président de «*Centennial Resource Development*», un producteur indépendant des schistes dans le bassin Permien à l'ouest du Texas.

Dans ce contexte, le gisement de schiste du Bassin *Permian*, avec ses réserves récupérables de 8 Mds bbl et sa production d'environ 4 MMb/j, devrait assurer à lui seul, 35% de la production américaine et 60% de sa hausse d'ici 2021 malgré un début de déplétion causée, d'abord, par la proximité des forages qui soutirent le même pétrole puis par l'augmentation de la quantité de gaz dans le pétrole de schiste. En effet, à force de produire du pétrole, la pression dans le réservoir a enregistré une chute et le gaz dissous se sépare et finit par être produit au détriment du pétrole (point de bulle). Aujourd'hui, la production de gaz dissous dans le bassin *Permian* serait cinq fois plus importante que dans le bassin de *Bakken*. Le taux mensuel de déplétion du *Permian* qui était de 55% il y a deux ou trois ans serait actuellement proche de 70%. La durée de vie d'un forage de schiste étant limitée à environ 3 années, il va falloir forer de plus en plus pour maintenir un plateau de production rentable, ce qui a contraint une soixantaine de compagnies spécialisées dans les schistes à doubler leurs dettes et une trentaine à abandonner l'exploitation. Depuis 2013 les compagnies ont réduit de 50% leurs investissements en Amérique du nord. Si les schistes, et notamment ceux du bassin Permian, continueront à ralentir et

plafonneront vers 2022, l'impact se fera sentir, à nouveau, sur les besoins américains qui ont atteint leur premier pic pétrolier conventionnel en 1971, à moins que la technologie et l'innovation auront encore un mot à dire. C'est donc sur ce paysage entaché d'incertitudes que les américains planifient leur avenir pétrolier, une situation qui inquiète la Maison-Blanche, l'incitant à anticiper l'effondrement des schistes en ouvrant les côtes américaines aux forages en offshore profond, une option certes onéreuse mais plus inscrite dans la durée. L'épongement du pétrole de schiste du marché américain verra le retour du pétrole conventionnel mondial avec des réserves quatre fois plus grosses que celles des schistes et des durées de vie qui se calculent en décennies. Même si d'autres pays tablent sur leurs Eldorado de schiste, au moment où les américains se préparent à l'«après-schiste», ces pays ne connaissent encore ni leurs potentiels réels ni les quantités récupérables qui pourraient être effectivement produites dans les conditions techniques et économiques actuelles. L'expérience américaine aura inévitablement constitué un miroir aux alouettes dans lequel il serait imprudent de se regarder.

5.2.4 - Conventionnel et non conventionnel : la limite

Il y a quelques dizaines d'années, était considéré comme pétrole non conventionnel tout pétrole de densité inférieure à 10° API ou supérieure à 45° API. Mais cette limite n'avait pas de sens du fait que le condensat a une densité supérieure à 45° API alors qu'il est produit facilement avec des techniques classiques. La limite entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels est aujourd'hui purement technologique. Ceci dit, il est important de noter qu'avec l'avancée technologique et la maîtrise des coûts, des hydrocarbures qui étaient non conventionnels il y a quelques années ne le sont plus tout à fait aujourd'hui, notamment aux États-Unis, bastion de l'industrie pétrolière mondiale. C'est aussi le cas du pétrole des sables bitumineux de l'Alberta (Canada), considéré assez longtemps comme non conventionnel, est passé depuis l'année 2002, au type conventionnel avec le développement des techniques d'exploitation. Le Canada avec 169 Mds bbl récupérables, est devenu

ainsi subitement le troisième pays en matière de réserves de pétrole derrière l'Arabie saoudite (266 Mds bbl) et le Venezuela (303 Mds bbl). En Amérique du Nord, la notion de «non conventionnel» est aujourd'hui quasiment limitée aux types d'hydrocarbures dont l'exploitation n'a pas encore été vulgarisée à l'échelle mondiale comme l'«hydrate de méthane», les «BCGA», *etc.* Ceci dit, technologie oblige, ce qui est, aujourd'hui, non conventionnel hors Amérique ne l'est pratiquement plus en Amérique. Depuis 5 ou 6 ans, avec l'innovation et la maîtrise des coûts, l'exploitation du gaz et pétrole de schiste ainsi que des tight reservoirs aux États-Unis est techniquement mieux maîtrisée que celle de certains gisements dits conventionnels dans d'autres pays.

5.2.5 - Impact du non conventionnel sur le marché de l'énergie

Le prix de l'énergie a toujours été fonction de l'offre et de la demande mondiale mais il convient de noter que si pour le pétrole le marché est international, avec des prix du baril assez proches, celui du gaz est constitué de trois marchés distincts (américain, européen et asiatique), caractérisés généralement par des prix différents. Mais avec l'avènement des schistes, le prix du gaz naturel sur le marché américain a énormément chuté non seulement à cause de la surabondance du gaz mais à cause du fait que le gaz de schiste américain est très riche en GPL et condensat, des produits dont la production génère une haute valeur marchande autorisant la cession du gaz sec à très bas prix. Ainsi l'exploitation du gaz de schiste a vu le prix du gaz sur le marché américain dégringoler de 10 dollars/MMBTU en 2008 à moins de 2 dollars/MMBTU aujourd'hui. En Europe, le prix du gaz a chuté d'environ 10 à 6 dollars/MMBTU contre 13 à 8 dollars/MMBTU en Asie. Conséquences du boom gazier américain, ce gaz, bon marché, s'est rapidement substitué au charbon pour la production d'électricité aux États-Unis, provoquant, de facto, une baisse du prix du charbon et son exportation vers l'Europe où la génération électrique à partir du gaz est plus coûteuse. La tonne de charbon américain qui coûtait 200 dollars en 2008 est désormais cédée à moins de 70 dollars aujourd'hui. Autre effet notable, le gaz américain en Europe et en Asie se vendrait aux prix

locaux, soit le double ou le triple du prix pratiqué sur le marché américain. En 2017 pas moins de 20 BCM de GNL américain ont été exportés vers une vingtaine de pays dont l'Europe, la Chine, le Mexique et la Corée du Sud. Dans les toutes prochaines années, avec les nouvelles installations de GNL en Louisiane et en Géorgie, les américains envisagent d'exporter vers les 100 BCM par an et disputeront, avec l'Australie et le Qatar, le premier rang d'exportateur mondial de GNL. L'arrivée progressive du GNL américain sur les trois marchés gaziers mondiaux devrait générer une concurrence gaz-gaz à même de réduire les écarts en les prix et tendre vers un marché spot international comme c'est déjà le cas aux États-Unis et au Royaume-Uni où le marché gazier est totalement dérégulé contrairement aux marchés européen et asiatique où coexistent encore des contrats long terme (prix indexés) et une tendance vers le marché «spot».

Une offre excédentaire du gaz de schiste à l'échelle mondiale conduirait à une libéralisation plus large des marchés et à l'ouverture d'une concurrence avec de nouveaux fournisseurs sur le même marché et à faire pression, à la baisse, sur les prix. L'idée d'un marché unique du gaz en Europe date déjà de 1998 quand la première «directive gaz» européenne avait fixé un plan de libération des prix sur une dizaine d'années visant à développer une compétitivité des entreprises européennes permettant au consommateur de choisir librement son fournisseur. La deuxième et la troisième directive gaz adoptées par le parlement européen en 2003 et 2009, sont venues approfondir et finaliser le programme de libération du marché gazier par l'harmonisation des cadres techniques et juridiques dans les différents états membres ainsi que le développement des marchés régionaux interconnectés.

Même si cette libération du marché gazier européen coïncide avec l'avènement du boom gazier des schistes américains en 2008, le gaz américain qui s'apprête à pénétrer le marché du vieux continent, n'aura pas systématiquement un effet immédiat sur le marché européen qui reste encore dominé par des contrats long terme, limitant les opportunités d'entrée de nouveaux fournisseurs. Mais,

dès que les contrats long terme arriveront à échéance, les européens ne prendront plus le risque de les reconduire, sinon pour une durée ne dépassant pas une dizaine d'années avec une part des livraisons qui sera indexée progressivement sur le marché spot favorisant ainsi l'émergence d'échanges ponctuels au jour le jour. La part initiale indexée sur le prix spot sera négociée à des taux raisonnables (entre 20 à 30% par exemple) mais elle peut évoluer dans le temps jusqu'à indexer totalement les prix long terme sur celui spot comme aux États-Unis et au Royaume-Uni. C'est uniquement en ce moment-là que le gaz américain, moins cher et plus disponible, pourrait s'imposer sur les marchés européen et asiatique. Faut-il encore que les coûts cumulés jusqu'à destination le permettraient.

Concernant le marché pétrolier, les exportations américaines, rétablies en décembre 2015, après plus d'une quarantaine d'années d'interdiction, ne cessent de croître (elles sont aujourd'hui d'environ 4 MMb/j), mais les contraintes d'infrastructures portuaires américaines qui ont subi le poids de 40 années de gel, n'autorisent pas un niveau d'exportation qui pourrait concurrencer, de suite, le Brent bien que ce dernier est souvent plus cher de quelques dollars que le WTI. Le marché pétrolier international est aujourd'hui dominé à 94% par le pétrole conventionnel sur le plan production, 80 % pour les réserves et 92% pour les exportations. Quant au gaz conventionnel, il contrôle plus de 88% de la production mondiale et pratiquement 100% des exportations. En termes de réserves mondiales de gaz, celles présumées non conventionnelles seraient au moins au même niveau que celles conventionnelles mais tout reste à vérifier sachant que la quasi-totalité des ressources estimées préalablement à travers le monde ont été revues à la baisse. Aussi, ce n'est pas tous les schistes du monde qui vont pouvoir être exploités à même d'emboîter, de sitôt, le pas au potentiel conventionnel dont d'importants volumes resteraient encore à découvrir et à produire à moindre coût. Même si l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels va se développer dans d'autres pays, les contraintes techniques, économiques, environnementales et politiques n'en permettront qu'un développement très mitigé, de manière très lente et à des coûts beaucoup plus élevés rien qu'en tête de puits.

L'exploitation du pétrole non conventionnel est elle-même énergivore et le rend plus difficile et coûteux à produire et à raffiner que le type conventionnel. Pour le gaz, les coûts de développement, de liquéfaction, de transport puis de regazéification rendent l'arrivée du gaz sur les marchés lointains (européen et asiatique) très hypothétique sur le plan rentabilité ce qui contraint le pays producteur à utiliser son gaz pour son seul besoin domestique. Même si le gaz américain commence à sillonner le monde, il est donc trop tôt et difficile de voir apparaître un marché unique du gaz avec un prix global, mais plutôt la persistance d'une segmentation prolongée du marché mondial. Ainsi les hydrocarbures non conventionnels, américains ou non, ont encore du chemin à faire avant d'arriver à pénétrer profondément les marchés mondiaux et y induire une pression, à la baisse, sur les prix d'autant plus que les américains, premiers énergivores de la planète, ne sont pas très disposés à mettre des quantités conséquentes de leur production sur les marchés mondiaux car ils doivent aussi penser à leur autosuffisance énergétique avec l'inquiétant déclin constaté de leurs schistes.

6 - Le monde a encore besoin des énergies fossiles

Malgré les programmes de développement des énergies renouvelables, de lutte contre le réchauffement climatique et la protection de l'environnement, le monde n'arrive toujours pas à diminuer rapidement sa dépendance vis-à-vis des énergies fossiles. Dans les années 1980, la consommation énergétique provenait à 90% des énergies fossiles. Nous en sommes à 84% aujourd'hui et nous en serons à 78% en 2035. La dépendance des hydrocarbures semble plus que jamais soutenue par la réhabilitation des programmes de recherche des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels dans des zones encore inexplorées aussi bien continentales que marines où d'importantes ressources resteraient encore à découvrir, comme le gisement géant de gaz de *Zhor* découvert en Egypte en 2015 ou du plus grand gisement de pétrole de schiste du monde (80 Mds bbl) découvert à Bahreïn en avril 2018, pour ne citer que ces exemples. Rien que pour le pétrole américain, selon les prédictions

de l'AIE, la production des schistes devrait atteindre 12 MMb/j à l'horizon 2030, soit 75% de la production totale du pays qui atteindrait 16 MMb/j.

Ce serait le défi étasunien face à certaines prédictions faisant état que les schistes texans s'éteindront avant vers 2030. Le recours aux hydrocarbures non conventionnels, depuis quelques années, ne signifie en rien une alternative au présumé début de la fin du pétrole conventionnel mais il est motivé par une croissance effrénée des besoins des pays énergivores au moment où l'offre de pétrole et gaz conventionnels se rétrécit localement de plus en plus à cause du déclin de la taille des volumes découverts en exploration dans les zones classiques.

Mais le pétrole, sous toutes ses formes, n'est pas inépuisable et beaucoup de gisements géants dans le monde ont déjà franchi leurs pics. Selon l'AIE, il y a donc lieu de régénérer et compenser, chaque année, 3MMb/j comme déclin de l'offre sur l'ensemble des gisements existants, soit l'équivalent de 33% des réserves algériennes actuelles, pour répondre à la croissance de la demande mondiale, un objectif embarrassé par les crises économiques et les désinvestissements qui en découlent (cas de la période 2014-2018). Ce gap d'investissement, pourrait se rattraper à partir de 2020 mais avec la nécessité d'investir dans des territoires plus risqués où les chances de découvrir de gros gisements restent intactes. Selon l'AIE, la croissance économique en Asie et le rebond de l'industrie pétrochimique aux États-Unis, la demande pétrolière mondiale augmentera d'environ 7 MMb/j d'ici 2023 pour atteindre 105 MMb/j. Mais l'AIE ne savait pas que la pandémie de Coronavirus viendrait avec un autre avis. Toutefois, les hydrocarbures garderont encore ce privilège d'être le nerf du système économique mondial pour les décennies à venir sachant que plus d'un milliard de véhicules roulent au carburant pétrolier, 97% du transport mondial utilise le carburant pétrolier, 40% de la production va au transport, 56% de l'énergie consommée provient des hydrocarbures et plus de 2000 produits à base de pétrole contrôlent notre quotidien: du chewing-gum aux baskets et tenues de sport, du rouge à lèvres aux sacs jetables, du CD-ROM aux accessoires de voitures, etc. La substitution massive des

hydrocarbures par les énergies renouvelables relève encore de l'utopie.

Ce rôle inéluctable du pétrole dans la vie de l'homme fait que les crises et chocs pétroliers ont toujours mis à genoux des économies opulentes comment ce fut le cas de l'occident, en 1973, quand les arabes de l'OPAEP avaient imposé un embargo contre les alliés d'Israël, mettant en difficulté les pays occidentaux durant de longs mois. C'est, aussi, le cas aujourd'hui, avec la pandémie du Coronavirus (Covid-19) qui a sévèrement paralysé le transport et donc l'économie mondiale, une paralysie dont les séquelles ne se dissiperont pas de sitôt. C'est justement de par ce privilège de baromètre de l'économie mondiale que le marché pétrolier a toujours été marqué par une course vers le monopole et la constitution de cartels.

Troisième Partie

ÉVOLUTION DE L'INDUSTRIE MONDIALE DES HYDROCARBURES

«Quitter Dubaï, la ville-centre-commercial, et venir en vacances à Paris pour faire des emplettes aux Champs-Élysées, l'avenue-centre-commercial. Le pétrole fait voyager loin, mais rétrécit l'horizon».

(Armand Patrick Gbaka-Brédé, dit Gau).

Chapitre 1 : Le pétrole

1.1 - Introduction

La première découverte de pétrole par un forage remonte au 28 août 1859, en Pennsylvanie (États-Unis), quand Edwin Drake et George Bissell avaient foré le premier puits à l'aide d'un derrick en bois. Ce puits d'une profondeur de 23 mètres, a débité 10 barils par jour. Avant l'année 1900, il n'y avait pas encore de géologues pétroliers. La théorie anticlinale n'existant pas encore, les découvertes se faisaient par les indices de surface. Ce n'est qu'entre 1900 et 1924 que la théorie anticlinale (piège pétrolier en forme de voûte enfoui en profondeur) a vu le jour avec un premier forage au Texas et dont le résultat positif a donné lieu à plusieurs grandes découvertes avec la fondation de l'AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*) et la naissance de la géologie pétrolière. C'est ainsi que d'importantes découvertes ont été réalisées entre 1925 et 1945 à travers le monde, notamment au Moyen orient, au Venezuela, etc. De nombreux concepts furent développés et deviennent des outils d'exploration comme la géochimie, l'origine organique du pétrole, la sédimentologie, la migration et l'accumulation des hydrocarbures, la gravimétrie, la sismique, les diagrapies (enregistrements des paramètres physiques de la roche le long du puits), etc. Les forages profonds passent alors de 1000 mètres à 3000 mètres puis à 6000 mètres avec le «*drilling boom*» des années 1950-

1960, ou l'ère des majors, durant lesquelles des méga gisements de pétrole et de gaz ont été découverts aux États-Unis, au Moyen Orient, en Algérie, en Russie et au Canada. La période 1960-1980 était celle du boom technologique en matière de forage offshore et de sismique qui ont permis de mettre en évidence d'autres grands gisements en mer du nord, en Libye, au Nigéria, etc. Cette période était aussi celle de la montée en puissance des états producteurs avec la naissance de l'OPEP en 1960. Depuis les années 1980 à nos jours, la période est marquée par les découvertes dans le *deep* offshore au golfe du Mexique, en Afrique de l'ouest, au Brésil, l'introduction de la sismique 3D puis 4D, la sismique stratigraphique, les stations de travail et les logiciels sophistiqués. Le marché pétrolier entre progressivement dans une logique d'autorégulation où l'offre et la demande deviennent le facteur fondamental contrôlant les prix.

Mais la course vers le monopole et le contrôle de l'industrie pétrolière, par la constitution de cartels, n'a pas attendu tous ces progrès technologiques et a démarré très tôt au lendemain de cette première découverte d'Edwin Drake.

1.2- Les Cartels pétroliers : d'Achnacarry à Bagdad

Les «Seven Sisters»

Quelques années à peine après le déclin de l'industrie pétrolière aux États-Unis d'Amérique vers 1863, John Davison Rockefeller, un industriel et philanthrope américain, fonda en 1870, *Standard Oil of Ohio*, la première grande compagnie pétrolière au monde. Elle a ensuite opéré un regroupement avec d'autres sociétés pour contrôler, dans un premier temps, les monopoles du raffinage (80%) et du transport par pipeline (90%). Le gouvernement américain adopte alors la loi *anti-trust*, interdisant tout *merging* afin de protéger l'environnement concurrentiel des échanges commerciaux. Cette loi provoqua l'éclatement de l'empire de Rockefeller qui deviendra, peu de temps après, *Standard Oil of New Jersey*. Ce démantèlement a vu la naissance de la *Standard Oil of California*, la New Yorkaise *Socony*, *Mobil*, etc. Il est ainsi possible à toute société étrangère l'accès au marché pétrolier

américain. C'est le cas de la hollandaise *Royal Dutch* et de la britannique *Shell* qui finissent par s'unir en 1907 pour devenir la *Royal Dutch Shell*. Vient ensuite, en 1909, l'actuel *British Petroleum* (BP), anciennement nommée APOC (*Anglo-Persian Oil Company*), une compagnie anglo-iranienne exploitant les gisements iraniens depuis le début du 20ème siècle.

La découverte de grands gisements de pétrole au Texas donna aussi naissance à deux autres sociétés en l'occurrence la *Gulf* et la *Texas*. Toutes ces sociétés, et tant d'autres, se disputaient acharnement le marché pétrolier américain mais aussi mondial. Les compagnies étasuniennes, gênées par la sévérité fiscale américaine et voyant le pétrole domestique s'épuiser rapidement, se lancent dans l'aventure internationale mais la surproduction de l'après-première guerre mondiale a contraint cinq principaux acteurs (*Standard Oil-of California, Royal Dutch Shell, British Petroleum, Gulf Oil et Esso*) à s'unir sur l'idée de se partager les réserves de pétrole du Moyen-Orient et de sauver leurs intérêts, érodés par une forte concurrence résultant en une pratique baissière des prix. Ainsi est né ce cartel, le 17 septembre 1928, en Ecosse, dans le château d'Achnacarry, résidence d'Henry Deterding, patron de la *Royal Dutch Shell*. Cet oligopole s'est ensuite élargi à deux autres compagnies, *Standard Oil of New York* (devenue Mobil) et *Texaco* (fusionné plus tard avec Chevron), pour s'appeler «*The Seven Sisters*» (les sept sœurs) juste après la seconde guerre mondiale. De 1940 à 1970, ce consortium, formé de la *Gulf Oil* (plus tard affiliée à Chevron), *Texaco*, Mobil (ex *Socony*) et des actuelles *British Petroleum, Chevron, Royal Dutch Shell* et *Exxon*, dominait le monde pétrolier depuis la recherche et production jusqu'au raffinage en contrôlant 60% du marché.

Le business du cartel fut colporté, dans les années 1950, par Enrico Mattei, le patron de la compagnie italienne Eni. Cet accord impose, en quelques sortes, les règles de la politique pétrolière mondiale. Vis-à-vis des pays développés consommateurs, ce cartel se présente comme un moyen d'approvisionnement pour la croissance économique mais il sait déjà que les plus grosses réserves que recèle

la planète se trouvent dans les pays pauvres ou émergents en Amérique latine, en Afrique, en Asie et au Moyen orient.

Les membres du cartel se partagent alors les zones pétrolières du monde par l'octroi de concessions ou droit de propriété sur les gisements et les périmètres d'exploration pour une durée allant jusqu'à 99 ans avec des prélèvements fiscaux très modestes.

Comme pour l'OPEP de nos jours, les quotas de commercialisation sont fixés pour chacun des membres du cartel. La valorisation de zones, initialement inexplorées, par les découvertes réalisées sous le cartel a permis aux pays cédants d'exercer un contrôle sur la gestion de leurs domaines miniers soit par des nationalisations, soit par des termes contractuels meilleurs, comme l'augmentation de la redevance, de l'impôt sur le revenu, la déclaration annuelle du prix de cession du pétrole servant pour le calcul du bénéfice (*Transfer Price*) etc. Cette mesure s'est traduite dans le cartel par l'inscription auprès de l'administration fiscale du pays d'origine, des augmentations d'impôts versés à l'État cédant, afin d'éviter une double taxation.

Le monopole des «*Sisters*» commence ainsi à être compromis par la percée de compagnies indépendantes d'un côté et la naissance de compagnies nationales des états pétroliers qui contrôlent de plus en plus les activités des multinationales et y participent de manière beaucoup plus significative par le biais de contrats ou codes pétroliers plus fidèles aux principes de la souveraineté des états qui s'aperçoivent dépossédés de leurs richesses. Les nationalisations et la révision du régime de concession et sa substitution par des contrats de partage de production (*PSC-Production Share Contract*) donnent naissance à de «gros états pétroliers» qui commencent à peser sur la tenue du marché par leurs productions et surtout par leurs gigantesques réserves attendant ainsi au monopole des majors. Mais ces dernières, épaulées par la complicité des pays industrialisés énergivores ont pu contrôler les lois de l'offre et de la demande du fait qu'elles assurent l'essentiel des opérations pétrolières dans le monde, détiennent les technologies les plus sophistiquées et mettent sur le marché d'énormes quantités de brut sans se soucier de sa déprime. Il est connu que la contribution du secteur pétrolier dans le PIB des pays industrialisés ne dépasse pas les 5% à 10% alors qu'il

contrôle jusqu'à 30%-40% celui de beaucoup d'états rentiers et jusqu' à 95% de leurs revenus annuels.

La naissance de l'OPEP

La déprime du marché (moins de 5 dollars le baril), excita alors un réflexe au sein de états pétroliers exportateurs qui décident de s'organiser, à leur tour, autour d'un objectif contrecarrant la politique des multinationales pour la stabilisation des prix. Ainsi est née, le 10 septembre 1960, à Bagdad, à l'initiative du chah d'Iran, Mohammad Reza Pahlavi et du Venezuela, une autre génération de cartel, en l'occurrence l' *Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole* (OPEP), regroupant, dans un premier temps, l'Irak, l'Iran, l'Arabie Saoudite, le Koweït et bien entendu le Venezuela. Elle s'est, ensuite, élargie à d'autres pays producteurs: le Qatar (1961), l'Indonésie (1962), la Libye (1962), les Emirats arabes unis (1967), l'Algérie (1969), le Nigeria (1971), l'Equateur (1973) et le Gabon (1975). Ces deux derniers ont quitté l'organisation, respectivement, en 1992 et 1995 mais l'Equateur, le plus petit producteur du groupe, a réintégré le cartel en 2007, suivi du Gabon en juillet 2016.

Après que le Qatar et l'Équateur aient quitté l'organisation, respectivement, le 1er janvier 2019 et le 1er janvier 2020, l'OPEP ne compte aujourd'hui que 13 pays: l'Algérie, l'Angola, le Congo (adhésion en juin 2018), la Guinée Equatoriale (adhésion en mai 2017), le Gabon, l'Iran, l'Iraq, le Koweït, la Libye, le Nigéria, l'Arabie Saoudite, les Émirats Arabes Unis et le Venezuela. Cette organisation est ouverte à tout pays exportateur de pétrole pourvu qu'il puisse honorer son quota de production et les coûts d'adhésion imposés par le cartel, soit 2 millions de dollars par an, ce qui n'est pas toujours facile pour certains pays dont la modestie des réserves ne permet pas de produire et exporter des quantités suffisantes. À titre d'exemple, l'Indonésie se voyant incapable d'atteindre son quota de production imposé par l'OPEP, est passée d'exportateur à importateur net en 2004 et quitta l'organisation en 2008 avant de la réintégrer le 1er janvier 2016 avec seulement 3 Mds bbl de réserves ne représentant que 10 années de production mais son retour était motivé par

l'espoir de bénéficier d'un meilleur prix du baril auprès de «ses amis» du cartel qu'elle a fini, d'ailleurs, par quitter la même année sur fond de « colère» du fait qu'elle désirait un prix du baril à moindre coût tout en refusant de se plier à la réduction de la production décidée par le cartel. Pourtant les autres membres ne se sont jamais opposés au retour de l'Indonésie car, désormais importateur, le pays ne sera plus un concurrent sur leurs marchés pertinents. C'était un peu le cas de l'Équateur qui s'est retiré de l'OPEP en décembre 1992 car il ne souhaitait pas payer les 2 millions de dollars de cotisation annuelle et jugeait nécessaire de produire plus de pétrole que l'autorisaient les quotas de l'OPEP à l'époque. Il rejoindra l'organisation en octobre 2007 mais finit par s'en libérer le 1er janvier 2020. L'État sud-américain, très endetté, et ne produisant que 540 000 b/j ne veut plus être contraint à respecter les quotas imposés par l'OPEP et veut augmenter librement sa production pour renflouer ses caisses. Quant au Qatar, qui dispose d'une vingtaine de Mds bbl de réserves, soit deux fois les réserves de l'Algérie, et produit 700.000 b/j à 800.000 b/j, sa décision de quitter le cartel est a été interprétée par beaucoup comme liée aux relations tumultueuses avec certains membres dont essentiellement l'Arabie saoudite et ses alliés du golfe (Emirats arabes unis, Bahreïn et Égypte) qui lui ont imposé, depuis juin 2017, un embargo économique et diplomatique. Mais, selon Doha, la décision de quitter l'OPEP n'a rien à voir avec ces tensions politiques et répond à un choix stratégique de long terme visant à développer prioritairement l'industrie gazière du pays. Rappelons que le Qatar est le 3ème pays gazier au monde avec des réserves de 25 000 BCM et leader mondial en exportation de GNL (100 BCM/an).

Pendant les cinq premières années après sa naissance, l'OPEP avait son siège à Genève, en Suisse avant d'être déplacé le 1er septembre 1965 à Vienne, en Autriche. Chaque membre du cartel doit s'acquitter d'une somme de deux millions de dollars par an comme frais d'adhésion. L'OPEP est aussi une institution qui collecte, traite et publie des rapports périodiques mensuels ou annuels riches en informations sur l'évolution et la prédiction du marché pétrolier ainsi que sur la situation économique des pays membres. Le cartel se réunit une fois tous les six mois (réunion ordinaire) pour évaluer la

situation du marché et arrêter la politique à adopter durant les six mois à venir.

Même si la discipline a toujours fait défaut au sein de ce cartel, ce dernier a constitué une véritable force régulatrice du marché. Sa naissance est venue à un moment opportun, caractérisé par une demande encore plus accrue liée au boom économique des années 1960.

De par ses réserves qui représentaient alors 80% des réserves de la planète, cette organisation avait réussi à remodeler le paysage économique mondial et imposer un bras de fer aux producteurs «non OPEP» et notamment ceux du bloc OCDE qui consomme beaucoup plus qu'il n'en produise. Dans le même temps, la fiscalité instaurée par l'OPEP (85% sur le revenu imposable et 20% de redevance) mettait les compagnies multinationales dans une situation peu confortable, ouvrant ainsi le champ à l'investissement dans les pays «non OPEP», plus attractifs en matière de fiscalité mais pas forcément en matière de potentiel pétrolier qui restait à évaluer.

Le pouvoir du cartel a vu son apogée dans les années 1970 quand sa production assurait plus de 54% de la demande mondiale. L'organisation a su et pu imposer un marché de type «*producteur-vendeur*» à la faveur d'un prix du baril répondant largement à la souveraineté des états membres pendant qu'augmentaient les besoins des pays consommateurs qui ne détenaient que 15% des réserves mondiales, au moment où les États-Unis, premiers énergétivores de la planète, passaient par leur pic pétrolier. «*Produire peu et vendre cher*» fut la politique stratégique de l'OPEP. Des pics de 35 dollars le baril (transaction normale) à 50 dollars le baril (marché spot) ont été atteints lors de la crise iranienne, à la fin des années 1970. Aussi, l'embargo organisé par l'OPAEP (à majorité OPEP) contre les alliés d'Israël, en 1973, en réduisant sa production de 25%, avait propulsé les prix de 130%, ce qui a contraint les pays de l'OCDE à réduire leurs consommations de 20% à 25% et créer, en 1974, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) pour contrecarrer les objectifs de l'OPEP et l'éloigner du contrôle du marché du brut, même si l'effort de recherche mené par les multinationales, durant les années 1970-1980, n'a pas tardé à mettre en évidence de

grosses découvertes de pétrole en Afrique noire, au Sud-est asiatique, en Asie orientale et en Mer du Nord. Le développement rapide de ces découvertes a permis aux compagnies de stimuler leurs activités avales et injecter sur le marché des quantités de brut effritant la stabilité de la stratégie de l'OPEP qui ne contrôlait plus que 35 à 40% de la demande mondiale depuis les années 1980. Ce recul de l'influence de l'OPEP, s'est accentué davantage depuis l'avènement des schistes américains qui ont fait perdre au cartel son rôle de régulateur du marché.

Naissance et stratégie de l'AIE

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), créée à Bruxelles, le 15 novembre 1974, par les pays importateurs et consommateurs de pétrole de l'OCDE, suite au choc pétrolier de 1973, a pour objectif de veiller aux intérêts de ses membres en coordonnant les mesures à prendre pour soutenir leur croissance économique. Elle oblige ses membres à posséder, en permanence, un stock stratégique de pétrole pour une autonomie de consommation équivalente à 90 jours d'importation pour faire face aux éventuelles difficultés d'approvisionnement ou de hausse des prix qui seraient orchestrées par l'OPEP. Actuellement, trois pays membres de l'AIE (Canada, Danemark et Norvège), exportateurs net de pétrole, n'ont pas d'obligation de stockage en vertu de cet accord.

Forte d'une trentaine de pays (l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée du Sud, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Suède, la Suisse, la Turquie) dont seulement trois sont pétroliers (Canada, États-Unis et Royaume-Uni), l'agence, basée à Paris, est, aujourd'hui, une référence mondiale en matière d'expertise énergétique avec ses prévisions court, moyen et long termes et ses publications annuelles comme le « *World Energy Outlook* ».

Bien que les réserves de l'OCDE ne sont que d'environ 240 milliards de barils (soit 14% des réserves mondiales), contre 1220 milliards de barils pour l'OPEP (72% des réserves mondiales), les orientations de l'AIE permettent aux pays membres de surmonter, un tant soit peu, des périodes difficiles d'approvisionnement en recourant aux stocks stratégiques pour faire chuter les prix comme ce fut le cas durant la guerre du Golfe (en 1991) quand le prix du baril s'est envolé de 20 dollars à 40 dollars et a contraint l'OCDE à puiser pas moins de 2 milliards de barils de ses stocks, faisant chuter de 10 dollars le prix du baril. Le recours aux stocks a été également imposé, en 2005, par l'ouragan *Katrina* qui avait paralysé les installations pétrolières du Golfe du Mexique, faisant franchir au baril de brut la barre des 70 dollars.

Malgré que l'OCDE importe près de 50% de ses besoins, l'AIE, jouant l'optimisme, a toujours «caché» la menace de pénurie de pétrole dans le monde et donc chez ses membres, au risque de compromettre les marchés financiers. Cela explique un peu pourquoi les experts de l'AIE ont souvent soutenu l'hypothèse de l'existence, en plus de grosses réserves conventionnelles restant à découvrir, d'énormes ressources d'hydrocarbures non conventionnels à travers le monde dont des pays de l'OCDE. Aux 200 000 BCM de réserves conventionnelles de gaz prouvées et récupérables dans le monde, les experts de l'AIE rajoutent quelques 230 000 BCM de la catégorie « possible » de quoi couvrir les besoins mondiaux sur 115 années au rythme de la consommation actuelle. La stratégie de l'AIE vise aussi à minimiser le poids de l'OPEP en essayant de montrer que les ressources mondiales restant à mettre en évidence ne sont pas nécessairement concentrées dans les pays du cartel mais également dans les pays occidentaux et le reste du monde.

Le bras de fer OPEP - «Non OPEP»

La répartition géographique des réserves mondiales de pétrole sont loin de constituer des marchés naturels ou régionaux puisque les différents acteurs, qu'ils soient états (pétroliers ou non) ou sociétés indépendantes, n'ont pas forcément la même politique

énergétique ni les mêmes ambitions économiques selon qu'on soit sous régime socialiste, monarchique, démocratique ou libéral. De là nous subdivisons les acteurs en trois blocs : l'OPEP, l'OCDE et le reste du monde (Tab.2).

**Tab.2 - Réserves, production et consommation de pétrole
OPEP vs OCDE**

	Réserves	Production	Conso.	Import	Export
Bloc	Mds bbl	MMb/j	MMb/j	MMb/j	MMb/j
OPEP	1220	33	12	0	21
OCDE	240	24	47	23	0
RESTE DU MONDE	240	36	39	3	0
TOTAL	1700	93	98	26	21

L'OPEP est ainsi confrontée aux producteurs «non OPEP» regroupant l'OCDE et le reste du monde, mais en réalité les principaux antagonistes sont les pays de l'OPEP, qui contrôlent 72% des réserves de la planète, soit 5 fois celles de l'OCDE, mais qui n'en consomment que l'équivalent de 12% des besoins mondiaux, et les pays de l'OCDE qui, ne disposant que de 14% des réserves mondiales, consomment 48% de la demande mondiale en important 23 MMb/j pour satisfaire leurs besoins.

Création de l'OPEP +

Beaucoup de gisements de pays membres de l'OPEP étant en déclin, et se voyant impuissante de contrecarrer, seule, la production effrénée des schistes texans et faire face à la déprime du marché pétrolier, l'OPEP s'est vue contrainte à faire appel aux producteurs «non OPEP» pour participer à l'effort mondial de réduction de la production pétrolière afin de faire remonter les cours de l'or noir. Outre la Russie, leader des «non OPEP», neuf autres pays producteurs (Mexique, Kazakhstan, Azerbaïdjan, Bahreïn, Brunei, Malaisie, Oman, Soudan et Soudan du Sud), se sont joints au pacte de réduction qui a été signé en 2016. Les décisions de ce groupe, qui

porte le nom d'«OPEP+», sont de facto prises par l'Arabie saoudite et la Russie qui contrôlent 22% de la production mondiale et l'équivalent de 70% de la production de l'OPEP.

Souvent, en réponse aux décisions du cartel, les pays de l'OCDE ajustent volontairement leur production de pétrole, jouant, parfois, le rôle de «*swing producer*» (producteurs d'appoint) en inondant le marché pour tirer profit des contraintes de l'OPEP (et de l'OPEP+). Notons que parmi les pays producteur de l'OCDE, seul le Mexique est membre du groupe OPEP+. D'ailleurs, lors de la réunion de ce groupe, en date du 9 avril 2020, le Mexique a refusé de procéder à une coupe de production (300 000 b/j) qui lui était demandée dans le cadre d'une baisse massive de l'offre fixée à 10 MMb/j par l'OPEP+ pour enrayer la chute des cours.

Les pays de l'OCDE, qui importent actuellement près de 50% de leurs besoins, sont appelés à importer l'essentiel de leur consommation vers l'horizon 2030 puisque une source comme la mer du nord déclinera davantage durant la prochaine décennie sachant qu'il n'y resterait, peut-être, pratiquement rien à soutirer au rythme actuel de la production (3.5 MMb/j) pour des réserves restantes d'environ 25 Mds bbl. À cette échéance, qui semble aussi être celle de l'extinction du *shale boom* des américains, ces derniers pourraient renouer avec les importations, un scénario qui reste toutefois incompatible avec les ambitions américaines qui, selon l'AIE et l'OPEP, porteront la production du pétrole non conventionnel à environ 12 MMb/j en 2030 contre environ 8 MMb/j en 2020. Le bloc de l'OCDE ne peut se ressourcer pour longtemps auprès du reste du monde (non OPEP) qui s'auto-suffit aujourd'hui avec un ratio production- consommation proche de l'unité mais dont certains gisements, ayant atteint leur pic en 2007, s'éclipseront probablement aussi dans une quinzaine d'années. C'est à partir de ce moment-là que la demande mondiale, estimée (scénario conservateur) à 110 MMb/j vers 2030, pourrait être assurée essentiellement par l'OPEP dont la production sera appelée à s'accélérer à un taux plus rapide.

En 2030, l'OPEP serait en mesure d'assurer 40% des besoins mondiaux contre 30 à 35% aujourd'hui et devra donc produire vers les 44 MMb/j. Encore faut-il que cette organisation ait les capacités de production nécessaires puisqu'elles ne sont aujourd'hui que de 35 MMb/j, ce qui explique pourquoi sa production avait longtemps stagné autour de 30 MMb/j depuis l'anti choc de 1981, soit légèrement en dessous de la capacité totale pour des raisons techniques stratégiques. À l'exception de l'Arabie saoudite dont les capacités de productions sont de 12 MMb/j, les capacités des autres membres varient généralement entre 1 MMb/j et 4 MMb/j.

Mais si dans les prochaines années la demande mondiale est accompagnée d'importantes découvertes, conventionnelles ou non conventionnelles, dans le bloc OCDE, ce sera encore à l'OPEP de retrouver sa case départ pour défendre sa part de marché et vraisemblablement sans l'implication des producteurs «non OPEP». La guerre des prix entre la Russie et l'Arabie saoudite au lendemain de la réunion avortée de l'OPEP +, le 9 avril 2020, et la réticence de certains membres dont le Mexique, de baisser leurs productions, montrent que ce groupe n'a plus raison d'être d'autant plus que du côté moscovite, les patrons des compagnies russes, dont celui du géant Lukoil, ne cessent de faire pression sur Vladimir Poutine pour quitter cet accord avec l'OPEP. Au demeurant, après cet accord, qui arrivera à son terme en avril 2022, le ministère de l'économie russe s'attend à ce que sa production de pétrole augmente de manière significative, ce qui ne manquerait pas à provoquer un effet d'entraînement au sein du groupe et l'éclatement de ce dernier.

C'est dire que cette coalition n'a pratiquement plus grand-chose à enfanter qui soit bénéfique pour l'ensemble des membres. Quand les prix du baril chutent sévèrement, l'OPEP+ est censée resserrer ses rangs en baissant la production mais ce principe ne fonctionne plus à merveille. L'Arabie saoudite, chef de file de l'OPEP de surcroit, et la Russie, son allié et leader des «non OPEP», ont éventré leurs gisements pour casser les prix et faire couler la rentabilité des schistes américains et les économies des pays membres du cartel avec. L'avenir de l'OPEP est lui-même ténébreux.

Si l'après pétrole semble planer en priorité sur les zones géographiques occidentales, le redéploiement des multinationales en super majors autorise une plus large diversification des sources par l'accès à de nouvelles opportunités. L'après pétrole géographique sera un pétrole sans frontières avec un marché plus que jamais disputé. Déjà, le bloc « non OPEP » de l'OCDE contrôle toujours la une des activités pétrolières aussi bien dans le domaine de la production (65% de la demande mondiale) que dans celui des opérations. Durant ces dernières années, 90% de l'activité forage mondiale a été réalisée par les pays « non OPEP ». Aujourd'hui, ceux qui ont le plus de pétrole sont ceux qui forent, produisent et consomment le moins. L'effort de recherche et production est tout simplement fourni là où le pétrole est rare ou coûteux et épargné là où il est abandonné et à faible coût. C'est un peu l'histoire de la poule aux œufs d'or mais l'avare risque de tout perdre en voulant tout gagner à moins de veiller à ne pas tuer sa poule.

La découverte d'autres gisements géants par les multinationales reste du domaine du possible et notamment dans l'offshore aux golfes de Guinée et du Mexique, en Afrique de l'Ouest et autre mer caspienne. C'est vers ces horizons que leur avenir se pointe aujourd'hui pour contrecarrer continuellement toute percée de l'OPEP dont la durée de vie des réserves est estimée à plus d'un siècle au rythme actuel de production.

Il demeure vraisemblable toutefois qu'une éventuelle régénération des réserves de l'OCDE ne fera que différer le basculement du marché pétrolier vers un type « *producteur-vendeur* », avec une OPEP comme principal régulateur, rôle que cette organisation n'a pu ou su bien incarner. Jusqu'ici, ce cartel a été utile (pour l'OCDE) juste pour équilibrer le marché et non pour le dominer. Mais si le pétrole de l'OPEP sera naturellement incontournable dans les prochaines décennies, c'est aux grands consommateurs occidentaux, eux-mêmes, assoiffés de pétrole, d'encourager, sans réserve, l'extension des capacités de production du cartel. Les pays membres de l'OPEP ne seront pas pour autant les grands vainqueurs. Ils ont été souvent confrontés à de rudes situations socio-économiques infligées par des chutes dramatiques

du prix du brut, dénotant la précarité du système rentier. Même si le pétrole restera encore une source énergétique privilégiée, l'économie de ces pays obéira autant au yo-yo du baril. Le marché sera, peut-être, moins affecté par les productions baissières des «non OPEP» mais ces derniers, et l'OCDE en particulier, n'auront aucune crainte de dépendance ou de rupture d'approvisionnement. Les pays du cartel, endettés et ne vivant que du pétrole, se garderont, plus que jamais, d'imposer une guerre des prix ou étrangler leur poule aux œufs d'or. Aussi, la participation des multinationales dans les pays mêmes de l'OPEP limite le rôle régulateur de ces derniers dans la gestion de la demande mondiale. Le marché restera enfin et toujours contrôlé par des facteurs impondérables extra-pétroliers.

Les prévisions d'investissements basées sur l'évolution spéculative du marché et un développement normal et conservateur des tendances, ont souvent été défiées par les cours réels du marché.

Nous avons revu durant la dernière décennie que le pétrole n'est pas une fin en soi et toute économie en dépendant repose sur des piliers d'argile. Les enseignements sont aujourd'hui tirés pour que les pays rentiers comprennent que le pétrole et son marché ne peuvent constituer un pari gagné d'avance.

L'économie d'un pays rentier est contrôlée par des facteurs exogènes et nullement par la bonne volonté des gouvernements. Aujourd'hui, et peut-être demain aussi, avec la transition énergétique, les facteurs favorisant l'effondrement du marché pétrolier sont plus nombreux et plus sensibles que les facteurs favorisant son raffermissement.

Renaissance et poids des «*Big Oil*»

La force de l'OPEP est aussi affaiblie par une demande fossile de plus en plus ralentie par les programmes d'épargne énergétique et de diversification des sources d'énergie, pilotés par le bloc occidental lui-même, à laquelle s'ajoute le poids d'une nouvelle génération de majors à économie d'échelle dont nous connaissons les effets sur le marché pétrolier. On assiste un peu à

une inversion de tendance, ou, du moins, à un équilibre précaire entre les deux Cartels. Les producteurs qu'ils soient indépendants ou étatiques ont du mal à imposer durablement un prix sur un marché qui a tendance à basculer plutôt vers celui de l'acheteur. Pour survivre, il faut vendre beaucoup et moins cher. Cette situation ne favorise nullement le petit producteur qui s'éclipse, armes et bagages, dans la gueule du plus puissant mastodonte dont l'appétit grossit avec la taille. C'est l'ère de l'investissement dans l'économie d'échelle par fusions majeures qui rappelle un peu le regroupement des sociétés du temps de *Rockefeller*, ayant mené à la naissance des «*Seven Sisters*».

Les années 1990 étaient aussi celles du «*merging*» de beaucoup de groupes pétroliers qui ont lancé des OPA (*Offre Publique d'Achat*) à coup de milliards de dollars, donnant ainsi naissance à de super majors d'un côté et à de nouvelles majors de l'autre. En août 1998, British Petroleum (BP) s'empara de l'américain Amoco à plus de 50 milliards de dollars avant d'acquérir le groupe américain Arco, donnant lieu au géant BPAmocoArco. L'américain Exxon devient ExxonMobil pour près de 90 milliards de dollars et le français TOTAL avale le belge Petrofina, puis Elf Aquitaine pour devenir TotalFinaElf alors que Chevron s'est emparé de Texaco. En 1999, l'espagnol Repsol rachète la société argentine «YPF» (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, ou Gisement Pétrolifère d'État, en français) pour s'appeler RepsolYPF mais le groupe espagnol retrouve son nom de Repsol suite à la nationalisation de «YPF» par le gouvernement argentin en 2012. Pour sa part, le groupe américain Conoco a fusionné le 30 août 2002 avec son compatriote Phillips pour donner naissance à la multinationale ConocoPhillips.

Mais depuis l'année 2002, stratégie oblige, les fusions sont devenues rares avec la montée du prix du baril. La croissance assurée par le chiffre d'affaires prime sur celle issue d'acquisitions d'entreprises plus exposées au risque «*antitrust*». Peut-être serait-elle une des raisons qui aurait empêché Shell d'acquérir BP affaiblie par la marée noire du 20 avril 2010 dans le golfe du Mexique, d'autant plus que BP devait verser près de 20 milliards de dollars pour compenser les dégâts causés.

Malgré la chute des prix du baril depuis 2014, il n'y a pas eu de nouvelles acquisitions d'envergure, si ce n'est le rachat, en 2015, du britannique British Gas (BG) par Shell pour 60 milliards de dollars et l'acquisition d'Anadarko en 2019 par Occidental (38 milliards de dollars), la reprise de Maersk Oil par Total en 2017 pour 7 milliards de dollars ou de l'australien BHP Billiton par BP (10 milliards de dollars) en 2018. Toujours est-il que ces opérations mobilisent des moyens beaucoup plus limités que les mégafusions d'il y a vingt ans. Une autre forme d'acquisition semble gagner du terrain par l'intéressement des majors à une diversification de l'activité par le rachat partiel ou total ou de compagnies «électrisées» par la transition énergétique.

Aujourd'hui, les géants pétroliers issus de ces premières mégafusions portent, à nouveau, le nom de l'acquéreur principal comme Exxon, Shell, BP, Chevron, et Total, qui constituent les «*Big Five*», une sorte de remake des «*Seven Sisters*» et qui constituent l'arme de l'occident pour restreindre la portée de l'OPEP.

Les réserves, la production et les revenus de ces «*Big Five*» dépassent largement ceux de certains pays de l'OPEP : plus de 14 Mds BEP de réserves pour BPAmoco, ExxonMobil, Chevron, Royal Dutch Shell, le français TOTAL, etc. Leurs productions journalières varient entre 2.5 et 4 MMb/j, soit plus que celles des pays comme l'Algérie, l'Angola, le Gabon, le Congo, la Guinée Équatoriale, voire, actuellement, la Libye, le Nigéria et le Vénézuéla, réunis. Quant à leurs chiffres d'affaires, ils s'élèvent à plus de 230 Mds dollars, pour la Royal Dutch Shell, ExxonMobil, BPAmoco,...contre environ 400 Mds dollars avant la chute des prix en 2014.

La stratégie de ces «*Big Oil*» consiste à assurer leur pérennité énergétique en cherchant un partenariat visant en priorité le développement de grands gisements des pays producteurs. Viennent ensuite l'exploration en zones matures à moindre coût et enfin l'exploration visant d'éventuels «éléphants» en zones frontières comme le *deep offshore*, voire le non conventionnel. Tous ces efforts d'investissement nécessitent, en plus d'une bonne santé financière, la maîtrise d'une technologie à laquelle les pays de l'OPEP ont peu d'accès. De par leur puissance économique, ces multinationales

peuvent avoir une influence économique et politique pouvant déstabiliser certains régimes rentiers et en changer même le chef de l'État.

1.3 - Où se trouvent les principales réserves prouvées ?

Depuis le boom technologique des années 1960, les réserves mondiales de pétrole n'ont pas cessé de croître mais à des taux variables d'une période à l'autre. Elles sont passées de 48 Mds Tonnes en 1960 à 97 Mds Tonnes en 1975, soit une augmentation moyenne de 7% par an, doublant de volume en l'espace de 15 ans.

Ce niveau s'est pratiquement maintenu jusqu'au milieu des années 1980 pour connaître, ensuite, une reprise de croissance annuelle le ramenant à 146 Mds Tonnes en 1990 avant de se stabiliser aujourd'hui autour de 243 Mds Tonnes (1700 milliards de barils) depuis l'année 2010 du fait de la baisse du taux de renouvellement des volumes consommés malgré que depuis les années 1960 jusqu'à ce jour, le taux moyen de croissance de la demande mondiale n'est que de 3.7% par an.

Sur le plan géographique, les réserves de pétrole brut sont inégalement réparties à travers la planète et c'est le Moyen Orient qui se taille la part du lion avec près de 47% du total mondial, contre 19% en Amérique du sud, 14% en Amérique du nord (dont le Mexique), 8% en Afrique, 8% en Asie (dont la Russie), 3% en Océanie, et 1 % en Europe. Mais 60% des réserves mondiales récupérables sont entre les mains de cinq pays (Tab.3), avec en tête le Venezuela (303 Mds bbl, 18% du total mondial), suivi de l'Arabie Saoudite (266 Mds bbl, 16%), le Canada (169 Mds bbl, 10%), l'Iran (157 Md bbl, 9%) et l'Irak (149 Mds bbl, 9%). Il faut noter que ces réserves incluent, en plus du pétrole conventionnel, les autres liquides (GPL et condensat) ainsi que le pétrole issu des sables bitumineux canadiens et vénézuéliens, considéré désormais comme pétrole conventionnel depuis l'année 2002. Il est utile de rappeler qu'en 2010, avec la prise en compte des réserves non conventionnelles du pétrole des sables bitumineux, le Venezuela a détrôné l'Arabie saoudite en matière de réserves récupérables.

Tab.3 - Top 10 des réserves mondiales de pétrole
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Réserves, milliard barils	% Monde
1	Venezuela	303	18
2	Arabie saoudite	266	16
3	Canada	169	10
4	Iran	157	9
5	Iraq	149	9
6	Russie	106	6
7	Koweït	101	6
8	Émirats A.U	98	6
9	USA	50	3
10	Libye	48	3
	TOTAL Top 10	1447	85
	TOTAL MONDE	1700	100

1.4 - Demande mondiale de pétrole

En principe, en pétrole, le monde produit ce qu'il consomme. Mais c'est loin d'être toujours le cas. D'une façon générale, l'appel aux stocks fait que la consommation mondiale pourrait dépasser légèrement la production. C'est pourquoi nous avons privilégié d'aborder plutôt la consommation, imposée par les besoins réels, à la production qui, elle, fluctue dans le temps en fonction des aléas du marché.

La demande mondiale de pétrole brute croit, en général, de 1 à 2 MMb/j annuellement, soit 1.5% par an. Elle était d'environ 60 MMb/j au début des années 1980. En 2018-2019, elle oscillait entre 98 et 100 MMb/j avant de chuter à moins de 80 MMb/j au début de l'année 2020 suite à la pandémie de Coronavirus qui a sévèrement paralysé le transport mondial durant plusieurs mois. Avant cette pandémie, l'offre mondiale devrait croître à 105 MMb/j en 2023 pour atteindre 112 MMb/j en 2040, selon les rapports annuels de l'OPEP qui estimait la hausse de la production des producteurs non OPEP à 9 MMb/j à l'horizon 2023, une hausse portée par une forte reprise de la croissance mondiale. Mais la pandémie est venue brouiller les

cartes du marché pétrolier et mettre à genoux l'économie de la planète durant une grande partie de l'année 2020.

Toutefois, à long terme, à l'horizon 2035-2040, le taux de croissance de la consommation pétrolière est appelé à ralentir avec le développement de la motorisation électrique et la politique d'efficacité énergétique notamment dans le bloc OCDE. Mais dans les pays émergents et rentiers, l'économie dépendra encore du pétrole qui restera la première énergie devant le gaz et le charbon bien que 60% de la production pétrolière mondiale reste destinée aux besoins de 10 pays dont seulement l'Arabie saoudite est un pays rentier (Tab.4). Il est clair que ce sont les plus grandes puissances économiques qui consomment le plus avec 33% des besoins mondiaux rien que pour les États-Unis (20%) et la Chine (13%).

Tab.4 - Top 10 de la consommation de pétrole
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Consommation, MMb/j	% Monde
1	USA	19,9	20
2	Chine	13	13
3	Inde	4,7	5
4	Japon	4	4
5	Arabie saoudite	3,9	4
6	Russie	3,2	3
7	Brésil	3	3
8	Corée sud	2,8	3
9	Allemagne	2,4	2
10	Canada	2,4	2
	TOTAL Top 10	59,3	61
	TOTAL MONDE	98	100

Les besoins mondiaux actuels nécessitent une production de 37 Mds bbl par an alors qu'on ne découvre que moins de 10 Mds bbl par an. Si les réserves mondiales prouvées ont toutefois plus que doublé depuis les années 1980, (passant de 700 Mds bbl à 1700 Mds bbl) alors que la production n'a été multipliée que par 1.5 sur la même période, c'est surtout grâce aux réévaluations des d'anciens gisements. Il faut noter que 70% à 80% des nouvelles réserves proviennent des réévaluations d'anciens gisements et de leurs extensions, aux réserves non conventionnelles (gaz et pétrole de schiste américains, sables bitumineux canadiens et vénézuéliens notamment) et seulement 25% à 30% sont le fruit de l'exploration. Mais pour l'heure, ce déficit est loin d'être comblé par les schistes américains qui ne contribuent à présent qu'à hauteur de 7 à 8 % dans la production mondiale et n'en représenteront que 10 à 15% à l'horizon 2040, selon l'entreprise américaine de consulting et d'information économique-IHS (*Information Handling Services*). La demande mondiale aura encore besoin du pétrole conventionnel dont des centaines de Mds bbl récupérables resteraient à découvrir pour repousser à plus loin l'occurrence du pic pétrolier mondial.

1.5 - Le pic pétrolier, «Peak Oil»

Un pic pétrolier est classiquement défini comme le moment où la production de pétrole passe par son maximum avant de commencer à chuter du fait de l'épuisement des réserves prouvées dont on dispose. La notion de pic pétrolier a été développée par le géophysicien américain, Marion King Hubbert, qui, dans les années 1940, avait affirmé que le profil de production d'une matière première, en général, suivrait une courbe en cloche et qui pourrait être symétrique dans certains cas. Il avait attiré l'attention des américains, en 1956, que la production de leur pétrole passerait par son maximum aux alentours de l'année 1970 et commencera à décliner. Cette prédiction, de «mauvais goût», n'a pas été prise au sérieux par les opérateurs et les officiels mais elle a fini par être vérifiée. En effet, en 1970, la production américaine a atteint un maximum de 11.3 MMb/j (tous liquides confondus) puis a commencé à diminuer. Depuis, la courbe a pris le nom de «*Courbe de Hubbert*»

et le moment où elle atteint son maximum le « *Pic de Hubbert*», ou communément, le «*pic pétrolier*».

La production américaine n'a pas cessé de creuser le fond pour atteindre un plancher de 6.8 MMb/j en 2008, ce qui a contraint le pays à exploiter le pétrole non conventionnel qui a rapidement porté la production à 11.6 MMb/j en 2014 avant de chuter, à nouveau, à 8.4 MMb/j en août 2016 mais pour des raisons techniques et stratégiques. Entre 2018 et 2020, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole avec 12 à 13 MMb/j dont 65% en provenance des schistes. Ceci revient à dire qu'en 1970 le pic pétrolier américain était un «pic conventionnel» et non un pic pétrolier au sens large. Comme principaux pays ayant franchi leur pic pétrolier conventionnel, on peut citer, en plus des États-Unis, le Royaume Uni, le Mexique, les Pays-Bas, le Canada, etc. En gros, le bloc de l'OCDE a atteint son pic vers l'année 2000 quand sa production a plafonné à 21 MMb/j avant de baisser de 14%, à 18 MMb/j en 2010. Mais la production de l'OCDE est, ensuite, remontée à 22.5 MMb/j en 2014, puis à 24 MMb/j en 2017 grâce, notamment, au pétrole de schiste américain et des sables bitumineux canadiens. S'agit-il d'un second ou seulement d'un deuxième pic pétrolier de l'OCDE à composante essentiellement américaine ? Il va falloir attendre encore quelques années pour pouvoir répondre plus objectivement à la question. Par ailleurs, dans un rapport de 2012 (il y a donc une décennie), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) révélait un déclin imminent de la production de bon nombre des principaux pays producteurs dont, notamment, la Russie, l'Iran, le Mexique, le Nigeria ou encore la Chine tout en émettant des mises en garde sévères concernant l'Arabie saoudite, le Venezuela, mais aussi l'Angola, l'Algérie et la Libye. Ces prévisions restent pour le moins entachées de doutes sachant, par exemple, que l'Arabie saoudite et le Venezuela disposent à eux seuls de 33% des réserves mondiales et aux rythmes actuels de leurs productions, leurs durées de vie sont de 70 ans pour l'Arabie saoudite et quatre siècles pour le Venezuela. Dans le même rapport, l'AIE estime que seuls l'Irak, le Canada, les États-Unis et le Brésil offrent une pleine garantie de développement des extractions au cours de la prochaine... décennie !

Sur le plan mondial, les études de prédiction du pic pétrolier sont monnaie courante mais jusqu'ici aucune d'elles n'a pu être confirmée ou vérifiée. Parmi les dernières études, citons celle de l'*US Energy Information Administration (EIA)* qui, dans son rapport *Annual Energy Outlook*, publié en 2009, prévoyait que la production mondiale commencera à baisser en 2012 avec 87 MMb/j comme plateau maximal. Selon le même rapport, la production mondiale sera de 76 MMb/j en 2016 et de 43 MMb/j en 2030, dont 28% pour l'OPEP. Or, durant les 50 dernières années, jusqu'aux années 1980, chaque baril consommé est défrayé par deux barils découverts et la production mondiale n'a jamais cessé d'accroître d'environ 1.3% par an. Elle tourne aujourd'hui (avant la pandémie de Coronavirus) autour de 100 MMbj tous liquides confondus. Par ailleurs, toute chute de la production n'est pas forcément significative d'un pic pétrolier si elle est provoquée par des facteurs occasionnels d'ordre technique ou stratégique (fermeture ou défaillance de centres de production, limite des capacités de production et obsolescence technologique en amont pétrolier, décision gouvernementale, stratégie du producteur, etc.), auxquels cas, le niveau de production pourrait rebondir, voire dépasser les plateaux précédents. Le meilleur exemple vient du Venezuela dont la production a baissé de 3.7 MMb/j dans les années 1970 à seulement 1.7 MMb/j dans les années 1980 pendant que les réserves passaient de 10 Mds bbl à 55 Mds bbl et tout récemment, entre 2004 et 2012, la production vénézuélienne a encore chuté de 3.3 MMb/j à 2.7 MMb/j mais ce déclin de 18% n'avait rien d'un pic pétrolier géologique puisque les réserves ont plus que triplé sur la même période (passant de 87 Mds bbl à 303 Mds bbl, incluant le non conventionnel des sables bitumineux). Le déclin actuel de la production vénézuélienne, de 2.3 MMb/j en 2016 à moins de 800 000 b/j en 2020, s'explique par le manque d'investissement dans la rénovation des installations de production devenues vétustes et une effroyable crise économique et sociale accentuée par les sanctions américaines contre le régime en place du président socialiste Nicolas Maduro.

Ainsi, on ne peut parler du pic pétrolier d'une région, d'un bassin, d'un pays, ou de la planète que si le déclin de la production est causé par l'épuisement naturel (géologique) des réserves prouvées. Un déclin de la production ne peut être réparé par les nouvelles découvertes si les ressources «ultimes» sont limitées. Les ressources «ultimes» représentent la somme des volumes déjà consommés, ceux prouvés (disponibles) et ceux restant à découvrir, autrement dit tout ce que le bassin en question a généré comme hydrocarbures. Tant qu'un domaine minier n'a pas été totalement exploré et toutes ses ressources mises en évidence, la notion du pic pétrolier géologique reste illusoire car il pourrait s'agir d'un pic relatif aux seuls gisements en exploitation.

Mais, selon Campbell Colin (2013), un éminent géologue allemand, la très grande majorité des pays producteurs a dépassé son «*peak oil*» et si la production totale est encore en légère hausse, c'est grâce au non conventionnel : liquides de gaz naturel (condensat), pétrole de schistes, sables et schistes bitumineux, pétrole lourd et extra lourds. De l'avis de nombreux spécialistes, c'est le commencement de la fin du pétrole facile.

Il va falloir donc chercher et trouver ce qui reste du pétrole sous toutes ses formes pour satisfaire les besoins mondiaux des prochaines décennies. Néanmoins, la question est de savoir où trouver ce potentiel résiduel, comment et à quel prix.

1.6- Combien resterait-il à découvrir ?

Par définition, le volume restant à découvrir s'obtient en défalquant le volume identifié de celui ultime que la terre aurait généré. Pour rappel, on définit le volume ultime comme l'ensemble des volumes consommés, existants (réserves prouvées) et ceux non encore identifiés (restant à découvrir). Ce principe nous permet d'estimer les ressources possibles de pétrole qui restent à découvrir. Mais du fait que les statistiques pétrolières mondiales n'ont commencé à être sérieusement compilées que depuis les années 1980, il n'est pas aisé de cerner les quantités totales de pétrole identifiées et consommées depuis les débuts du 20ème siècle et approcher, avec précision, celles restant à découvrir.

Concernant le pétrole conventionnel, et selon certaines modélisations géochimiques, les ressources ultimes que la terre aurait générées seraient autour de 3600 Mds bbl récupérables. Ce chiffre, variant d'une source à l'autre va servir de base pour l'estimation du potentiel qui reste à découvrir.

Dans une première approche, les volumes identifiés peuvent être considérés comme étant les réserves actuelles (1700 Mds bbl) auxquelles il faut rajouter ce que le monde a déjà consommé depuis les débuts du 20ème siècle. Là est la question. Pour combler quelques lacunes d'information concernant la consommation à ses débuts et connaissant l'historique des stocks (réserves prouvées) et de la consommation depuis 1980, nous avons considéré que statistiquement le monde consomme annuellement pas moins de 2% de ses stocks. Il en consomme aujourd'hui 2%, il en aurait consommé 2.4% en 1990, 3.3% en 1980 et 3.1% en 1970. Ainsi, durant la période 1900-1930, l'humanité aurait consommé quelque 0.3 Md bbl par an soit un cumul de 9 Mds bbl durant les 30 premières années du 20ème siècle, 120 Mds bbl entre 1930 et 1970 et 1300 Mds bbl de 1970 à 2018. Cela situe approximativement le cumul consommé jusqu'ici à 1430 Mds bbl.

En novembre 2000, P.R. Bauquis, lors de la conférence "*Global Warning and Energy Policy*" à Fort Lauderdale, estimait à 805 Mds bbl le volume de pétrole déjà produit. Si on rajoute à ce chiffre le cumul consommé depuis l'année 2000 jusqu'en 2018, (soit 612 Md bbl) nous tomberons sur le chiffre de 1414 Md bbl ce qui reconforte celui de 1430 Md bbl cité plus haut.

Nous pouvons retenir le chiffre moyen de 1500 Md bbl comme le total consommé depuis l'année 1900. A en croire ces chiffres, l'homme aura ainsi déjà identifié 3200 Md bbl soit près de 90% du pétrole conventionnel que recèle la planète et il lui resterait à identifier ces 400 Mds bbl récupérables.

L'autre approche, plus simpliste, consiste à admettre, par un simple recensement historique des découvertes à travers le monde, que le volume identifié jusqu'ici est d'environ 3000 Mds bbl et donc comptablement parlant, il resterait à découvrir quelque chose comme 600 Md bbl.

Par ailleurs, d'après les travaux établis par Montadert (1992), Petroconsultants (1994), Campbell et Laherrère (1998), Robertson, Fawler et al (2000), les ressources qui resteraient à découvrir seraient de l'ordre de 400 Mds bbl récupérables. Quant à l'USGS (United States Geological Survey), elle a estimé, en 2000, le reste à découvrir à 714 Md de bbl, volume revu à la hausse en 2005, par le même organisme, à 1000 Mds de bbl. La confrontation de ces résultats permet de retenir le chiffre moyen de 600 Md bbl, soit 17% des réserves ultimes que la terre aurait générées. Selon ces hypothèses, l'homme aurait donc identifié 83% du potentiel pétrolier de la planète.

Pour l'heure le volume prouvé (1700 Mds bbl) est supérieur au volume consommé (1500 Mds bbl) mais dès que les deux volumes coïncideront, la production mondiale pourrait commencer à décroître selon le principe du pic pétrolier, moment à partir duquel les réserves prouvées seront inférieures aux volumes consommés. En effet, le pic pétrolier commence à être soupçonné quand 50% des réserves initiales prouvées conventionnelles ont été produites, après quoi la production diminue et n'arrive pas à satisfaire les besoins d'une population croissante. Partant de ce principe, le pic pétrolier mondial aura lieu dans cinq ans, c'est-à-dire dès l'année 2025 si, bien entendu, les volumes extraits ne seront pas régénérés par de nouveaux volumes (nouvelles découvertes, augmentation du taux de récupération, réévaluation à la hausse d'anciens gisements, etc.).

De nos jours, comme le gros gibier, le pétrole facile devient de plus en plus rare là où les recherches en ont déjà prouvé l'essentiel. L'exploration des gros gisements doit donc privilégier les zones «wild cats» (zones inexplorées) où les risques géologique et économique sont de taille.

1.7- Facteurs contrôlant le marché pétrolier

Introduction

Historiquement, le marché pétrolier a connu trois principales périodes allant des années 1950 aux années 1960, contrôlées par les majors avant la création de l'OPEP (en 1960) qui a vu la percée de

gros états pétroliers imposant un marché de type «*producteur-vendeur*» et ce jusqu'aux années 1980 quand les prix ont commencé à être prescrits par une autorégulation ou logique d'un marché, plus volatil que jamais, lui-même fonction d'une multitude de facteurs qui peuvent être interdépendants ou non, et dont les effets (prix et durée) varient selon la nature du facteur: naturel, économique, géopolitique, financier, technique, saisonnier, etc. Même si l'offre et la demande demeurent l'élément fondamental, sur lequel nous reviendrons, nous allons passer en revue les différents facteurs, leurs effets sur les prix et qui défient les prévisions des analystes.

Mais rappelons d'abord que dans le monde il existe plusieurs types de pétrole qui se distinguent par leurs caractéristiques physico-chimiques et leurs origines de production. On peut citer le «*Dubai Light*», relatif à la région du golfe persique, l'«*Arabian Light*» de l'Arabie saoudite, le pétrole de Chine, côté à la bourse de Shanghai et qui pourrait devenir plus tard une référence pour l'Asie. Il y a enfin le «*WTI*» - *West Texas Intermediate*- pour le marché américain et le «*Brent*», ou « brut de mer du Nord », pour la région européenne dans son ensemble. Cependant, les principaux marchés spot et à terme de pétrole brut restent le NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) où le WTI est le brut de référence, et l'ICE (*Intercontinental Exchange*) basé à Londres et dont le *Brent* est le brut de référence.

La cotation d'un pétrole se base sur des bruts de références classés en fonction de leurs caractéristiques physico-chimiques (qualité) et de la facilité d'en tirer des produits raffinés. Il est vrai qu'au départ le prix du pétrole tenait compte du critère qualité qui dépend de sa densité et de sa teneur en soufre. Plus faible est cette teneur, plus appréciable est le brut. Quant à la densité, exprimée en API (du nom de l'*American Petroleum Institute*), plus élevée est sa valeur, plus léger et mieux coté est le brut.

Les basses densités, exprimées en API, correspondent généralement à du pétrole non conventionnel (densité inférieure à 20 °API) : 5 à 10 °API pour les bitumes et 10 °API à 20 °API pour les huiles lourdes de type I). Par le passé, ces hydrocarbures n'étaient pas pris en compte par le marché pétrolier.

La tranche 20 °API-28 °API correspondait aux huiles lourdes de type II et constituait le début de gamme de la qualité admise sur le marché. Il fut un temps, on estimait généralement cette prime de qualité à 5 cents (0.05 dollar) par degrés API. A titre d'exemple, pour une même teneur en soufre, un brut de densité 40 °API sera vendu à environ 10 cents plus cher que le Brent (38 °API), pris comme brut de référence.

Plus le pétrole est léger et plus il est convoité par certaines raffineries du fait qu'il donne des produits finis à grande valeur commerciale (essence, naphta) tandis que le raffinage d'un pétrole lourd donne des produits vendus à bas prix (bitumes, fioul résiduel,...). Mais cela n'est pas toujours évident à l'exemple du «spread» positif (écart de prix) entre le Brent et le WTI. Ce dernier est pourtant de meilleure qualité de par sa légèreté relative (39.6 °API contre 38 °API pour le Brent) et sa faible teneur en soufre (environ 0,24 % contre 0.37% pour le Brent) d'où sa désignation aussi sous le nom de « *Light Sweet Crude Oil* » faisant de lui un brut doux et facile à raffiner et destiné à la production d'essence, comparativement au Brent qui convient à la production du kérosène et du diesel (Tab.5). Le «spread» entre les prix tire son origine du lieu d'extraction et de la place d'échange de chacun des bruts. Le Brent, dont le nom est un acronyme des principales plateformes pétrolières de la mer du Nord (Broom, Rannoch, Etive, Ness et Tarbert), d'un gisement au large d'Aberdeen (Écosse), où il est extrait, est non seulement la référence européenne, mais également une référence mondiale étant donné qu'il contrôle les deux tiers des contrats à terme et des échanges de pétrole dans le monde d'où son influence sur les prix. C'est d'ailleurs à cause de son déploiement international que le Brent est plus sensible à la géopolitique que le WTI. Il faut signaler qu'avec le déclin avancé de ce gisement et l'extension des aires d'extraction vers le nord (gisements Brent, Forties, Oseberg et Ekofisk), le brut de la mer du la mer du nord devrait porter, désormais, le nom de BFOE, selon Benjamin Louvet, gérant matières premières pour OFI Asset Management (Septembre 2019). Le WTI, extrait au Texas, mais à un degré moindre en Louisiane et au Dakota du Nord, est coté sur le marché NYMEX à New York et constitue la

référence nord-américaine mais bien qu'il soit moins présent sur le marché international, ses volumes d'échange en Amérique du nord peuvent dépasser ceux du Brent. Il ne peut avoir plus d'influence sur les prix en international que si sa production arrivait à dépasser celle du Brent, ce qui n'est pas encore envisageable.

Pourquoi, aujourd'hui, le Brent est-il plus cher que le WTI ?

Avant l'année 2011, grâce à son différentiel de qualité, le baril du WTI était quelques dollars plus cher que celui du Brent mais avec l'avènement des schistes et l'augmentation de l'offre américaine, le prix du WTI a fini par s'affaiblir par rapport à celui du Brent alors que le déclin des gisements de la mer du nord contribue aussi à la hausse du prix du Brent. L'inondation du marché américain par le pétrole de schiste, le manque d'infrastructures pipelinières pour son transport, l'interdiction d'exporter le brut américain (jusqu'en 2015), avaient pour effet de nourrir les stocks conduisant à la baisse inévitable du prix du WTI, d'autant plus que les raffineries américaines préfèrent un pétrole lourd qu'elles importent du Venezuela et du Canada, car la forte demande aux États-Unis concerne le diesel et les produits chimiques que l'essence. Ce sont autant de facteurs qui font chuter le prix du WTI et creuser le «spread» qui peut atteindre une dizaine de dollars par rapport au Brent. C'était d'ailleurs une des raisons qui ont motivé Barak Obama, le chef de la maison blanche, à lever, en 2015, l'interdiction des exportations du brut américain. Toutefois, malgré cette libération des exportations, si ces dernières plafonnent et la production des schistes continue à monter, causant une surabondance de l'offre, les prix du WTI resteront bas par rapport au Brent et seule une augmentation de la consommation locale pourrait faire grimper le prix du WTI réduire le «spread».

Tab.5 - Caractéristiques du pétrole BRENT vs WTI

	BRENT	WTI
Densité, °API	38	39.6
% Souffre	0.37	0.24
Extraction	Mer du nord	Amérique du nord
Géopolitique	Sensible	Peu sensible
Place d'échange	ICE	NYMEX
Prix	Plus cher	Moins cher

Concernant le prix du pétrole algérien, le *Saharan Blend*, parmi les mieux côtés du panier OPEP, c'est généralement le prix du Brent majoré d'une prime de qualité (une faible densité de 44° API et une teneur en soufre ne dépassant pas 0.05%) faisant du brut algérien un produit très apprécié par beaucoup de raffineurs. Ce différentiel de prix peut varier entre quelques dizaines de cents et deux à trois dollars selon les périodes. Néanmoins, la cotation du *Saharan Blend*, prisé essentiellement par les raffineries à vocation «essence», peut drastiquement chuter en période de baisse de la demande en carburant léger comme ce fut le cas en avril 2020 quand le prix du brut algérien a creusé le fond pour tomber à 12 dollars vers fin avril 2020 suite à la pandémie de Coronavirus qui a paralysé le transport mondial, menant à la fermeture des raffineries. En principe, dans un même pays, la densité du brut dépend d'un gisement à l'autre mais pour des raisons commerciales on se limite à une densité moyenne par pays sauf si ce dernier dispose de plusieurs types de brut, auquel cas chaque produit va être considéré séparément. Le prix du panier de référence du pétrole de l'OPEP (ORB- *OPEC Reference Basket*), introduit en juin 2005, est la moyenne pondérée des prix de son pétrole de référence, plus lourd que le Brent et le WTI, constitué des principaux bruts des pays membres (Tab.6). Son prix est variable en fonction du nombre de pays et des pétroles sélectionnés sur une période donnée. Ce prix est en concurrence avec le Brent et le WTI mais ces dernières années, le prix de l'ORB, est légèrement inférieur à celui du Brent.

Ce ne sont ici que des paramètres techniques et intrinsèques qui caractérisent chaque type de pétrole. Contrairement à un produit classique manufacturé, le prix du pétrole est loin d'être fonction uniquement de sa qualité ou contrôlé par son seul coût de revient global (exploration, développement, production). Le marché, lui, dépend essentiellement des circonstances liées plutôt à de facteurs exogènes plus complexes que nous pouvons subdiviser en deux grandes catégories : «les facteurs rapides conjoncturels», de courte à moyenne durée avec de faibles variations de prix (facteurs naturels, techniques, saisonniers, financiers, géopolitiques, les spéculations, les stocks hebdomadaires, l'offre et la demande, etc.) et les «fondamentaux lourds» spécifiques au marché pétrolier (chocs et anti chocs pétroliers, crises économiques) qui s'inscrivent dans la durée avec des changements des prix à forte amplitude.

Tab.6 - Densité des différents pétroles bruts des principaux pays pétroliers
(Situation : Août 2018)

Densité, °API	Pays	Nom du brut	OPEP	ORB
44	Algérie	Saharan Blend	Oui	Oui
43	Mer du Nord	Ekofisk	Non	Non
42.4	Libye	Brega	Oui	Non
40.5	Émirats A. Unis	Murban	Oui	Oui
40	USA	WTI / Light Sweet	Non	Non
38	Grande Bretagne	Brent	Non	Non
36.7	Nigéria	Bonny Light	Oui	Oui
36.7	Libye	Es Sider	Oui	Oui
36.3	Oman	Blend	Non	Non
35.8	Gabon	Rabi Light	Oui	Oui
35.5	Qatar	Qatar Marine	Non	Oui
34.2	Arabie saoudite	Arab Light	Oui	Oui
33.9	Indonésie	Minas	Non	Non
33.7	Iraq	Basrah Light	Oui	Oui
33.6	Iran	Iran Light	Oui	Non
33	Egypte	Suez Mix	Non	Non
32.8	Mexique	Isthmus	Non	Non
32.4	Venezuela	Tia Juana Light	Oui	Non
32.4	Émirats A. Unis	Dubaï	Oui	Non
31.8	Russie	Urals	Non	Non
31.4	Koweït	Export	Oui	Oui
30	Guinée Équ.	Zafiro	Oui	Oui
30	Angola	Girasol	Oui	Oui
29.6	Iran	Iran Heavy	Oui	Oui
28	Arabie saoudite	Arab Heavy	Oui	Non
27.6	Congo	Djeno	Oui	Oui
27	Equateur	Oriente	Oui	Oui
24	Venezuela	Leona	Oui	Non
20.5	Canada	Western Canadian Select (WCS)	Non	Non
15	Venezuela	Merey	Oui	Oui

«Les facteurs rapides conjoncturels»

- Facteurs naturels

Le comportement de la nature reste la donne la plus imprévisible et les retombées sur le marché pétrolier, bien que limitées dans le temps, peuvent affecter les installations pétrolières et influencer de manière conséquente sur les prix du pétrole. Dans le domaine climatique, les ouragans dévastateurs, comme dans le cas du golfe du Mexique ont, à maintes reprises, pénalisé la production de pétrole et les raffineries des États-Unis contraignant ces derniers à recourir aux stocks stratégiques pour compenser le déficit. Le recul de l'offre causé par cette chute de la production américaine et le déstockage qui s'en suit, parfois d'une durée allant jusqu'à 2 ou 3 mois, se traduisent par une augmentation des prix du baril. En revanche, les mauvaises conditions météorologiques peuvent freiner le transport et les exportations, ce qui alimente les stocks et engendre une dégringolade momentanée des prix.

- Facteurs économiques

Une récession mondiale s'accompagne d'une baisse de la consommation d'énergie dans les pays les plus touchés. L'impact est fonction du niveau de développement du pays. Le monde a connu plus d'une récession mais arrêtons-nous un moment sur la crise économique des pays sud-asiatiques durant l'été 1997. Elle a été pour beaucoup dans la déprime du marché pétrolier aux débuts de l'année suivante, quand le prix du baril a dégringolé sous la barre des 10 dollars en 1999.

La baisse des livraisons du brut vers ces pays émergents a déstabilisé l'équilibre offre-demande, causant ainsi un surplus du brut sur le marché et, de fait, un effondrement brusque de ce dernier.

Durant la crise économique asiatique qui s'est propagée, avec une moindre ampleur, à d'autres pays émergents (Russie, Argentine et Brésil), le taux de croissance chinois a chuté à 7% contre 12% à 13% aux débuts des années 1990 quand le prix du baril était de 20 dollars. Mais certains rebonds des prix trouvent leurs origines dans la

croissance des besoins au niveau des pays énergivores asiatiques (Chine et Inde en particulier), principaux moteurs de la croissance économique mondiale.

C'est le cas de la forte croissance surprise de la Chine en 2004 (10% à 11%), et l'explosion de sa demande en pétrole, ayant porté le prix du baril à plus de 30 dollars avant de monter à 50-60 dollars en 2007 avec une croissance mondiale de 5% soutenue par celles de la Chine (14%) et de l'Inde (10%) contre seulement 2% pour les USA. Ces croissances économiques qui ont trouvé des difficultés à se relancer pour contrecarrer la déprime des prix depuis l'avènement des schistes, ont fortement pesé sur les cours du brut depuis 2014. Elles se situent en 2018 à 6.5% pour la Chine, 7% pour l'Inde et à 2.5% pour les USA. Tant que la croissance économique mondiale, d'environ 3.4% en 2018, n'a pas atteint un niveau supérieur, l'espoir d'une augmentation de la demande et d'amélioration du marché reste mitigé devant la surabondance de l'offre soutenue par la production des schistes américains. Pour l'année 2020, la banque mondiale prévoyait une croissance d'environ 2.9%, de 6% à 7 % pour la Chine et l'Inde et seulement de 2% pour les États-Unis, soit une stagnation inquiétante qui continuera à peser sur le marché pétrolier. De mal en pis, la pandémie du Coronavirus est venue plomber l'économie de la planète dont la croissance en 2020 clôturerait l'année, selon le FMI, avec une contraction (croissance négative) de «-3%» tandis qu'une contraction de «-6%» serait attendue dans les pays avancés énergivores. Cette crise ne ressemble à aucune autre de par son aspect sanitaire qui a paralysé l'activité économique par une chute de la demande pétrolière de 20 MMb/j à 25 MMb/j que les dirigeants des pays les plus avancés ne sont pas arrivés à stimuler comme lors des crises ordinaires. Il va falloir doubler d'effort pour gérer ses retombées macroéconomiques et permettre une reprise dans les meilleurs délais possibles dès la fin de la pandémie même si des séquelles se feront sentir à grande échelle au cours des deux ou trois années post-Covid, durant lesquelles l'incertitude restera de taille quant à la reprise d'une croissance économique et d'une demande pétrolière telles que prévues avant la pandémie.

- Facteurs géopolitiques

Le facteur géopolitique ne se limite pas aux seuls conflits politiques et aux guerres civiles ou entre pays, mais il englobe aussi les attaques terroristes, les instabilités politiques au sein d'un même pays, les conflits commerciaux, etc. L'effet du facteur géopolitique dépend du type de conflit et est d'autant plus important que son événement concerne les régions des pays producteurs et les plus consommateurs. Comme conséquences, les prix du pétrole peuvent s'envoler ou dégringoler selon la nature du conflit et des parties engagées. À titre d'exemples historiques, nous pouvons citer la guerre du Kippour quand le 6 octobre 1973 l'Égypte et la Syrie avaient attaqué simultanément Israël. La production des pays arabes avait chuté de 5% et le prix du baril s'était multiplié par quatre (passant de 2,6 dollars à 11,65 dollars). La révolution iranienne (chute du Chah en 1979), suivie de la guerre Iran-Irak (année 1980-1988) avaient engendré une augmentation brutale des prix du pétrole de 15-20 dollars à 40 dollars le baril. Aussi, l'invasion du Koweït par l'Irak (1991) a propulsé les prix du baril de 15-20 dollars à 32 dollars.

Sur le plan sécuritaire, les attaques terroristes en pays producteurs peuvent affecter la production et la baisse de l'offre entrainera une augmentation des prix.

En revanche, une attaque terroriste en pays consommateurs peut affecter le transport en général, allant jusqu'à la paralysie des aéroports, ce qui se traduit sur le terrain par une baisse de la consommation et une chute des prix. L'attentat du 11 septembre 2001 de New-York qui avait plombé la consommation notamment américaine, a fait dégringoler les prix du baril de 50% (de 32 dollars à 15 dollars). Durant ces périodes historiques, les fondamentaux d'ordre techniques ou économiques étant équilibrés, le marché est resté très sensible essentiellement à l'évolution de la géopolitique.

Aujourd'hui, la géopolitique a un impact momentané sur les prix du pétrole. Cet impact n'est plus celui d'il y a quelques années, avant l'avènement des schistes en 2014. Dès lors que le marché reste attentif aux volumes offerts sur le marché, l'influence de la

géopolitique est devenue un facteur parfois secondaire, sans beaucoup d'effet, sur les prix comme en témoignent ces quelques exemples. Le 26 mars 2015 quand l'Arabie saoudite a bombardé les chiites du Yémen, le prix du Brent ne s'est pas éloigné des 55 dollars le baril, excepté le jour du bombardement où le prix a enregistré momentanément un pic de 59 dollars, avant de retomber, au lendemain du bombardement, au niveau des 55 dollars. Sept mois après, en octobre 2015, l'OTAN reprochait à la Russie d'avoir pénétré le territoire turc, membre de l'alliance atlantique, pour mener des frappes en Syrie, mais le prix du baril était resté stable autour de 48 dollars. Le referendum grec en juillet 2015, l'accord sur le nucléaire iranien et la levée des sanctions contre ce pays le 16 janvier 2017, la prise de fonction de Donald Trump, quatre jours après, le 20 janvier 2017, malgré son enthousiasme pour le «tout fossile», le vote massif pour le «oui» lors du référendum d'indépendance au Kurdistan le 25 septembre 2017 et la menace de la Turquie de bloquer 600 000 b/j de pétrole kurde transitant par son territoire...etc, n'ont eu aucun effet notable sur les prix du pétrole. Ces derniers avaient juste baissé ou grimpé d'un ou deux dollars pendant deux ou trois jours avant de revenir à la case départ pour poursuivre l'écoute des puits des schistes texans, écoute entamée depuis juin 2014. Mais certains facteurs géopolitiques n'ont tout de même pas nécessairement le même effet sur les différents marchés pétroliers. Les sanctions américaines à l'encontre de l'Iran semblent peser beaucoup plus sur le Brent, habituellement plus attentif aux conflits internationaux, que sur le WTI lequel tire sa force de la dépendance de l'existence quasi permanente d'un niveau de stocks limitant les importations aux États-Unis.

- Facteurs financiers

Le prix du baril de pétrole fluctue rapidement, mais à faible amplitude, en réponse aux indicateurs macroéconomiques (marché financier, inflation, taux d'intérêt, force du dollar, prise de bénéfices, etc.). Le facteur le plus classique est celui de dépréciation ou du renforcement du dollar américain, monnaie de référence des transactions de pétrole. Le changement de la valeur du dollar par

rapport aux monnaies des pays producteurs influe sur les décisions de l'OPEP quant aux quantités à produire et à mettre sur le marché.

Une hausse du dollar rend plus chers les achats du pétrole avec d'autres monnaies que le dollar, ce qui réduit la demande, favorise les stocks et fait chuter le prix du baril. À l'opposé, lorsque le dollar est faible, les acheteurs qui paient en d'autres monnaies augmentent leur pouvoir d'achat de pétrole, ce qui favorise la demande et augmente le prix du baril. La relation entre la force du dollar et le prix du baril peut aussi être réciproque : par exemple, une raréfaction de l'offre baissera le niveau de stocks à la faveur d'un baril plus cher et aura tendance à orienter classiquement le dollar à la hausse.

Les fortes augmentations du prix du baril sont souvent suivies immédiatement par une prise de bénéfices des investisseurs qui décident de vendre une partie de leurs actions à un prix supérieur au cours d'achat afin d'encaisser un bénéfice rapide. Cette vente d'actions fait chuter légèrement le prix du baril.

Le prix du baril est également sensible aux chiffres sur l'emploi aux États-Unis. Un bon marché du travail, avec création d'emplois, est un indicateur positif pour la demande de brut et les cours du baril mais cette baisse du chômage incite la Banque fédérale à hisser ses taux d'intérêts, ce qui revient à fortifier le dollar et pénaliser la demande et les cours du pétrole. Si l'augmentation des taux d'intérêt sur de longues périodes défavorise l'investissement et génère du chômage, le maintien des taux bas pourrait favoriser les investissements y compris ceux à risque (rentabilité incertaine ou très éphémère) et donc de « bulles », comme ceux des schistes.

- Facteurs saisonniers

Le secteur pétrolier est aussi régi par des épisodes saisonniers, à caractère cyclique, et dont l'effet sur les prix reste très ponctuel et limité à une époque donnée de l'année. Par exemple, la rigueur des hivers ou la canicule des étés sont de nature accompagnées d'un rebond de la demande pour des besoins de chauffage ou d'air conditionné, d'où la diminution des stocks et l'augmentation des prix du baril et celui du gaz naturel n'est pas en reste. La demande et les prix peuvent, en revanche, reculer légèrement au deuxième trimestre, période qui correspond à la fin de l'hiver en hémisphère Nord.

Par ailleurs, il est aussi admis que pendant les périodes récurrentes de maintenance des raffineries (en automne, en hiver,... selon le cas), la demande de brut des raffineurs diminue, les stocks s'accroissent et font chuter les prix du baril. En principe, en prévision des grands départs en vacances d'été aux États-Unis, la période de maintenance doit se faire en hiver pour se terminer avant le printemps, saison où les stocks des produits pétroliers devraient être plus disponibles pour les départs massifs en vacances, ce qui soutient les prix malgré le niveau élevé des stocks. Mais l'augmentation des stocks en produits pétroliers tend à réduire les marges des raffineries qui pourraient donc restreindre leur demande en brut et peser sur le prix du baril.

Un autre élément qui peut influencer sur les prix du baril est celui de la stratégie de certaines raffineries américaines qui limitent traditionnellement leurs approvisionnements en brut en fin d'année pour minimiser les impôts sur leurs stocks, une pratique qui favorise une certaine diminution de la demande du brut et un léger repli des prix qui, en principe, devraient reprendre dès le premier janvier de la nouvelle année civile.

- Sources alternatives et économie d'énergie

Le recours aux énergies alternatives est un facteur qui est censé diminuer la demande de pétrole. Il y a deux principales raisons motivant le recours aux énergies alternatives : préparer l'après pétrole, en prévision du déclin irréversible de ses réserves et, par conséquent, diminuer sa consommation polluante pour préserver l'environnement et lutter contre le réchauffement climatique. Dans les deux cas, la demande de pétrole baisse et le prix du baril avec. Mais parmi les énergies alternatives, le nucléaire, une autre énergie fossile, a fait un grand pas en arrière suite notamment à l'accident de la centrale japonaise de Fukushima, survenu après le tsunami du 11 mars 2011 et qui a contraint les japonais à fermer une cinquantaine de réacteurs nucléaires et se remettre aux énergies fossiles et notamment au gaz naturel, tout comme l'Allemagne, la Suisse, l'Italie et pas mal d'autres pays dans le monde où près d'une

centaine de projets d'énergie nucléaires a été gelée ou carrément abandonnée.

Les énergies renouvelables respectueuses de l'environnement (solaire, éolien...), le développement de voitures électriques et des carburants de substitution (biocarburants) restent parmi les principales alternatives mais sont encore très faiblement compétitives face au pétrole au point où le prix du baril est pratiquement insensible à leur percée étant donné que leur développement est lui-même énergivore-fossile. Par exemple, la culture des plantes pour le biocarburant nécessite des engrais issus du pétrole et les engins agricoles nécessitent du carburant pétrolier pour fonctionner.

Un autre facteur qui tire les prix du pétrole vers le bas, consiste à renchérir ses produits par l'ajout d'une «taxe carbone» incitant aussi bien le producteur que le consommateur à réduire leurs quantités, voire s'orienter vers les produits moins polluants. Pour rappel, l'Union européenne avait envisagé, il y a une quinzaine d'années déjà, l'augmentation des taxes sur le carburant afin de limiter la consommation. S'agissant d'un des plus grands pôles de consommation, cette mesure ne fera que baisser la demande et, de fait, le prix du baril.

Cette façon indirecte d'économie d'énergies fossiles va s'inscrire dans le cadre d'efficacité énergétique minimisant la consommation d'énergie d'une façon générale. Même si des efforts pour trouver des alternatives au pétrole sont réalisés, l'or noir restera toujours une nécessité en tant qu'énergie de base accompagnatrice.

- *Spéculations sur le marché*

La spéculation consiste en des prédictions, annoncées et véhiculées par certaines personnes qui prétendent connaître l'avenir du marché pétrolier. Les spéculateurs (*traders*) sont des acteurs du domaine financier à la recherche d'un profit consistant, par exemple, en la négociation et l'achat à terme d'un produit dans le but de le revendre à un prix supérieur dans le futur en espérant tirer des bénéfices du seul fait de l'évolution prédite du marché. C'est un peu

du «*contango*» à court terme. En avril 2019, par exemple, quand la maison blanche avait annoncé qu'elle va lever les exemptions accordées momentanément à huit pays (Chine, Inde, Turquie, Japon, Corée du Sud, Taïwan, Italie et Grèce) d'importer du pétrole iranien, les spéculateurs avaient présagé que le déficit de la production iranienne va augmenter les prix et inciter les investisseurs à anticiper des contrats d'achat à terme auprès d'autres producteurs, lesquels seront motivés à ouvrir davantage leurs vannes, ce qui empêcherait, en revanche, les prix de s'envoler. Ces anticipations des marchés, qualifiées par certains de «prophéties auto-réalisatrices» peuvent être totalement déconnectées des fondamentaux physiques (offre et la demande) mais ont toujours un effet, quoiqu'éphémère, sur les prix du baril si elles trouvent des investisseurs qui en y croyant vont modifier leurs stratégies et leurs affaires. En général, les spéculateurs cherchent à provoquer un repli des prix pour s'approvisionner à bon marché en pensant à une augmentation future des prix. Néanmoins, avec la multiplication des aléas conjoncturels, les spéculations n'ont d'effet que sur le court terme et il est rare qu'elles puissent créer une tendance à moyen ou long terme d'évolution des prix même si, parfois, les informations géopolitiques à caractère baissier, notamment dans les pays exportateurs, sont amplifiées pour entraîner un effondrement des prix à moyen terme. Mais le phénomène spéculatif finit toujours par être dénoué dès que, dans un marché bien équilibré, on n'arrive pas à expliquer physiquement une chute des prix à un niveau plus bas que sa valeur fondamentale. Acheter un baril de pétrole aujourd'hui en espérant que quelqu'un vous le rachètera plus cher demain c'est de la spéculation. Acheter un produit aujourd'hui en espérant qu'il va produire une valeur ajoutée demain, c'est de l'investissement. Là est la différence entre un investisseur et un spéculateur dans la recherche du profit.

La spéculation peut être aussi à grande échelle et porte sur le marché moyen et long terme. C'est le cas d'un marché en situation de «*contango*» dans laquelle le prix du baril à terme est supposé être plus élevé que le prix actuel. Dans ce genre de contrat, le spéculateur paie aujourd'hui un baril à un prix plus élevé que le prix courant dans l'espoir de le vendre à meilleur prix plus tard. Cela revient à payer dès

maintenant une «prime» pour garantir la réception de son pétrole à l'avenir plutôt que de payer à l'échéance les différents coûts de stockage et autres charges. Autrement dit l'acheteur doit supporter les coûts d'achat du produit aujourd'hui plutôt que le jour de sa livraison. Par conséquent, en situation de «*contango*» (appelé aussi «transfert» ou «*forwardation*»), les prix à terme du baril sont supposés croissants en fonction de l'éloignement de l'échéance.

Plus la durée du contrat de l'offre est longue, plus le prix du baril est élevé. Par exemple, le prix sur un contrat long terme sera supérieur à celui sur un contrat moyen ou court termes mais non sans risque d'effondrement, pour une raison ou pour une autre, des prix à terme exposant le contrat à une situation de «*Backwardation*» (ou marché «en arrière») dans laquelle, à l'opposé du «*contango*», les prix à terme seront décroissants en fonction de l'éloignement de l'échéance. Plus la durée du contrat est longue, moins le prix du produit est élevé. Par exemple, un produit livré sur un contrat long terme sera moins cher que sur un contrat moyen ou court terme.

- Facteurs techniques et technologiques

L'autre facteur dont les effets pourraient être négatifs, mais différés, pour le marché pétrolier, consiste en l'accroissement des réserves mondiales par l'introduction de nouvelles technologies dans le domaine de l'exploration et de la récupération assistée. En exploration, les apports de la sismique 3D et 4D, la maîtrise du forage horizontal et leur réalisation à moindre coût, autorisent un renouvellement rapide et conséquent des réserves. En développement, les techniques modernes de récupération assistée permettent non seulement de hisser le taux de soutirage des réserves classiques mais aussi celles jugées «immobilisables» par les moyens technologiques et économiques du passé, comme pour le cas, par exemple, des hydrocarbures non conventionnels. Le forage horizontal qui se vulgarise de jour en jour est à même de porter la productivité d'un puits à un niveau équivalent à celui de plusieurs forages verticaux réunis (la productivité d'un forage horizontal peut atteindre 6 ou 7 fois celle d'un forage vertical et même plus). L'abondance et la disponibilité du pétrole pourraient

changer le paysage du marché à la faveur de sa déprime. A rappeler que les chutes du prix du baril dans les années 1980-1990 sont à imputer, en partie, aux progrès technologiques mis en œuvre à cette époque.

En revanche le boom technologique du troisième millénaire qui intervient au moment où le pétrole facile devient rare, pourrait constituer l'ultime souffle du progrès en la matière. La régression du taux de succès en exploration, le rétrécissement de la taille des découvertes, le déclin des réserves mondiales et la réduction des coûts de production sont des situations qui cohabitent aujourd'hui mais les nouvelles techniques peuvent être relativement onéreuses devant l'étroitesse des découvertes et leur rentabilité.

C'est à ce moment-là que les investissements en amont laisseront place à un marché pétrolier plus que jamais raffermi puisque le baril consommé sera difficilement régénéré.

- Changement de la politique de l'OPEP

L'OPEP qui détient 72% des réserves mondiales et en contrôle en moyenne un tiers de la production a toujours été un « *swing producer* » cartel, c'est-à-dire qu'il peut agir sur son quota de production pour réguler le marché et faire chuter ou augmenter les prix selon les objectifs de sa politique. Cette marge de manœuvre est rendue possible par une utilisation très élastique des capacités de production, notamment au niveau de ses gros producteurs comme l'Arabie saoudite, Iraq, l'Iran, les Émirats Arabes Unis et le Koweït. Le taux d'utilisation des capacités de production est ajusté de façon à stabiliser les prix à un niveau désiré répondant aux intérêts des pays du cartel mais parfois aux seuls intérêts des gros producteurs et à leur tête l'Arabie saoudite. Les capacités de production disponibles de l'OPEP mesurent l'importance de ses marges de manœuvre à augmenter sa production pour agir sur les prix. Ces capacités disponibles ont généralement toujours été entre 3% et 6% de la demande mondiale. Le fait que les gros producteurs ne produisent pas à plein régime, la disponibilité des capacités excédentaires laisse possible une augmentation de la production et de fait un repli des prix au profit de la demande. À l'opposé, quand l'OPEP produit à ses

pleines capacités, les craintes de l'inondation supplémentaire du marché et de repli des prix sont écartées.

Ces pratiques de l'OPEP ont surtout fonctionné par le passé quand, par exemple, les américains importaient la moitié de leur consommation qui tourne autour de 20 MMb/j. Aujourd'hui, avec l'avènement du pétrole de schiste, l'OPEP a beaucoup perdu de son influence devant les réalités du terrain en matière d'offre et de la demande tout en perdant des parts de marché au profit des schistes américains. La décision de l'OPEP de geler sa production à 30 MMb/j en novembre 2014, pour pénaliser la rentabilité des schistes américains, n'avait pas atteint ses objectifs.

- Réserves mondiales et stocks

L'abondance du pétrole n'est pas à craindre seulement sur le marché lui-même mais également dans les gisements et les réserves des stocks aussi bien commerciaux que stratégiques. La variation des réserves prouvées de pétrole et des stocks mondiaux est un facteur auquel le marché reste attentif. Les dernières augmentations rapides des réserves mondiales par l'apport du non conventionnel aux États-Unis, au Canada et au Venezuela rappellent celles des grandes découvertes des années 1970 en mer du nord et au Golfe du Mexique. Avec la prise en compte du pétrole non conventionnel, les réserves américaines sont passées de 30 Mds bbl en 2008 à presque 50 Mds bbl aujourd'hui.

Celles du Canada ont augmenté de 50 Mds de bbl en 1998 à 169 Mds bbl aujourd'hui tandis que celles du Venezuela ont grimpé de trois fois et demie, passant de 87 Mds bbl à 300 Mds bbl.

L'abondance du pétrole, qu'elle soit sur le marché ou dans le gisement, a pour effet de rassurer les consommateurs de la disponibilité d'approvisionnement, ce qui ralentie l'augmentation des prix.

La chute des prix du brut, depuis l'année 2014, s'explique par cet apport des schistes qui ont inondé le marché américain, mais non sans effet sur les autres marchés mondiaux où malgré la demande, l'excès de l'offre, soutenue par schistes, maintient les prix à des niveaux assez bas.

En revanche, toute information ou déclaration faisant état d'un déclin des réserves rend le pétrole plus cher comme ce fut le cas aux débuts des années 2000 quand l'AIE avait annoncé que le pic pétrolier mondial a été franchi et que les réserves sont en déclin. Cette information avait suscité beaucoup d'inquiétudes chez les consommateurs et provoqué un rebond du prix du baril.

Toutefois l'effet de la variation des réserves mondiales n'est pas instantané et constitue un facteur qui agit dans le temps contrairement aux stocks dont l'effet est plus rapide, voire immédiat quand il s'agit des stocks de type commercial. On distingue, en effet, deux types de stocks de pétrole brut : les stocks commerciaux et les stocks (ou réserves) stratégiques. Les stocks commerciaux représentent les volumes invendus sur une période donnée (cas des stocks hebdomadaires américains annoncés habituellement chaque mercredi). La tendance baissière des stocks commerciaux témoigne d'une bonne activité économique durant la période. Une baisse d'environ 2% des stocks s'accompagne souvent d'un rebond des prix de 2 à 3% selon certaines statistiques. Le gonflement des stocks fait chuter les prix à la faveur des raffineurs qui en profitent pour s'approvisionner à bon marché et augmenter leurs marges de raffinage. Quant aux stocks stratégiques, ils représentent les volumes en possession d'un pays ou d'une compagnie, notamment les membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), pour assurer une certaine indépendance en cas de rupture d'approvisionnement suite à un boycott politique, une crise pétrolière mondiale ou de lutte contre la hausse des cours du brut. Mais le recours aux stocks stratégiques ne peut avoir un impact palpable sur les prix que s'il concerne plusieurs pays membres de l'AIE, du fait que les énergivores asiatiques, la Chine et l'Inde, et la Russie, qui consomment 20% de la demande mondiale, ne sont pas membres de l'AIE.

Toutefois, quand il s'agit des États-Unis, qui consomment aussi 20% de la production mondiale, l'impact sur le marché pourrait se faire ressentir comme en 2001, juste avant l'attentat du 11 septembre, quand le président Clinton avait décidé de puiser 30 MM bbl, soit 5.5% des stocks stratégiques à l'époque (550 MM bbl), faisant bondir le prix de 10 dollars (impact de la crise asiatique de

1999) à 32 dollars. Pour les États-Unis, l'utilité des stocks c'est aussi pour répondre à toute pénurie causée par les cyclones dévastateurs au Golfe du Mexique. En août 2005, l'ouragan Katrina avait dévasté les installations de production, obligeant le président George Bush à puiser dans ses stocks stratégiques. Mais une baisse du niveau des stocks n'est pas nécessairement imputable uniquement à leur utilisation mais aussi à leur sous-alimentation résultant d'un repli de la production.

Il arrive qu'à des moments bien précis des gros consommateurs décident de puiser dans leurs stocks plutôt que d'acheter du brut à afin de provoquer un effritement du marché et régénérer ensuite leurs provisions à moindre coût et ainsi de suite. C'est dire que les achats pour la régénération des stocks sont habituellement effectués à des moments où le baril est à son plus bas prix et non au moment où les stocks sont à leurs niveaux les plus bas.

À ce titre, le président américain Donald Trump avait envisagé, en mai 2017, de réduire ses réserves stratégiques de moitié à l'horizon 2027 dans le but de faire des économies en vendant 270 MM bbl et engranger jusqu'à 17 milliards de dollars. En juillet 2018, et pour tirer cette fois-ci les prix à la pompe vers le bas, à quelques mois des élections de mi-mandat, le président américain avait envisagé de puiser dans ses réserves jusqu'à 30 MM bbl pour les mettre sur le marché si l'Arabie saoudite et l'OPEP n'arriveraient pas à compenser le déficit éventuel que laisserait la production iranienne qui devrait diminuer suite aux sanctions américaines. Cette marge de manœuvre de la Maison-Blanche est réconfortée par une certaine abondance du brut sur le marché américain soutenue par une production en nette croissance et des réserves stratégiques d'environ 670 MM bbl pour une capacité totale de stockage de 727 MM bbl, ce qui représente 50% du total mondial qui avoisine 1.3 milliard de barils dont 30% sont en possession de pays d'Asie-Océanie, 15% en Europe, et 5% dans le reste du monde.

- L'offre et la demande

L'offre et la demande demeurent le principal fondamental d'un marché qui reste contrôlé superficiellement ou profondément par les différents facteurs relatés plus haut. Économiquement parlant, l'offre est la quantité d'un produit mise sur le marché à un prix donné et la demande représente les besoins à un prix donné. Classiquement, plus le prix est bas et plus la demande augmente et dépasse l'offre : le prix et la demande évoluent en sens inverses. En revanche, l'augmentation des prix va réduire la consommation mais de manière peu élastique. Rappelons qu'on estime à 1% la réduction de la consommation pour une augmentation des prix de 10%. Le rebond des prix incite par contre les producteurs à investir davantage et à mettre sur le marché de grandes quantités dépassant la demande : les prix et l'offre évoluent dans le même sens. En fin de compte, l'égalité entre l'offre et la demande est appelée «*quantité d'équilibre*», correspondant à un prix équitable qui arrange aussi bien les producteurs que les consommateurs : c'est la loi de l'offre et de la demande. Mais en pétrole, cette loi est rarement vérifiée du fait que le marché est biaisé et très instable à cause des facteurs ponctuels que nous avons évoqués plus haut, ce qui explique les interminables fluctuations quotidiennes des prix dans une tendance générale qui, elle, reste gouvernée principalement par l'offre et la demande dont l'équilibre est affecté par facteurs conjoncturels (conjoncture économique aux États-Unis et en Chine en particulier) et structurels (comportement des gros producteurs de l'OPEP et l'Arabie saoudite en l'occurrence). En 1986, par exemple, le désaccord entre l'OPEP et les «non OPEP» a fait chuter les prix du baril de 30 dollars à 10 dollars. Théoriquement, quand la demande est très inférieure à l'offre, ou quasiment nulle, à défaut d'arrêter la production (ce qui pénaliserait techniquement la performance et le rythme des gisements à la reprise), les quantités produites seront stockées pour être livrées plus tard. Mais dès que les capacités de stockage sont saturées, les producteurs sont prêts à «payer» les grossistes disposant d'espaces de stockage pour se débarrasser des quantités de pétrole dont ils ne savaient que faire, ce qui équivaut à leur céder le baril «gratuitement», voire à un prix «négatif». C'est exactement

ce qui s'est passé le 20 avril 2020 quand la pandémie de COVID-19 avait paralysé l'industrie pétrolière mondiale, poussant les producteurs américains du WTI à accepter de «vendre» leurs barils à un prix «négatif» qui a dégringolé à (-37) dollars. C'est vrai que c'est un chiffre un peu trompeur car il ne s'agit pas, en fait, du prix d'un baril physique.

«Les fondamentaux lourds durables»

Il s'agit de facteurs dont l'impact sur le marché s'installe dans la durée et font varier les prix de manière forte en amplitude et non sans répercussions sur l'économie mondiale. On peut citer le cas des chocs et anti-chocs pétroliers mais aussi des crises économiques et financières à l'échelle mondiale ou d'une région influente donnée. En économie, un choc pétrolier désigne une hausse draconienne du prix du baril causée par une chute de l'offre et une forte demande. Techniquement, il y a choc quand le taux d'utilisation des capacités de production est à moins de 50% (cas de l'année 1981 quand le baril a dépassé la barre des 32 dollars avec la guerre Iran-Iraq).

A l'opposé, l'anti-choc (ou contre-choc) c'est la baisse du prix du baril résultant d'un taux d'utilisation des capacités de production dépassant les 90%. Mais un choc peut être généré par un facteur géopolitique ou une forte croissance économique. On se souvient du premier choc pétrolier de 1973 faisant suite à la guerre du Kippour entre Israël et les pays arabes qui a quadruplé les prix du baril en l'espace d'un trimestre, un choc relayé, comme nous l'avons vu plus haut, par la révolution iranienne en 1979, suivie d'un deuxième choc en 1980 portant les prix du baril à 33 dollars puis à 36 dollars en 1981. Un choc peut être très limité dans le temps et donc sans beaucoup d'effets sur le cours de l'économie mondiale. Vers le 11 juillet 2008, en réaction à une faiblesse du dollar, qui a plongé à 1.58 dollar pour un euro et à un déficit commercial américain, le prix du baril a atteint subitement les 148 dollars, soit une hausse de 300% en l'espace de trois ans (il était de 47 dollars en mai 2005). Seulement, ce pique conjoncturel n'a duré que quelques dizaines d'heures avant que les prix ne dégringolent, six mois après, à 40 dollars en janvier 2009 et ils resteront entre 40 dollars et 50 dollars jusqu'en mai de la

même année pour des raisons en relation avec la crise financière mondiale de 2007-2008 qui a généré des dizaines de milliers de licenciements aux États-Unis et dont les séquelles se sont fait sentir au-delà de 2010. Mais les prix, soutenus par une reprise économique, ont fini par rebondir à partir de 2010 du fait que l'OPEP avait déjà procédé à trois baisses de sa production en automne 2008, totalisant 4 MMb/j, une décision ayant contribué avec la reprise économique, à propulser les prix vers les 100 dollars dès février 2011. À partir de juin 2014, on assiste à un véritable effondrement des cours, ou tout simplement un contre-choc, suite à l'avènement du pétrole non conventionnel américain qui a inondé le marché par une offre excédentaire de plus de 2 MMb/j. Les effets de ce contre-choc sévissent encore.

- Conclusion

Le marché pétrolier reste ainsi influencé tantôt par les fondamentaux physiques tantôt par les fondamentaux financiers dont les interactions restent très complexes et rendant difficile la spéculation.

En effet, arriver à prévoir, même à court terme, les forces qui commanderont le marché relève de la fantaisie d'autant plus que les différentes variables sont en majorité indépendantes les unes des autres et peuvent intervenir séparément ou simultanément à tous moments puisque même les décisions prises aujourd'hui sont incapables d'influer, à coup sûr, sur l'avenir moyen et long terme, voire immédiat.

Comment le marché pétrolier va se comporter dans le futur est la question à laquelle toute réponse ne serait que spéculative. La ligne d'évolution du prix du brut n'est ni assurément ascendante, ni simpliste et n'obéit à aucune statistique. La figure-1 montre que l'évolution du prix du baril durant les 30 dernières années exprime clairement des périodes de choc, d'anti-choc, de récessions économiques et de tensions géopolitiques que d'aucuns n'ont pu présager.

Pour une compagnie pétrolière, par exemple, les valeurs actualisées nettes (VAN) réelles des projets peuvent s'avérer

négatives puisque basées sur un prix du baril actuel ou prévisionnel, supposé rentabilisant tous les investissements engagés. La VAN, qui est fonction de la taille du gisement, est aussi tributaire du prix nominal du baril ayant servi à son estimation. Elle pourrait être négative pour un gros gisement et positive pour un gisement de moindre taille. Cela dépend du prix du baril durant la période de l'exploitation du gisement et de la commercialisation du produit. Une compagnie disposant de gros gisements n'est donc pas à l'abri de banqueroutes tout comme un pays disposant seulement d'énormes réserves côtoie le bord du précipice.

Sur le plan politique, une grippe d'un chef d'état particulier, un traité de paix, un regain de tension entre acteurs influents,... sont monnaie courante dans le compromis du cours du baril et du dollar lui-même.

Le dossier Irak-ONU (Organisation des Nations Unies) fut un bel exemple. Il a servi d'outil permettant de confectionner un prix du baril à la carte. Il suffisait de retirer ce dossier du placard pour faire varier, dans un sens ou dans l'autre, le cours du brut. L'enterrement définitif de ce dossier ne semblait pas avoir arrangé tout le monde. Bien d'autres dossiers de secours (*ILSA, Iran and Libya Sanctions Act de 1996, l'Afghanistan, etc.*), utiles dans l'excitation du marché pétrolier avaient gonflé les tiroirs de l'administration occidentale.

Pour espérer une augmentation conséquente, rapide et durable du prix du baril, il faut qu'il y ait une cohabitation prolongée d'au moins trois ou quatre facteurs à tendances haussières. Il serait subjectif de prétendre définir le meilleur bouquet de facteurs mais une bonne discipline au sein de l'OPEP, par exemple, pourrait déjà constituer une tête de liste d'un scénario payant. Cependant, le revers de la médaille est que le raffermissement des prix qui en suivra entraînera l'arrivée de nouveaux volumes, à la défaveur du marché. La ligne d'évolution de ce dernier est ainsi faite. C'est une boucle qui ne ferme jamais avec des facteurs de même tendance ; sinon, le baril serait, un jour, gratuit ou tout simplement inabordable.

Fig. 1 - Évolution du prix du baril de pétrole durant les 30 dernières années



1.8 - Les réactions classiques de l'OPEP à l'effondrement du marché

À sa naissance, L'OPEP, organisation intergouvernementale, avait pour principal objectif la coordination et l'unification des politiques pétrolières des pays membres pour défendre leurs intérêts aussi bien collectifs qu'individuels par la maîtrise de son cycle de production en vue d'orienter à la hausse les cours du pétrole et garantir l'équilibre budgétaire (*Break Even oil Price, ou BEP*) de chacun des membres. Ce seuil économique varie d'un pays à l'autre et change en fonction de la conjoncture. Selon le FMI (2020), l'équilibre budgétaire nécessite un baril à 195 dollars pour l'Iran, 84 dollars pour l'Arabie saoudite, environ 120 dollars pour l'Algérie, etc. Cela signifie que si le prix du baril est inférieur à ce seuil, le pays fonctionnera avec un déficit fiscal, à moins d'une mise en place de mesures draconiennes d'austérité, ce qui ne serait pas sans impact sur la qualité de la vie des populations.

Les membres de l'OPEP disposent depuis longtemps d'un système de régulation du marché, fixant la production (système de quota par pays mis en œuvre à partir de l'année 1982 et arrêté en 2011) et les volumes à exporter, ce qui influe sur le prix du baril. Le quota de production de chacun des membres, défini en fonction de ses réserves, entre autres, est ajusté aux besoins des pays consommateurs. Les réactions et les décisions de l'organisation se font durant les conférences des états membres qui se réunissent deux fois par an en sessions ordinaires mais des rencontres techniques ou extraordinaires restent possibles en cas d'évènements affectant le marché pétrolier.

Devant le comportement incontrôlable et capricieux du marché pétrolier, la majorité des réunions de l'OPEP ont un caractère défensif. Rares sont les réunions portant sur une augmentation des quotas officiels (raffermissement des prix). Le peu de réunions portant sur cet aspect ont immédiatement subi le revers de la médaille (chute du prix du baril). Elles sont alors suivies de réunions extraordinaires appelant à la baisse des quotas mais sur le terrain, le dépassement des quotes-parts est une pratique courante et en particulier chez les membres à grandes capacités de production. La tricherie et l'indiscipline au sein de l'OPEP ne datent pas d'aujourd'hui. Pour illustrer cette caractéristique récurrente de l'organisation, nous avons trouvé utile de revenir sur des exemples d'il y a une vingtaine d'années. Prenons juste l'exemple de la décision de l'OPEP, à Djakarta, le 26 novembre 1997, de porter la production de l'organisation de 25 MMb/j à 27 MMb/j. Cette augmentation de 8% s'est rapidement ensuivie d'une érosion des prix d'environ 7 dollars par baril, soit une chute du prix de 35%, ce qui a donné lieu à la réunion de Vienne, le 30 Mars 1998, pour trouver un consensus sur une réduction de la production du cartel de quelques 2 MMb/j à partir du 1er avril 1998, autrement dit revenir à la production de 25 MMb/j. Mais devant l'entêtement du Nigeria et de l'Indonésie (frappés par la crise), les négociations n'ont pu aboutir que sur un accord de principe pour une réduction de 1.24 MMb/j. Au moment même des négociations, le Venezuela (initiateur de la création de l'OPEP), le Nigéria et le Qatar, pour ne

citer que ces trois pays, produisaient respectivement 790 000 b/j, 270 000 b/j et 300 000 b/j de plus que leurs quotas officiels, ce qui portait à environ 1.45 MMb/j la production totale hors quotas et à 786 000 b/j l'excédent sur le quota global du cartel (puisque certains pays comme l'Arabie Saoudite, l'Iran et la Libye avaient, en ce moment-là, produit un peu moins que leurs quotas respectifs). La réduction promise de 1.4 MMb/j, lors de la réunion du 24 juin 1998, coïncidait sensiblement avec la production totale hors quotas (1.45 MMbj). C'est dire que les rencontres défensives de l'OPEP ont à chaque fois pour premier point de l'agenda un rappel à l'ordre par l'érosion des reliefs pointus à un profil plus équilibré, servant de base pour la fixation des nouveaux quotas. Cet auto-assainissement reste insuffisant pour le redressement du cours du baril étant donné que ledit profil va toujours dissimuler des composantes désavouées que seul le marché est en mesure de dévoiler. Ce phénomène est à lier à l'existence, dans l'OPEP, de deux catégories de pays : les pays ayant des capacités excédentaires de production (Arabie saoudite, Venezuela, Nigeria...), pouvant dépasser leurs quotas pour pallier les chutes des prix et ceux à capacités limitées (dont l'Algérie), ne pouvant se permettre cette flexibilité, supportent le poids du marché.

Cette subdivision est également un des facteurs néfastes qui a longtemps entaché la discipline au sein de cette organisation entravée dans le même temps par le respect du seuil limite de réduction du quota de chaque membre sachant, encore une fois, que le pétrole est l'unique source de revenus de tous les pays du cartel. Ce dernier a ce réflexe de faire recours à la sensibilisation des producteurs «non OPEP» pour contribuer à l'équilibre du marché.

Mais, le consentement OPEP- «non OPEP» a toujours été une perspective difficile. D'abord, beaucoup de pays «non OPEP» disposent d'une économie peu dépendante des revenus pétroliers et parmi eux figurent ceux de l'OCDE qui constituent, avec l'AIE, un outil de guerre contre le cartel. L'objectif est d'éloigner ce dernier du contrôle du marché du brut.

Les «non OPEP» de l'OCDE, fidèles au principe du libre marché, sont capables de provoquer un effet d'entraînement sur d'autres pays hors cartel.

Les promesses de ces pays de contribuer à la réduction de la production demeurent souvent un pari non entièrement gagné d'avance. Il faut rappeler le périple avorté du ministre omanais du pétrole aux débuts de 1994, en qualité de médiateur OPEP- «non OPEP», malgré les soutiens et promesses récoltés auprès d'une dizaine de pays producteurs hors cartel. Il reste ainsi difficile pour l'organisation gouvernementale de transformer ces promesses en engagements fermes.

Du côté des pays pétroliers non OCDE et «amis» de l'OPEP, les problèmes économiques et d'endettement ne leur permettaient pas de réduire conséquemment leurs productions. En octobre 2001, la Russie a fait savoir qu'elle ne peut sacrifier ses intérêts pour ceux du cartel et envisageait même d'augmenter sa production d'environ 7% à 10% pour mieux gérer sa dette et répondre, si besoin est, aux retombées des attentats du 11 septembre 2001 qui ont secoué l'économie américaine. Pour rappel, la Russie était pourtant, en ce moment-là, le second producteur mondial de pétrole, après les États Unis, avec plus de 7.5 MMb/j. A défaut d'adhésion suffisante des producteurs «non OPEP», les grosses cylindrées du cartel se voyaient parfois contraintes à produire plus pour rattraper le déficit rentier mais cette pratique peut ne pas être fructueuse à tous les coups puisque entre 1985 et 1993 la production de l'OPEP a augmenté de 75% tandis que ses revenus ont chuté de 30% et les séquelles du choc pétrolier de 1986 se ressentaient encore jusqu'aux années 1990-2000 dans certains pays de l'organisation.

En revanche, une baisse de la production de l'OPEP implique, quant à elle, une chute des revenus mais aussi de sa part de marché au profit des producteurs hors cartel. La réduction de la production n'est pas une mesure suffisante tant que l'offre excède la demande et seule la résorption totale du surplus sur le marché est en mesure de soutenir les prix. Faut-il encore que cette réduction soutienne également les revenus de chaque pays

membre; ce qui n'est pas toujours le cas, raison pour laquelle chaque pays est contraint à prendre des mesures individuelles pour transcender, à sa façon, la crise.

Afin de pallier les déficits budgétaires, certains pays de l'organisation ont recours au non-respect des quotas en produisant un surplus de quoi arrondir leurs fins d'exercice sachant que pour ces pays l'économie de production étant quasi-inexistante, le pétrole est l'unique source de revenus. Il suffit de produire un peu plus pour engranger un peu plus, si les prix le permettent, mais non sans s'accuser les uns les autres d'avoir produit plus que le quota officiel comme ce fut la querelle entre l'Arabie saoudite et l'Iran en 1999.

Tant que les surproductions sont faites en «cachette» et non officiellement déclarées, le prix du baril peut curieusement se maintenir momentanément, une des raisons pour laquelle les surproducteurs du cartel convoquent une réunion pour légitimer une situation test qui semble ne pas avoir trop affecté le marché.

Mais l'expérience a souvent montré que le marché est très sensible aux décisions officielles. La réunion de Djakarta du 26 novembre 1997, ayant porté le quota de production de 25 MMbj à 27 MMbj, avait une part de responsabilité dans l'effondrement qu'a connu le marché ensuite.

Cette manigance, qui est de coutume chez certains pays de l'OPEP, fondateurs de l'organisation de surcroît, n'a pour conséquence qu'une contraction du prix du baril, déjà exposé à la production hors cartel et notamment celle des pays industrialisés dont le revenu pétrolier est loin d'être l'épine dorsale de l'économie globale. Ces pays, qui produisent librement et sans compter, cassent, à leur profit, les prix (et l'OPEP aussi) et n'obéissent qu'aux lois du marché. En principe, dès lors qu'un pays est membre du cartel, il ne lui est normalement pas permis de réagir individuellement et isolément à l'effritement du marché. Mais la devise de ce cartel a toujours été « *Il n'est pas interdit de tricher mais plutôt de se faire attraper* ». Alors, tout est permis pour les grosses cylindrées.

Revenons, encore une fois, au passé pour mieux comprendre le présent et pronostiquer le futur de cette organisation. Devant l'impasse dressée par l'indiscipline au sein de cette organisation et le bras de fer imposé par les autres producteurs, chaque pays de l'OPEP essaie de sortir sa propre recette pour rattraper le manque à gagner. C'est le principe du «chacun pour soi» ou du «sauve qui peut» au sein d'un cartel qui continue de s'appeler ainsi. En général, l'augmentation illicite ou tricheuse de la production est le moyen le plus usité par les grosses cylindrées du groupe quand le cours du pétrole est en baisse. En dehors des surproductions «illicites», l'Arabie saoudite, par exemple, a la possibilité de mettre sur le marché plus de pétrole «light» (plus cher) que d'habitude. Pour ce pays, qui vit un déficit budgétaire depuis les années 1980, et encore creusé depuis 2014, un dollar de perdu par baril équivaut à une perte de quelques milliards de dollars même si ses revenus pétroliers (90% des recettes d'exportation du pays) représentent 7 à 8 fois ceux de l'Algérie. C'est ce déficit budgétaire qui avait entraîné ce pays à réduire ses investissements de 20% et doubler ses exportations depuis la guerre du Golfe, en 1991, et l'embargo sur l'Iraq. L'Arabie saoudite est en effet connu comme le *swing producer* de l'OPEP, c'est-à-dire qu'il peut fluctuer sa production pour rattraper tout déficit causé par un membre de l'organisation. La production saoudienne est passée ainsi de 5.4 MMb/j, en juillet 1990, à 8.4 MMb/j en novembre 1992 contre seulement 500.000 b/j pour l'Iraq dont le quota d'avant-guerre était de 3 MMb/j. Avant cette guerre, le baril qui avait atteint des pics de 28 à 30 dollars, a dégringolé à moins de 20 dollars durant le conflit suite à la stabilisation des approvisionnements par la « chasse au faucon » saoudienne dont le secteur pétrolier ne contrôlait pourtant que 30% du PIB qui tournait autour de 120 milliards de dollars à l'époque.

Ces confortables marges de manœuvre qui s'offraient à l'Arabie saoudite ont été, durant longtemps, soutenues et applaudies par la Maison-Blanche qui a tout intérêt à ce que le royaume d'Arabie, alors détenteur de 16% des réserves mondiales, soit le leader de l'OPEP afin de faire monter ou chuter les cours selon les intérêts et les objectifs des américains. Ces derniers pourront alors

se ressourcer d'un pétrole à bon prix puisque le baril acheté par Washington à l'extérieur, mais pas à n'importe quel prix, revenait moins cher que celui produit aux États-Unis.

Au sein de l'OPEP, les américains ont toujours compté sur leur allié saoudien pour des raisons historiques dont nous rappelons brièvement l'essentiel. Durant les années 1930, avec la création de la *Standard Oil of California* (SOCAL), les États-Unis avaient obtenu une concession des chefs wahhabites pour explorer et exploiter les ressources pétrolières du royaume. En 1945, le Président Roosevelt et Ibn Saoud avaient négocié un accord engageant Washington à protéger militairement la dynastie des Saoud en échange de l'exploitation des richesses pétrolières du royaume, négociations faisant suite à l'évolution de la SOCAL, devenant, en janvier 1944, l'*Arab American Oil Company* (l'actuelle ARAMCO) dans laquelle des compagnies américaines n'ont pas tardé à détenir 10% à 30% du capital en investissant dans le royaume.

Seulement, les américains savaient et savent très bien que le pétrole d'Ibn Saoud pourrait leur échapper un jour. À partir de 1972, au moment où les américains passaient par leur pic pétrolier, le gouvernement saoudien a commencé à mettre la main sur les intérêts des compagnies étasuniennes, en représailles au soutien de Washington à Israël lors de la guerre du Kippour, avant la nationalisation complète d'ARAMCO en 1980, qui devient saoudienne à 100% jusqu'à ce jour. Mais l'injonction américaine dans la politique de l'OPEP, par le biais du royaume wahhabite, est toujours d'actualité.

Durant l'année 2000, par exemple, quand le baril a dépassé la barre des 32 dollars, le geste de l'OPEP de produire 1.4 MMb/j de plus qu'elle en a projeté de produire en 2001, n'a pas rassasié Washington dont les pressions et les menaces sur les membres du cartel, avec la complicité de l'Arabie saoudite, ont fini par forcer la main à l'organisation qui a augmenté, à quatre reprises, sa production, dédisant ainsi ses propres décisions d'augmentation, prises quelques jours seulement auparavant. Plus de 3.7 MMb/j ont été injectés sur le marché par l'OPEP au cours de cette année. L'objectif est de ramener le prix du baril à un niveau acceptable par

Washington et l'ensemble des grands consommateurs, et répondant à un mécanisme d'ajustement des prix, décidé à Vienne, en juin 2000. Ce mécanisme, qui visait le maintien du prix du baril entre 22 dollars et 28 dollars, autorisait une augmentation de la production de 500.000 b/j si le prix est supérieur à 28 dollars pendant 20 jours consécutifs et une diminution de la même taille si le prix demeure inférieur à 22 dollars pendant 10 jours consécutifs seulement. L'application de ce mécanisme, qui favorisait beaucoup plus les gros consommateurs mais aussi les géants de l'OPEP, est systématique et ne demandait pas de réunions de concertation des membres. Pour ces derniers, et particulièrement ceux à faible revenu, tant que dure ce mécanisme, un baril à 35 ou 40 dollars et les embellies pétrolières ne sont plus que de vieux souvenirs. Ce système discriminatoire et dégradant l'économie des pays membres, à faibles capacités de production, allait à l'encontre de l'intérêt collectif du cartel où seuls les gros producteurs trouvent leurs comptes en produisant et exportant plus. Cela ressemblait, déjà, aux prémices d'une fission du cartel. A ce titre, des rumeurs avaient circulé, en août 2002, sur un retrait possible du Nigeria dont le quota officiel (1.78 MMb/j) ne représentait que 60% de ses capacités de production. L'Algérie, qui plaidait, et plaide toujours, pour la soudure de l'OPEP dans la stabilité du marché, souhaitait aussi hisser progressivement son quota vers 1.2 MMb/j à 1.4 MMb/j en prévision de l'entrée en production de certains gisements en partenariat vers 2005 mais cela n'a pas été facile.

Soixante-dix ans plus tard, en janvier 2015, suite au décès du Roi Abdallah, le Président Barack Obama rencontra et présenta ses condoléances à Salman Ibn Abdul-Aziz Al Saoud, le nouveau roi et 25ème fils d'Ibn Saoud avec qui Roosevelt avait négocié l'accord historique (pacte du Quincy) entre les deux pays. Le roi Salman n'a pas manqué d'attirer l'attention d'Obama sur la nécessité de mettre en œuvre le « Plan de Paix arabe » qui prévoit le retrait israélien des territoires palestiniens occupés afin de réduire le terrorisme au moyen Orient et dans le monde. Depuis les attentats du 11 septembre 2001 et l'émergence de l'islam radical en Arabie saoudite, les relations entre les Américains et les Saoudiens n'ont jamais été plus controversées...Jusqu'à ce jour. L'exploitation actuelle des

pétroles et gaz non conventionnels par les États-Unis confère à ces derniers une certaine liberté et une indépendance face au royaume wahhabite et au Moyen-Orient d'une façon générale, une liberté qui fragiliserait l'équilibre entre les différentes alliances.

Si les choses iront toujours de travers au sein de l'OPEP, entre l'Arabie saoudite et quelques membres lésés, il y a lieu d'entrevoir la transformation pure et simple du Conseil de Coopération du Golfe - CCG (Arabie saoudite, Bahreïn, Émirats Arabes Unis, Koweït, Qatar et Oman) en une mini OPEP régionale (Bahreïn, Oman et Qatar ne sont pas membres de l'OPEP aujourd'hui).

Cette confédération, créée d'ailleurs bien après l'OPEP, en 1981, dispose, en plus, de 30% des réserves mondiales (sans tenir compte de la toute dernière présumée découverte d'avril 2018, à Bahreïn, d'un gisement pétrole de schiste contenant 80 milliards de barils). Auquel cas, l'économie du reste des pays de l'actuelle OPEP et en particulier ceux à faibles revenus, sera soumise à une spirale plus que jamais infernale au point où il faudrait se demander si l'appartenance à ce cartel est réellement payante de nos jours pour ces pays dont les personnalités considèrent, euphoriquement, d'« accord historique » tout consensus entraînant une modique augmentation du prix du baril d'un ou deux petits dollars. Le marché révèle souvent que les déclarations euphoriques et les confidences de ces personnalités sont à prendre avec une pincée de sel. Même si l'Équateur et le Gabon ont fait partie de l'OPEP, ces deux pays, défavorisés, avaient quitté l'organisation respectivement en 1992 et 1995 avant que l'Indonésie, avec 200 millions d'âmes (266 millions aujourd'hui), eût menacé de les suivre en 1998 et elle a fini par quitter définitivement le cartel en 2016.

Naturellement, les pays à faibles capacités de production supportent tout le poids de la détérioration du baril et ce n'est pas leurs modestes et éventuelles surproductions qui vont inonder le marché ou faire rattraper leur manque à gagner. Ces pays ont toujours tendance à guérir le mal à sa racine en plaidant, à chaque occasion, pour une réduction de la production, sacrifiant ainsi une partie de leurs quotas pour sauver les prix et...l'OPEP «wahhabite» aussi. Cependant, comme le prix du baril évolue de manière très

lente, son raffermissement ne peut compenser immédiatement le déficit encouru. Ce remède ne pourrait être fructueux qu'à moyen terme si, entre temps, d'autres facteurs ne viennent compromettre la stabilité des prix.

Devant la précarité du marché, les petits pétroliers n'avaient en fin de compte pour unique solution que le recours pur et simple à des mesures endogènes et désespérées : l'austérité ou la casse de la tirelire. Mais agir directement sur la balance commerciale ne fait que différer les difficultés économiques du pays puisque l'«excédent» de la balance résultant ne serait qu'illusoire. Il ne constitue pas, dans sa forme, un indice économique sain si cela perturbe le niveau de la demande sociale. À titre d'exemple, la chute du prix du baril de 1998-1999 a mis au rouge les voyants des économies de bon nombre de pays pétroliers. Les pertes infligées sont estimées à plus de 12 milliards de dollars pour l'Arabie saoudite, 6.6 milliards pour le Koweït et seulement 900 et 500 millions de dollars pour les Emirats arabes unis et le Qatar respectivement. Mais vu la faible population de ces pays, ce déficit n'altérerait pas trop le niveau de vie des citoyens, l'un des plus hauts au monde à l'époque, avec un PIB moyen de 15.000 dollars par tête, soit 10 fois celui de l'Algérie qui avait perdu près de 3.5 milliards de dollars. L'Algérie est restée si longtemps l'unique «dur escabeau» de l'OPEP. Son ancien ministre de l'énergie, Chakib Khelil, avait insufflé une réponse à cette question lors de la réunion d'Osaka, le 20 septembre 2002, en révélant que l'Algérie, dont le quota officiel était de 693.000 b/j, produisait 1.12 MMb/j, révélation «coup de gueule» faisant justement suite au refus de pays de l'organisation d'aborder les discussions sur les nouveaux quotas, quand l'Algérie s'apprêtait à demander de porter le sien à 1.1 MMb/j, alors que la même organisation, qui produisait 21.7 MMb/j, reconnaissait que le dépassement des quotas totalisait 2 à 2.5 MMb/j. Pour rappel, l'Algérie ne voulait que revenir, dans un premier temps, à son quota des années 1980 avant d'atteindre ses totales capacités (1.4 MMb/j) dans quelques petites années, avec la production effrénée et les exportations des partenariats.

En somme, les mesures et les décisions prises par l'OPEP ne répondent pas aux intérêts de tous les membres mais uniquement à ceux des gros producteurs, et à leur tête l'Arabie saoudite, qui abuse de son « pouvoir » pétrolier pour dicter la stratégie à adopter. La guerre des prix imposée par l'OPEP aux schistes américains en 2014, et qui consistait à geler la production du cartel à 30 MMb/j, mettant en difficulté financière certains pays membres, était l'œuvre unilatérale du royaume wahhabite, chef de file de l'OPEP, qui contrôle le tiers de la production de l'organisation.

1.9 - Le début du fléchissement de l'OPEP : les raisons

Il fut un temps, dans les années 1970, le marché de l'or noir réagissait beaucoup plus aux restrictions et décisions de l'OPEP qu'aux manœuvres des autres gros producteurs hors cartel. Cette forte influence de l'OPEP était due au fait qu'elle contrôlait plus de la moitié de la production mondiale et à une certaine discipline encore obéissante régnait au sein d'une organisation fraîchement créée.

L'influence de l'OPEP a commencé à être entravée par des causes externes telles que la surabondance de l'offre, notamment après la découverte et l'exploitation de nouveaux gros gisements de par le monde. En effet, durant les années 1990, avec le développement des techniques d'exploration hautement sophistiquées, de grands gisements de pétrole allant jusqu'à quelques milliards de barils, ont été découverts dans le monde et notamment dans l'offshore profond au Golfe du Mexique, en Afrique de l'Ouest, au Brésil, etc. Cette abondance de pétrole avait donné non seulement davantage d'influence à des producteurs comme le Mexique, Brésil, Norvège, Russie, Royaume-Uni, etc., mais avait restreint la zone d'influence de l'OPEP, ce qui a contribué à générer les rivalités internes au sein du cartel où la défense des parts de marché individuelles devient plus que jamais primordiale. En effet, la part de marché de la production de l'OPEP a chuté de 55% en 1970 à 41% en 2014 et 30% aujourd'hui, même si le cartel contrôle 72% des réserves mondiales.

Les crises économiques récurrentes, l'économie d'énergie et les investissements dans les sources alternatives ont aussi leur part d'influence sur le recul de la demande mondiale de pétrole et il devient difficile pour l'OPEP de réguler le marché par les seuls fondamentaux physiques qui restent contrebalancés par des enjeux géopolitiques, financiers et économiques de telle sorte que les réductions ou les augmentations de la production de l'OPEP n'ont plus beaucoup d'effets sur le marché du moins dans la durée.

1.10 - L'OPEP, aujourd'hui et demain

L'avènement des schistes a montré que l'OPEP d'aujourd'hui n'est plus ce « tout puissant » d'hier. L'émergence de nouvelles donnes semble hypothéquer l'avenir du cartel en tant qu'acteur influent, voire incontournable comme par le passé. Après l'échec de la guerre des prix, qui est loin d'être finie, face aux schistes américains et la perte de ses parts de marché depuis 2014, au profit des producteurs américains, l'OPEP se trouve fragilisée par une tornade de conflits d'intérêt très divergents parmi ses membres, des intérêts d'ordre économique, géopolitique et géostratégique qui divisent ses membres en pro-américains et anti-américains, ce qui n'est pas sans effet sur les décisions prises par l'organisation. Il est clair, nous venons de le voir, que le « leader » du cartel, en l'occurrence l'Arabie saoudite, est un allié historique de la Maison-Blanche, ennemi traditionnel de l'Iran et du régime vénézuélien, eux-mêmes rivaux du royaume wahhabite. En septembre 2018, les trois gros producteurs du monde (États-Unis, Arabie saoudite et Russie) se sont concertés pour augmenter leurs productions afin de compenser le déficit qui serait généré par la production iranienne dès le début de novembre, une entente engageant le leader de l'OPEP et ignorant complètement le reste de ses membres.

Si, idéologiquement parlant, certains membres du cartel composent avec tout le monde il n'en demeure pas moins que leurs visions diffèrent par le fait que, pour les uns, le pétrole de l'OPEP doit servir encore d'arme politique comme durant la guerre de Kippour en 1973. C'est le cas des membres anti-occidentaux et à fort potentiel

pétrolier ou tout simplement, pour les autres, considérer le pétrole comme un simple produit au service de l'économie des pays membres, et là, c'est le cas de pays à faible potentiel pétrolier et à revenu limité mais, dans certaines mesures, de tous les membres du cartel, au vu de leur économie de rente très dépendante des recettes pétrolières, à un degré moindre le Qatar (qui n'est plus membre de l'OPEP) et le Koweït bien que les recettes pétrolières représentent la moitié de leur PIB. À cet enchevêtrement de divergences s'ajoute la manière de gérer la montée en puissance de gros producteurs comme les États-Unis, le Russie, le Canada, le Brésil pour ne citer que ces pays dont le rebond du niveau des réserves, durant ces dernières années, limite considérablement les moyens de pression de l'OPEP d'autant plus que ces pays se sont engagés dans une course à la production soutenue par la croissance des BRICS (Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud). Rappelons que rien qu'à elle seule, la Russie produit autant que l'Iran, le Nigéria, le Venezuela, l'Algérie, l'Équateur, le Gabon, la Guinée Equatoriale, le Congo, l'Angola et le Qatar et dispose des réserves d'environ 106 Mds bbl, soit plus que la centaine de milliards de barils que totalisent les mêmes pays, si on exclut l'Iran. Et en plus, l'OPEP a toujours gonflé les réserves de ses membres.

Concernant les énergivores non pétroliers, leur dépendance du pétrole est de plus en plus faible (moins de 5% du PIB). Par ailleurs, la spéculation sur le marché du pétrole contribue aussi à l'affaiblissement de l'autorité de l'OPEP qui n'est plus la seule à peser sur les prix du baril qui depuis les années 1980, est passé peu à peu sous influence des marchés de New York (*NYMEX*) et de Londres (*ICE*) qui dirigent notablement les cours. L'or noir tend donc à devenir une simple matière première où le jeu du marché se substitue à celui de l'OPEP d'antan, qui aujourd'hui est devenue un bateau où le gouvernail est celui du plus fort, mais, peut-être pour quelque temps seulement...avant le naufrage. Depuis l'année 2014, l'Arabie saoudite a carrément privilégié la défense de sa part de marché à celle de l'organisation face à l'augmentation de la production des schistes américains ce qui n'a pas été sans impact économique négatif sur les autres membres à faibles capacités de production. En effet, depuis le

développement des schistes et la chute vertigineuse des prix amorcée en juin 2014, l'OPEP est comme cette ligne droite qui a changé de direction au dernier moment. La voix et la voie du cartel sont désormais celles de son «maître», le royaume wahhabite, qui fait cavalier seul en refusant de jouer le rôle de *swing producer* et de collaborer étroitement avec les membres du cartel. Disposant de 22% des réserves de l'OPEP, de 35% de sa production, d'un coût de production le plus bas de l'organisation (moins de 10 dollars/baril) et d'un matelas de réserves de change de 700 milliards de dollars en 2014, l'Arabie saoudite, se croyant infaillible, s'était engagée à défendre, en solo, sa part de marché contre le pétrole non conventionnel américain quitte à voir un baril à 20 dollars, sans se soucier de l'économie des autres pays du cartel. Mais, affaibli par les deux guerres, celle du Yémen et celle contre les schistes américains, le royaume saoudien a enregistré un déficit budgétaire d'une centaine de milliards de dollars à fin 2015. La réunion de Doha, du 15 février 2016, pour le gel de la production n'est pas seulement un premier signe d'abdication du royaume dans son entêtement à défendre à tout prix sa part de marché mais aussi une forme d'appel «au secours» aux autres grands producteurs en vue d'une stabilisation des prix pour soigner son déficit et alléger l'austérité imposée à son peuple dès 2016 en terme d'augmentation des taxes, des tarifs et de coupes budgétaires. Nous savons que le recours à la sensibilisation des producteurs «non OPEP» pour contribuer à l'équilibre du marché a toujours été une perspective difficile. Tant que la production de l'OPEP n'était pas réduite à même d'éponger une différence de 2% entre l'offre et la demande (soit 2 MMbbl), ce mouvement de gel, qui n'avait pas de chances d'être suivi, n'avait ramené aucune amélioration palpable des prix. Ces derniers sont restés autour de 34 dollars le baril vers la fin de janvier 2016. Certains analystes avaient considéré cette légère stabilisation des prix comme une retombée «positive» de la réunion de Doha et à celle qui était prévue pour la mi-mars 2016. Mais les raisons de cette stabilisation des prix, qui avait débuté bien avant la réunion de Doha, traduisaient tout simplement la baisse de l'activité des schistes en termes de forage et de production, une tendance qui a été d'ailleurs prévisible.

En effet, le nombre d'appareils de forages pétroliers américains est passé de 1900 unités en juin 2014 à seulement 900 unités en juin 2015 puis à 502 unités en février 2016 et la production a chuté de 11.6 MMb/j en 2014 à 9,7 MMb/j en juin 2015 puis à 9.2 MMb/j en décembre 2015.

L'OPEP d'aujourd'hui n'ayant plus aucune influence sur le marché, ce dernier resterait contrôlé essentiellement par la production américaine pour quelques années encore tant que les schistes tiennent la route. En outre, l'influence de l'OPEP sur le marché n'est pas fonction du nombre de pays membres puisque 40% des réserves et 62% de la production du cartel sont détenus par 20% des membres moyen orientaux (Arabie saoudite, Koweït et les Émirats arabes unis) qui font aussi partie du conseil de coopération du Golfe (CCG) avec Oman et le Bahreïn, une forme d'OPEP dans l'OPEP. C'est un peu le principe de Pareto. Il est vrai que L'OPEP d'aujourd'hui n'est plus ce « tout puissant » d'hier, mais elle a encore une chance de rester un acteur incontournable du marché du pétrole. Ce cartel doit cependant savoir «renaître» de ses cendres, encore fumantes, s'il veut venir à bout des enjeux économiques, géopolitiques et géostratégiques au risque d'un éclatement avec l'émergence de lourds programmes de transition énergétique à grande échelle où le pétrole ne serait plus qu'un moyen d'accompagnement pour les énergies alternatives. Un autre facteur, et non le moindre, ayant affaibli l'influence de l'OPEP, déjà compromise par des conflits internes, est l'émergence des hydrocarbures non conventionnels qui sont responsables de l'effrayante situation économique de la majorité des membres. En effet, depuis 2014, l'OPEP n'a rien pu faire pour barrer le chemin aux schistes américains et leur échéance n'est pas de sitôt.

Bien au contraire, le pétrole de schiste est venu ébranler les rangs de l'OPEP et effrayer ses gouvernements rentiers au point où on se demandait si le cartel arrivera à réimposer un marché de type «producteur-vendeur» avant le déclin irréversible des schistes.

Ces derniers ne sont pas cantonnés uniquement aux États-Unis, mais un peu partout à travers le monde et l'extension de la

technologie de leur exploitation pourrait augmenter leur longévité à même de submerger davantage le retour de l'influence de l'OPEP. Cela reste une hypothèse.

1.11 - Le pétrole non conventionnel effraye les rentiers

Depuis un siècle, jusqu'aux débuts des années 2000, le prix nominal du baril de pétrole a toujours oscillé dans une fourchette allant de un (01) à 40 dollars avec, parfois, des prix plafonds et planchers habituellement causés par des facteurs géopolitiques ou techniques ponctuels et éphémères.

Le premier pic avoisinant les 100 dollars fut engendré par la révolution iranienne et la guerre Iran-Iraq vers l'année 1980 tandis que la crise économique asiatique de 1999, associée à une forte production du brut irakien, a fait dégringoler le prix sous la barre des 10 dollars avant de reprendre une envolée vers 30 dollars à partir de 2004 suite aux grèves des pétroliers vénézuéliens et à l'instabilité politique dans ce pays, membre influent de l'OPEP. Depuis, le prix du baril n'a cessé de croître, notamment en 2005 quand l'ouragan Katrina a ravagé les installations du golfe du Mexique et a contraint la Maison-Blanche à puiser dans ses réserves de stocks stratégiques.

Les attaques des sites pétroliers au Nigeria, en 2006, ont également fait chuter la production de 600 000 b/j, propulsant les cours à plus de 55 dollars. Le prix du baril grimpe à 70 dollars en 2007 puis à 110 dollars en 2008 avant d'atteindre le pic historique touchant les 148 dollars le 11 juillet de la même année. En cause, une faiblesse du dollar et un regain de tensions géopolitiques en Iran et au Nigeria. Le «*Mend*», le groupe rebelle le plus important du Nigéria, annonça la fin d'un cessez-le-feu unilatéral en menaçant les intérêts britanniques engagés sur place, pendant que l'Iran continuait ses démonstrations de force attisant les tensions dans la région, bien que les négociations avec l'Union européenne, à propos du programme d'enrichissement nucléaire mené par Téhéran, se poursuivaient.

Durant la décennie 2004-2014, riche en facteurs haussiers, l'économie mondiale s'est donc progressivement adaptée à un prix de pétrole de plus en plus cher, dépassant les 100 dollars le baril jusqu'en juin 2014. Mais il n'est de plus naïf que celui qui imaginait que le prix du baril ne redescendrait plus jamais en dessous de ce seuil. Depuis le «*shale gas boom*» de 2008 qui a fait chuter le prix du gaz de 12 ou 13 dollars/MMBTU en 2006 à seulement 2 ou 3 dollars/MMBTU sur le marché spot américain, comment ne pas s'attendre à une chute du prix du pétrole avec le «*Shale Oil boom*» ? Les compagnies américaines se sont en effet tournées vers le pétrole de schiste dont le prix de vente offre une meilleure rentabilité comparativement au gaz de schiste. Depuis l'année 2011, le nombre d'installations de forage pour le gaz de schiste a été divisé par quatre aux Etats-Unis, alors que les installations pour le pétrole de schiste ont été multipliées par sept. Si les facteurs géopolitiques et techniques ont toujours un impact ponctuel, et donc passager sur le cours du marché pétrolier, ce dernier risque une déprime relativement plus prolongée avec le développement du pétrole non conventionnel d'autant que les grosses réserves sont en majorité en possession de pays non OPEP énergétivores et à court de pétrole conventionnel, à l'exception du Venezuela et de la Libye, membres de l'OPEP, qui disposeraient d'importantes réserves de pétrole non conventionnel non encore exploitées.

Aujourd'hui, avec l'entrée en lice du pétrole non conventionnel et notamment l'augmentation récente de la production du pétrole de schiste américain, l'histoire semble se refaire. C'est au tour des consommateurs et multinationales d'imposer les règles de la politique pétrolière mondiale. Le prix du baril sera inévitablement contrôlé par la production du pétrole non conventionnel américain qui gagne en part de marché. La chute de plus de 50% du prix du baril entre juin 2014 dollars et aujourd'hui, malgré les tensions géopolitiques (offensive des islamistes de l'EIL en Irak, la guerre en Syrie, au Yémen, etc.), coïncide avec l'escalade du pétrole non conventionnel issu des schistes texans, en particulier, même si la faible croissance économique en Chine et en Europe ont leurs parts de responsabilité. Le souhait des pays les plus touchés par cette

déprime du marché (l'Algérie, la Libye et le Venezuela) de diminuer les quotas de production pour redresser les prix, n'a pas trouvé d'écho lors de la réunion de l'OPEP du 27 novembre 2014. La stratégie de l'OPEP de ne pas réduire sa production semble répondre à la crainte de perdre de sa part de marché qui est de 33% alors qu'elle était de 50% à 55% dans les années 1970. Mais la véritable raison est ailleurs.

L'Arabie Saoudite, en imposant la guerre des prix par le maintien du quota de l'organisation à 30 MMB/j pour faire chuter le prix du baril et envenimer ainsi la rentabilité du pétrole de schiste américain, semble avoir oublié le coup du gaz de schiste, «rentabilisé» par l'administration américaine par des subventions visant à limiter au maximum les importations. L'OPEP, par la voix de son ancien secrétaire général, le libyen Abdalla El-Badri, avait situé à environ 80 dollars le seuil de rentabilité du pétrole de schiste américain, ce qui n'était pas de l'avis de Harold Hamm, le patron de Continental Resources, pour lequel un seuil de 70 dollars correspond au coût «full cycle» des Capex, incluant l'acquisition du terrain et les infrastructures de base pour l'ensemble des forages. Toujours selon ce patron, comme pour répondre aux partisans de la guerre des prix imposée par l'OPEP, le pétrole de schiste du gisement de Bakken était profitable à moins de 50 dollars le baril, voire 40 dollars ou 30 dollars dans certaines régions. Avec le pétrole de schiste, plus rentable que le gaz, les américains ont montré plus de marges de manœuvre technologiques et réussi leur pari même avec des prix au-dessous de 50 dollars le baril sur la dernière décennie durant laquelle ils ont pu changer entièrement le paysage énergétique en créant des problèmes de revenus aux pays rentiers où la paix sociale combinée aux mouvements djihadistes en Syrie, en Iraq, voire au Maghreb, n'attend que cette petite goutte qui fait déborder le vase. L'Arabie Saoudite, qui n'en est pas épargnée, a ainsi réussi à programmer une véritable bombe à retardement au sein des pays rentiers du cartel. Jusqu'à quel seuil peuvent survivre ces pays si la production des schistes allait à maintenir sa progression dans les années à venir et à des coûts de plus en plus bas ?

L'apport du pétrole des schistes incite non seulement les États-Unis à limiter les importations mais aussi d'envisager d'accroître le niveau des exportations et concurrencer le pétrole de l'OPEP dans ses propres marchés pertinents. Il est vrai que les réserves de pétrole de schiste américains ne représentent que 22% des réserves conventionnelles mais l'embarras pour l'OPEP est que les réserves de schiste sont détenues par une poignée de consommateurs non OPEP qui peuvent s'auto suffire de longues années durant sans grand recours au pétrole conventionnel du cartel. L'OPEP qui aura ainsi perdu toute sa crédibilité et son influence.

1.12 - Le retour du pétrole conventionnel de l'OPEP

Comme pour le gaz, le pétrole non conventionnel issu des schistes est bien là. Il a réussi à chasser un équivalent volumétrique du marché conventionnel en cassant les prix. Mais, comme le gaz de schiste aussi, le pétrole de schiste a une durée de vie très limitée comparativement au type conventionnel. Pour l'instant, le pétrole de schiste est produit à pleine capacité par les Etats-Unis mais finira par atteindre son pic national dans, peut-être, une dizaine d'années avant d'amorcer son début de déclin irréversible, pendant que les réserves mondiales de pétrole conventionnel détenues par l'OPEP vont continuer à être produites à l'économie (par quotas). Leur pic ne sera atteint que dans une cinquantaine d'années pour s'épuiser quarante années plus tard au rythme actuel de leur production. Ce n'est donc ni le pétrole de schiste ni les sables bitumineux qui vont aider les besoins mondiaux à atteindre 112 MMBj à l'horizon 2040 (estimation selon l'OPEP). Aujourd'hui, le pétrole non conventionnel ne contribue qu'à hauteur de 7% à 8% dans la production mondiale (environ 6% pour les schistes américains et 2% pour les sables bitumineux canadiens). Malgré le boom spectaculaire du pétrole non conventionnel aux Etats-Unis, l'administration Obama avait annoncé que la production américaine de pétrole de schiste plafonnerait en 2016 et amorcerait son déclin en 2020. Même si certains spécialistes repoussent à plus loin le plafonnement du pétrole de schiste, la perte de ses parts de marché au profit du pétrole conventionnel, dans les prochaines années et, partant, le raffermissement des prix du baril,

semble être une certitude. En attendant, le pétrole de schiste pourrait continuer à baisser épisodiquement le prix du baril mais certainement pas en-dessous de son coût réel d'extraction, seuil à partir duquel il faut s'attendre à une trêve d'extraction à la faveur d'un rebond des prix. Les Etats-Unis, eux-mêmes, ne voient pas dans le pétrole de schiste un substitut au pétrole conventionnel ni une solution à long terme mais seulement une issue de secours quand le prix du baril s'envole et rend les schistes rentables. Tant que les réserves de ces derniers ne sont pas encore épuisées, toute remontée du prix du baril est synonyme du retour en force de leur production et inversement. Nous allons donc assister à un jeu de yoyo «pétrole de schiste-pétrole conventionnel» sur une période qui n'excéderait, peut-être pas une dizaine d'années.

Pour rappel, après le premier choc pétrolier de 1973 (guerre du Kippour et atteinte du pic pétrolier américain en 1970), quand les pays arabes avaient décidé d'augmenter le prix du baril de 70%, le recours aux schistes bitumineux dans le monde avait porté immédiatement la production de ces derniers à un pic de 900 000 b/j en 1980 avant de retomber à 300 000 b/j en 2000 suite à la baisse des prix du pétrole conventionnel. Si les américains viennent de renouer, depuis 2008, avec le pétrole et gaz non conventionnels, c'est qu'ils savaient que ce serait la dernière carte à jouer avant de recourir, à nouveau, comme importateur, au pétrole conventionnel de l'OPEP, dès que leurs schistes auront livré l'essentiel de leur potentiel. Ce serait l'avènement d'un 5ème choc pétrolier avec un prix du baril qui, lui, va renouer avec ses trois chiffres délaissés depuis juin 2014 et à cause des schistes justement.

1.13 - Un baril à trois chiffres : un scénario possible ou le 5ème choc

La chute vertigineuse des prix du baril depuis juin 2014 a tous les qualificatifs d'un choc pétrolier, le quatrième en l'occurrence, au vu de la définition classique qui décrit un choc pétrolier comme une variation conséquente des prix, causée par une diminution ou une augmentation de la production. Les crises resteront un phénomène récurrent tant que l'économie mondiale dépendra étroitement du pétrole. Les périodes et les raisons des différents chocs pétroliers

sont bien connues, mais nous allons les rappeler, très succinctement, pour bien situer la conjoncture actuelle et augurer celle à venir.

Le premier choc est survenu en 1970 quand la production américaine a commencé à chuter après son passage par un pic de plus de 11.3 MMb/j. La hausse des prix du baril, passant de 4 à 16 dollars, a été provoquée par la réduction de la production des pays arabes membres de l'OPEP et l'embargo qu'ils ont imposé, en 1973, aux alliés d'Israël pendant la guerre de Kippour. Ce choc, déroulé jusqu'en 1978, a été relayé par un second en 1979, lié à la révolution iranienne et la guerre Iran-Iraq qui ont fait exploser les prix du baril de 20 à 40 dollars. Les prix sont restés entre 30 et 40 dollars jusqu'en 1986 avant de chuter à un niveau moyen de 15-20 dollars jusqu'à l'année 2004 qui marque l'amorce du troisième choc, nourri par les tensions géopolitiques, la spéculation, les craintes sur l'offre et une diminution inattendue des réserves de stocks américaines qui ont reculé à moins de 300 MMbbl. Ce troisième choc, plus étalé dans le temps, a atteint son apogée le 11 juillet 2008 quand le prix du Brent a percuté les 148 dollars pour ensuite replonger brutalement, en 2009, à 40 dollars avant de rebondir vers une fourchette à trois chiffres jusqu'en juin 2014 quand les schistes sont venus éroder les prix de moitié. Les chocs pétroliers ont toujours servi de leçons pour les producteurs mais aussi pour les consommateurs à l'exemple de la création, en novembre 1974, par les pays occidentaux importateurs de pétrole, de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), suite à l'embargo imposé par les pays arabes de l'OPEP en 1973.

Actuellement, nous vivons encore les effets du quatrième choc, causé par une production des schistes soutenue par l'innovation en matière de réduction des coûts et d'amélioration des techniques de forage, réalisant des puits multi drains horizontaux de plus de 5000 mètres, contre 3000 mètres initialement avec des intervalles de fracturation tous les 30 mètres, au lieu de 100 mètres auparavant, etc. Ceci a énormément augmenté les débits des puits et maintenu la production à des niveaux assurant une marge de rentabilité de certains gisements avec un baril de 30 à 40 dollars. Mais comme tous les précédents, ce quatrième choc, qui ne peut s'éterniser, finira, un jour, par s'éclipser sous la pression et le retour

en force d'un pétrole conventionnel plus disponible et moins coûteux. Un retour qui marquera le cinquième choc dont les préludes commencent déjà à germer.

Malgré le «*shale boom*», beaucoup de spécialistes, désormais plus circonspects, reviennent sur leurs premières analyses concernant les réserves et la durée de vie des schistes, devenue plus courte, et leur plafonnement plus proche que prévu. Les États-Unis qui savent que le pétrole de schiste est seulement un substitut momentané à leur pétrole conventionnel, épuisé depuis une quarantaine d'années, en sont conscients et produisent ainsi à plein régime, le plus vite possible, pour hisser les réserves nationales, les réserves de stock et stratégiques afin de bien gérer l'après schiste qui, à leurs yeux, pointe à l'horizon.

La vitesse de déclin des schistes étant exponentielle (déclin de 30% par an et par puits), la chute de leur production sera de plus en plus rapide et le maintien de la production nécessite de forer de plus en plus de puits du fait que beaucoup de gisements ont atteint leur un pic en 2015 et d'autres pourraient suivre probablement à partir de 2020, année au-delà de laquelle tout sursis tenté par un effort de *boosting* de leur production demanderait de gros investissements difficiles à récupérer, ce qui conduirait purement et simplement à l'arrêt définitif ou partiel de leur exploitation dans les cinq ou six années à venir, soit à partir de 2025. Les compagnies vont se concentrer sur les rares zones encore rentables et il y aura moins de production, moins de bénéfices et donc moins d'investissements dans les schistes et moins d'offre sur le marché. L'ère des schistes n'aura vécu qu'un peu plus d'une quinzaine d'années (2008-2025), dont une dizaine pour le boom et sept années pour le déclin durant lequel le retour du pétrole conventionnel de l'OPEP et la remontée des prix devraient commencer à reprendre progressivement leurs droits dès l'année 2020 mais l'impact de la pandémie Covid-19 est venue voiler la portée des pronostics.

Même si beaucoup de pays semblent disposer de réserves conséquentes capables de relayer le boom américain, tout le monde aura su que le mirage des schistes, aperçu dans le laboratoire

américain, est périssable et qu'il serait oiseux de récidiver ailleurs, notamment là où le potentiel conventionnel n'a pas encore atteint son pic. Plusieurs messages semblent se manifester depuis quelque temps dans la stratégie américaine de faire le plein du brut avant que ne survienne le second «Peak Oil», celui des schistes cette fois-ci. C'est vrai que la politique énergétique de Donald Trump était basée sur la réhabilitation du «tout fossile», mais les américains, et l'ancien président, Barak Obama à leur tête, connaissent bien leur domaine minier et semblaient convaincus d'une correction naturelle du marché dans les années à venir, par le plafonnement puis le déclin des schistes à la faveur d'un prix du baril à trois chiffres et qu'il y a lieu de se préparer à ce qui pourrait être qualifié de cinquième choc pétrolier vers 2025.

Bien que l'exploitation des gisements de schiste ait décuplé la production de pétrole aux États-Unis, qui deviennent ainsi le premier producteur du monde, devant l'Arabie Saoudite et la Russie, il est intéressant de signaler que l'administration Obama semblait vouloir camper sur sa position de maintenir l'interdiction des exportations de son pétrole, une interdiction imposée par le choc pétrolier des années 1970, pour s'assurer que le pays ne vienne à manquer d'énergie. À l'occasion du «*shale boom*», cette interdiction d'exportation était jugée de révolue par les grandes compagnies américaines qui se sentaient pénalisées par un faible prix du pétrole qu'elles produisent à coût élevé tant que l'interdiction d'exporter n'est pas levée. Ces compagnies voient en la levée de cette interdiction la meilleure façon de lutter contre la hausse des prix imposée par l'OPEP que de puiser sur les réserves stratégiques, pratique protectrice habituelle des États-Unis. Mais la stratégie de l'administration Obama était de vouloir épargner le pétrole américain pour l'avenir, quand il sera encore plus difficile de s'approvisionner.

Ce que veulent faire les américains, en général, c'est de produire les «éphémères» schistes pour inonder le marché, renflouer les stocks stratégiques, faire chuter les prix puis importer, à bas prix, pour répondre aux besoins court et moyen termes tout en investissant dans la stratégie du long terme lorsque les schistes auront disparu. Chaque baril de pétrole importé permet ainsi d'éviter

le déstockage et d'épargner un précieux baril américain qui pourrait être utilisé plus tard. C'est, en quelque sorte, un sacrifice court terme pour des intérêts long terme, notamment quand il s'agit de gérer des questions géostratégiques en relation avec l'utilisation, par certains pays «durs», de leur pétrole à des fins diplomatiques. En dépit des pressions externes de certains pays consommateurs qui souhaitent importer du pétrole et du gaz américains (Corée du sud, le Mexique et les européens désireux de limiter leur dépendance de la Russie), l'opinion générale américaine, dont les raffineurs, les démocrates et les écologistes, considère que l'autorisation des exportations du brut conduirait à éroder la part de marché des raffineurs américains, à augmenter les prix à la pompe et à l'intensification de la production des schistes, soit à la fréquence de la fracturation hydraulique, décriée pour ses effets sur l'environnement. Bien au contraire, et malgré les tensions et les conflits impliquant les États-Unis, ces derniers savent comment et quand privilégier la sécurité énergétique aux considérations géopolitiques, en important du brut de pays antagonistes comme la Russie, en 2015. Le pétrole russe acheminé vers les États-Unis dépassait en moyenne les 5 MMb/j par trimestre. Les américains avaient trouvé que l'achat du pétrole conventionnel russe, acheminé par voie maritime, coûte moins cher que le pétrole de certains gisements de schiste texans, acheminé par voie ferroviaire.

Il n'y a pas que le pétrole conventionnel russe qui foule le tapis rouge étasunien. Quelques jours à peine après l'accord sur le nucléaire iranien, le 14 juillet 2015, Barak Obama n'a pas caché un autre élément de sa vision stratégique «pro-conventionnelle» en déclarant ouvertement : «*Iranian Oil, Good; American and Canadian Oil, Bad*». Une déclaration très mal digérée par ses alliés les plus proches, et en particulier les canadiens dont le projet de l'oléoduc *Keystone XL*, reliant le Canada aux États-Unis, souffrait depuis 2008 à cause du refus du président américain d'approuver sa réalisation bien que ce pipeline vise à apporter d'énormes quantités de pétrole de sables bitumineux canadiens aux raffineries américaines et aux terminaux d'exportation. Ce manque d'infrastructure limitant le transport du pétrole canadien vers le l'Ontario et Québec et vers le

sud des États-Unis, ne fait que gonfler les stocks et chuter le prix du brut nord-américain (*WTI*) sous celui du Brent bien que ce dernier soit plus lourd et moins facile à raffiner. Il faut noter que la réalisation du *Keystone XL* permettrait de rééquilibrer les prix et réduire le «*spread*» entre le Brent et le *WTI*, mais est-ce dans l'intérêt de la Maison-Blanche ? Obama, qui opposait toujours son veto au projet *Keystone XL*, justifiait son refus par le fait que ce projet «*n'est pas dans l'intérêt national*». L'administration Obama, qui avait fait pression sur le Congrès pour lever les sanctions sur l'Iran, voyait plutôt l'intérêt des États-Unis dans l'assurance de leurs approvisionnements futurs en un pétrole conventionnel plus disponible, même venant d'un pays qui considère l'Amérique comme le «*grand Satan*». Pour Obama, la géopolitique n'ayant pas droit de cité, l'Iran reste un refuge énergétique privilégié à caresser dans le sens des poils, non seulement pour ses quatrièmes plus grandes réserves pétrolières au monde (157 Mds bbl) dont la durée de vie est d'un siècle, et ses secondes en gaz naturel (33 000 BCM) mais aussi pour les menaces de Téhéran de bloquer le détroit d'Hormuz, par où transite un tiers du pétrole commercialisé, et faire exploser le prix du baril à tout moment. Le plafonnement et le début de déclin présumé des schistes auxquels s'est rajoutée la baisse des budgets d'investissement en exploration et production depuis 2014, limitant ainsi les volumes découverts, devraient se traduire, sur le terrain, par une contraction relative de l'offre dans les toutes prochaines années, pendant que la croissance économique mondiale post Covid-19 et la demande de pétrole sont appelées à rebondir plus rapidement pour effacer l'impact de la pandémie et redynamiser l'économie mondiale. Il reste absolument très probable que tous ces facteurs vont continuer à jouer favorablement à un retour en force du pétrole conventionnel et qu'un prix du baril à trois chiffres est un scénario à ne pas écarter avant l'année 2025. Tout cela semble trop beau, certes, mais qui, à l'été 2004, aurait prédit que le prix du baril quadruplerait en quatre ans pour atteindre 147 dollars en juillet 2008 et qui, à l'été 2014, aurait prédit que le prix du baril, qui était de 110 dollars, chutera de 60% en une année pour tomber sous les 45 dollars ?

Chapitre 2

Le gaz naturel

2.1 - Quelques notions techniques sur le gaz naturel

Définitions

Comme le pétrole, le gaz naturel est une source d'énergie fossile dont les réserves sont soit dans un gisement indépendant, soit associées à un gisement de pétrole. Les gisements indépendants peuvent avoir des méga réserves comme, par exemple, celui de *Hassi Rmel* (Algérie), le *Groningue* (Pays Bas), le *North field* (à cheval sur les eaux territoriales Iran-Qatar), etc. Quant au gaz associé, il peut être dissous dans le pétrole ou former un «chapeau de gaz» (*gas cap* en Anglais) coiffant le réservoir pétrolier. Les réserves de gaz dissous sont estimées connaissant la teneur du pétrole en gaz. Cette teneur est connue sous le nom de GOR (*Gas Oil Ratio*) exprimée en mètre cube de gaz par mètre cube de pétrole (unité m^3/m^3). À titre indicatif le GOR peut prendre des valeurs de quelques centaines de (m^3/m^3) en fonction des caractéristiques du pétrole. Plus élevé est le GOR, plus léger et mobile est le pétrole. Ce dernier est appelé « huile morte» («*dead oil*») quand son GOR est nul ou presque. C'est le cas des pétroles lourds et extra-lourds, difficiles à extraire, d'où leur classification dans le type non conventionnel.

Le *gas cap*, lui, peut être un gisement naturel ou formé plus tard après de longues années de production d'un gisement de pétrole à fort GOR. Quand la pression du réservoir de pétrole chute, le gaz dissous se libère en quantité et occupe le sommet du réservoir sous forme d'un «chapeau de gaz» induit. L'utilité d'un *gas cap*, naturel ou induit est qu'il va exercer une pression vers le bas et permet de favoriser le drainage du pétrole et améliorer sa récupération, raison pour laquelle les gisements de *gas cap* doivent être préservés et ne sont donc pas exploités avec le pétrole associé.

Généralement, quand on parle de réserves de gaz d'un pays ou d'une compagnie pétrolière, il s'agit de volumes totaux de gaz

(incluant les gisements indépendants et les différentes formes de gaz associé) mais il reste évident que ce sont les gisements indépendants qui représentent l'essentiel des réserves.

Types de gaz naturel

On distingue trois types de gaz qui sont toujours à l'état gazeux avant leur production : le gaz sec, le gaz humide et le gaz à condensat. Un gaz est dit sec quand il est à l'état gazeux aussi bien dans les conditions du gisement qu'en surface. Le gaz est dit humide s'il libère une phase liquide, appelée gazoline ou condensat (une forme de pétrole léger), quand il monte à la surface du fait de son refroidissement et de la faible pression (atmosphérique). Quant au gaz à condensat, il forme, en cours de production, une phase liquide aussi bien dans le gisement qu'en surface. La formation de cette phase liquide dans le gisement est due à la chute de pression initiale du réservoir après plusieurs années d'exploitation. Ce liquide, formé au sein du réservoir, y reste immobile dans les espaces poreux et diminue la récupération de la phase gazeuse, ce qui explique le déclin naturel d'un gisement de gaz au bout de plusieurs années de production.

Composition d'un gaz naturel

Un gaz naturel (de formule générale C_nH_{2n+2}) est constitué d'une multitude de composés chimiques dans des proportions qui varient selon le type de gaz. Le principal constituant d'un gaz naturel reste le méthane (CH_4), un gaz sec qui représente généralement une moyenne de 80 à 95% du volume total du gaz (Tab.7). Viennent ensuite l'éthane- C_2H_6 (1 à 6%), le propane- C_3H_8 (0.5 à 1%), le butane- C_4H_{10} (0.1 à 0.5%) et beaucoup d'autres constituants en traces parfois insignifiantes (pentane- C_5H_{12} , diazote- N_2 , dioxyde de carbone- CO_2 , gaz sulfurique- H_2S , etc.). Le méthane et le propane forment le gaz sec, le propane et le butane le gaz humide (GPL- Gaz de Pétrole liquéfié) tandis que le pentane (C_5H_{12}) correspond au condensat.

Tab.7 - Composition des principaux gaz naturels dans le monde

	Méthane	Éthane	Propane	Butane	Pentane	Diazote	Dioxyde de carbone
Gisement (Pays)	% CH4	% C2H6	% C3H8	% C4H10	% C5H12 et plus	% N2	% CO2
Groninguene (Pays-Bas)	82	2,5	0,4	0,1	0,2	14	0,8
Lacq (France)	70	3	0,9	0,4	0,8	0,2	9,3
Corte Maggine (Italie)	96	1,4	0,4	0,2	0,1	1,7	0,2
Urengoy (Russie)	97	0,5	0,4	0,3	0,3	1,5	-
Heimdal (Norvège)	86	6,2	2,8	1,1	2,7	0,8	0,4
Hassi Rmel (Algérie)	80	7,5	2,8	1,4	3,6	4,5	0,2
Zelten-Raguba (Libye)	64	21	8,5	4,5	2	-	-

L'analyse de la composition d'un gaz permet de calculer sa teneur (ou richesse) en GPL et condensat et estimer les réserves en place de ces deux produits. Il est évident que ces richesses (et donc les réserves en place) diminuent dans le temps au fur et à mesure de la déplétion du gisement de gaz.

Pouvoir calorifique d'un gaz naturel

En plus de sa teneur en produits pétroliers, le gaz naturel a aussi sa teneur énergétique, ou pouvoir calorifique, correspondant à la quantité d'énergie contenue dans un volume de gaz donné, autrement dit le nombre de calories (chaleur) libérées par la combustion de ce volume de gaz. Une calorie est définie comme étant la quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Celsius (1 °C) la température d'un gramme d'eau, se trouvant à 15°C et sous une pression de un (01) atmosphère.

Le pouvoir calorifique est exprimé en kilowattheure par mètre cube (kWh/m³) et dépend du type et de l'origine du gaz. Il varie d'environ 9.5 kWh/m³ à 10.5 kWh/m³ pour un gaz à faible énergie (cas du gaz des Pays-Bas) et de 10.7 kWh/m³ à 12.8 kWh/m³ pour un gaz à forte teneur énergétique (cas du gaz algérien, russe et de la

mer du nord). Il est ainsi utile de rappeler que cette conversion de mètre cube en kilowattheure fait que nos factures de gaz de ville sont basées sur la consommation en kWh, et non en mètres cubes, bien que le compteur mesure des mètres cubes de gaz livrés par le fournisseur. Ce dernier doit donc nous faire payer la quantité réelle d'énergie consommée.

Transport du gaz naturel

Le transport du gaz c'est son acheminement depuis le gisement jusqu'aux différents centres de traitement, réseaux de distribution et zones de consommation. Il est assuré par gazoducs ou par méthaniers selon l'état physique du gaz.

Transport par gazoduc - Un gazoduc est une canalisation d'acier, terrestre ou sous-marine, dont le diamètre varie en général de quelques dizaines de centimètres à un mètre et qui peut atteindre des centaines voire milliers de kilomètres de long. Le plus long gazoduc du monde (8 800 km) est chinois. Mis en service en 2012, il traverse, depuis Xinjiang, 14 provinces, municipalités et régions autonomes pour atteindre Hong Kong. Pour permettre un transport rapide du gaz, le volume de ce dernier est diminué de 50 à 100 fois (en y appliquant une pression de 50 à 100 bars). La vitesse de circulation peut ainsi atteindre 50 km/h. Des stations de contrôle et de compression sont installées tout au long du gazoduc (tous les 100 à 200 km). Le réseau mondial de transport par gazoducs dépasse aujourd'hui un million de kilomètres, soit 25 fois la circonférence de la terre. Le coût de construction d'un gazoduc de 1000 km se chiffre en milliards de dollars et le coût de transport par gazoduc coûte jusqu'à 5 fois celui du transport du pétrole par oléoducs.

Transport par méthanier - L'acheminement du gaz sur de très grandes distances (entre pays et continents) par gazoducs pose non seulement des problèmes de coûts mais aussi des problèmes techniques et notamment quand il s'agit de traverser des océans sur le fond desquels doit être posé le pipe. Le gaz est donc transporté sous forme liquide (Gaz Naturel Liquéfié-GNL) par des navires spéciaux (méthaniers).

Le gaz naturel est d'abord «nettoyé» de ses impuretés (eau, mercure, etc.) puis séparé de ses composés hydrocarbures (propane, butane, pentane...) avant d'être liquéfié dans des usines de liquéfaction sous pression atmosphérique et une température d'environ (-162° C), température légèrement variable selon la qualité du gaz. La liquéfaction du gaz rend son volume 600 fois plus petit (600 m³ de gaz naturel = 1 m³ de GNL) ce qui permet de rendre plus flexible son transport en grandes quantités sur de longues distances.

Le gaz livré comme GNL est en fin de compte un gaz sec (méthane) du fait que tous les autres composés sont extraits lors de son traitement et refroidissement dans l'usine de liquéfaction. Le stockage du gaz liquide se fait à pression atmosphérique dans de grands réservoirs avant son chargement à bord des méthaniers. Ces derniers ont des dimensions allant jusqu'à 350 mètres de long sur une cinquantaine de mètres de large. Leurs capacités vont d'environ 150 000 m³ à 250 000 m³ de gaz liquide, ce qui correspond un peu plus que l'équivalent de la production totale que donnerait un puits de gaz de schiste tout au long de sa durée de vie de trois ou quatre ans. Le coût moyen d'un navire méthanier dépend de sa capacité de transport. Il est de l'ordre de 250 millions de dollars. Une fois arrivé à destination, le GNL est regazéifié dans un terminal de regazéification avant d'être acheminé par conduites depuis ce terminal jusqu'aux réseaux de distribution. Pour les gisements offshore, des systèmes de liquéfaction «in situ», appelés «GNL flottant», ou «terminaux flottants», existent déjà depuis quelques années et permettent de réduire les coûts et rentabiliser l'industrie GNL des gisements en mer.

2.2- Naissance et évolution de l'industrie gazière mondiale

Introduction

Le gaz naturel, dont le prix fut indexé sur celui du pétrole, a longtemps été «marginalisé» en tant que source d'énergie. Pourtant c'est vers 1821 que la première exploitation de gaz naturel a démarré, à *Fredonia*, dans l'état de New York (USA) et en 1872 le premier gazoduc métallique est posé pour alimenter les foyers.

Même si le pétrole, et même le charbon, lui ont constamment fait de l'ombre dans le mix énergétique mondial, l'exploration gazière n'a pas ménagé d'efforts pour accroître ses réserves au point où elles devenaient, un certain temps, encombrantes. Elles doubleraient tous les dix ans et représentaient 40% des réserves de pétrole en 1960, 82% en 1980 et 70% aujourd'hui, soit 42% des réserves totales d'hydrocarbures conventionnels identifiés. Cette croissance des réserves gazières était soutenue par une consommation modérée jusqu'aux années 1980. Depuis, les réserves semblent se stabiliser du fait d'une consommation plus prononcée, notamment pour la génération électrique.

Le torchage du gaz naturel

Les raisons du torchage - Il fut un temps, la recherche du gaz naturel n'était pas un but en soi, mais une découverte «importune» à l'occasion des forages à objectif pétrolier. Pour le gaz dissous, les quantités récupérées conjointement à la production de pétrole sont faibles et ne justifient pas l'investissement dans les infrastructures d'exploitations (gazoducs et usines de traitement), raison pour laquelle ce gaz était souvent brûlé à la torche, aussi bien pendant les opérations de forge (torchage amont) que pendant le raffinage des hydrocarbures (torchage aval). Mais le torchage aval ne représente qu'environ 10 à 15% du torchage total.

Effet du torchage - Le torchage constitue non seulement une forme de gaspillage d'une source d'énergie, au moment où les volumes consommés sont difficilement régénérés, mais aussi une source d'émission de gaz à effet de serre (GES).

Historique du torchage - Les quantités torchées dans le monde ont beaucoup baissé aujourd'hui non seulement pour des raisons écologiques mais aussi économiques. Le gaz associé est récupéré pour être utilisé dans divers domaines. Selon la banque mondiale, qui travaille sur ce dossier depuis une vingtaine d'années, le volume torché dans le monde en 2017 est estimé à 140 BCM dont 50 BCM en Russie, 15 BCM au Nigéria, 10 BCM en Iran et Iraq, 9 BCM en Algérie (Tab.8). En Algérie, des efforts ont permis de passer d'un pourcentage de gaz associés torchés de 80 % en 1980 à 10%

aujourd'hui. Le torchage est prohibé par la loi algérienne en vigueur (loi N° 19-13 du 11 décembre 2019) mais des autorisations peuvent être accordées par l'agence ALNAFT moyennant le paiement d'une taxe spécifique de 12 000 D.A par millier de normaux mètres cubes (Nm3) de gaz torché pendant une année civile. Sont exclues du paiement de cette taxe les quantités de gaz produites lors des opérations de tests de puits de recherche ainsi que dans les zones où les infrastructures ne permettent pas la récupération du gaz produit. L'opération de torchage imposée par des raisons de sécurité n'est pas soumise à une demande d'autorisation préalable mais l'opérateur est tenu de justifier l'opération par un compte rendu à transmettre à ALNAFT dans un délai n'excédant pas 10 jours après l'achèvement du torchage, à titre de régularisation.

Depuis quelques années, beaucoup de pays et compagnies pétrolières ont adhéré à l'initiative «*Zero Routine Flaring by 2030*» pour mettre fin au torchage systématique du gaz à l'horizon 2030, une initiative lancée par l'ancien secrétaire général des Nations Unies, Ban Ki-moon et le président de la Banque mondiale, Jim Yong Kim, auxquels se sont joints le président de la Royal Dutch Shell (Jorma Ollila), le directeur général de Statoil (Eldar Sætre), le ministre norvégien des Affaires étrangères (Borge Brende), le ministre gabonais du Pétrole (Étienne Dieudonné Ngoubou) et plusieurs dirigeants d'entreprises ainsi que des représentants des banques internationales de développement. Selon des études, les volumes torchés annuellement sont l'équivalent de 750 milliards de kWh d'électricité, de quoi alimenter la population africaine pendant un an.

Quant au gaz à effet de serre émis par ces volumes torchés, il est estimé à plus de 300 MMTonnes de CO₂, soit l'équivalent de la pollution produite par 77 millions de véhicules. Les 140 BCM de gaz naturel brûlés à la torche ou rejetés chaque année représentent 4 % de la consommation mondiale ou 20 % de la consommation annuelle des États-Unis.

Tab.8 -Top 10 du torchage du gaz naturel dans le monde
(Réf. Banque mondiale, 2017)

	Pays	BCM / an	% Monde
1	Russie	20	14
2	Iraq	18	13
3	Iran	18	13
4	USA	9,5	7
5	Algérie	9	6
6	Nigéria	7,5	5
7	Vénézuela	7	5
8	Libye	4	3
9	Angola	4	3
10	Mexique	4	3
	TOTAL top 10	101	72
	TOTAL MONDE	140	100

La lutte contre l'émission de gaz à effet de serre et les progrès technologiques dans la récupération et le traitement des produits gaziers a énormément limité le torchage. C'est plutôt la réinjection qui prend de la hauteur avec le vieillissement des gisements pétroliers (pour le maintien de leur pression). Le nombre de pays réinjecteurs ne cesse d'augmenter. Il est passé d'une vingtaine de pays dans les années 1990, à plus d'une quarantaine aujourd'hui. Le volume réinjecté est passé, quant à lui, de quelque 110 BCM/an à plus de 330 BCM/an dans les années 1990, ce qui représente 12% de la production mondiale. Certains gisements de pétrole deviendront ainsi «gaziers» à long terme. Hassi Messaoud, en Algérie, en est un exemple où plus de 15 BCM sont injectés dans les années 1990, 18 BCM dans les années 2000 et presque 35 à 40 BCM aujourd'hui, soit le tiers de la production. Mais il est utile de préciser, ici, que le volume exact réinjecté dans le gisement de Hassi Messaoud, comme dans celui de Hassi Rmel, varie d'une source à l'autre et d'une personne à l'autre. Les chiffres dont il est question ici, représentent une moyenne sur l'ensemble de ceux publiés ou mentionnés dans les

déclarations des différents responsables du secteur. Nous reviendrons sur ces volumes dans le «Chapitre 3» de la 5ème partie du livre.

Les réserves mondiales

Contrairement au pétrole, le gaz est plus disponible et omniprésent à travers la planète. Les réserves mondiales, qui étaient de 70 000 BCM dans les années 1980, sont actuellement de 200 000 BCM, soit un taux d'augmentation de 4.6% par an, légèrement supérieur à celui des réserves de pétrole (3.7%) sur la même période, du fait qu'entre autres, le gaz, bien que plus disponible et aux coûts moins élevés que ceux du pétrole, fut longtemps marginalisé, jusqu'aux années 1980 quand il a commencé à s'imposer comme énergie respectueuse de l'environnement.

Il y a plus de pays gaziers que de pays pétroliers avec plus d'une cinquantaine de sources mais les réserves sont inégalement réparties à travers le monde. Les trois quarts des réserves se cantonnent au Moyen orient (41%) et en Asie (33%) et le reste est équitablement réparti sur l'Océanie (9%), l'Afrique (8%), l'Amérique du nord (5%) et l'Amérique latine (4%). Comme pour le pétrole, 10 pays contrôlent près de 80% des réserves mondiales récupérables, un «top 10» (Tab.9) dominé par la Russie (35 000 BCM, 18% des réserves mondiales), l'Iran (33 000 BCM, 17%), le Qatar (25 000 BCM, 13%), du Turkménistan (19 500 BCM, 10%) et des États-Unis (9000 BCM, 5%). Seul l'Iran figure dans les deux « top 5» des réserves de pétrole et de gaz. Les pays de l'OPEP contrôlent plus de 50% des réserves gaz, contre seulement 10% par les pays de l'OCDE.

Selon l'AIE, les ressources conventionnelles possibles et non prouvées seraient d'au moins 230 000 BCM, soit un peu plus que les réserves prouvées actuelles. Mais certains géologues estiment que le monde recèle encore des réserves non identifiées d'environ 400.000 BCM, soit deux fois les réserves prouvées (!). A en croire ces chiffres, et au rythme de la consommation actuelle, ce n'est que vers l'an 2200 que l'humanité devra songer à l'après gaz. Mais sur le terrain, aujourd'hui, les données ont changé et l'avenir du gaz

naturel est pointé non seulement vers le développement et l'exploitation de ses immenses réserves conventionnelles identifiées, mais aussi et déjà vers ses ressources non conventionnelles qui, il y a seulement quelques années, n'étaient pas comptabilisées dans les actifs des compagnies et des états pétroliers. Il est, néanmoins, prématuré de songer à l'après gaz conventionnel dès lors que les réserves actuelles couvrent un demi-siècle de consommation. Mais la vision américaine d'avoir opté pour le gaz de schiste, bien qu'elle soit légitime, est motivée beaucoup plus par l'indépendance énergétique que par le plaisir d'aller gratter le «fond de la marmite» et à quel prix ! Jusqu'en 2008, l'essentiel des importations gazières étasuniennes provenaient du Canada, un allié proche de chez eux mais les réserves canadiennes de gaz (1900 BCM) s'épuiseraient également dans une dizaine d'années au rythme de la production actuelle.

Tab.9 - Top 10 des réserves mondiales de gaz naturel
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Réserves, BCM	% Monde
1	Russie	35 000	18
2	Iran	33 000	17
3	Qatar	25 000	13
4	Turkménistan	19 500	10
5	USA	9 000	5
6	Arabie saoudite	8 000	4
7	Venezuela	6 400	3
8	Émirats A.U	6 000	3
9	Chine	5 500	3
10	Nigéria	5 200	3
	TOTAL Top 10	152 600	79
	TOTAL MONDE	200 000	100

La production mondiale

Il est certain que la cohabitation «gaz conventionnel - gaz non conventionnel» commence à se mettre en place mais le produit

classique a encore de quoi faire de l'ombre au « nouveau-né » dont la durée de vie semble se limiter à son adolescence, ce qui hypothèquerait sa compétitivité sur le long terme où le retour du gaz conventionnel assurera l'essentiel des besoins mondiaux avec une croissance annuelle de plus en plus forte comparativement aux décennies passées. Une dizaine de pays contrôle près de 70% de la production mondiale dont 20% par les États-Unis (Tab.10).

Tab.10 - Top 10 de la production commercialisée de gaz naturel
(Ref. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Production, BCM/ an	% Monde
1	USA	740	20
2	Russie	635	17
3	Iran	224	6
4	Canada	176	5
5	Qatar	175	5
6	Chine	150	4
7	Norvège	123	3
8	Australie	113	3
9	Arabie saoudite	111	3
10	Algérie	90	2
	TOTAL Top 10	2537	69
	TOTAL MONDE	3700	100

La consommation mondiale

Au début des années 1960, le monde consommait moins de 500 BCM de gaz par an, avec un taux de croissance annuelle moyen inférieur à 1%. Bien de pays se sont passés de ce produit dans leur mix énergétique à l'exemple du Portugal où la consommation de gaz naturel n'est apparue qu'en 1997, la Norvège, pays gazier, qui, jusqu'aux années 1980, exportait la quasi-totalité de sa production ou de l'ex URSS dont les appartements moscovites, chauffés collectivement et gracieusement au gaz, n'avaient pas de compteurs, une forme de gaspillage au point où quand un moscovite avait chaud,

il ouvrirait carrément ses fenêtres ! Dans les années 1960, le gaz ne représentait que 2% dans la consommation primaire de l'énergie totale de l'Union Européenne (UE) avant de passer à 18% dans les années 1980, puis à environ 25% aujourd'hui. Le gaz naturel n'a connu ses débuts d'«âge d'or» qu'il y a seulement une trentaine d'années quand, dans les années 1980-1990, il a commencé à s'imposer comme source d'énergie fossile la plus respectueuse de l'environnement. À l'exemple de la décision du président américain Georges Bush qui avait opté pour une réduction d'importation de pétrole de 2 MMb/j en les substituant par du gaz. La consommation mondiale de gaz, qui était de 1450 BCM en 1980, dépasse les 3700 BCM en 2018, ce qui correspond à une croissance de 4% par an. Selon *Rystad Energy*, les besoins mondiaux en 2019 étaient de 3951 BCM. Ils devaient atteindre 4038 BCM en 2020 mais à cause de la pandémie Covid-19, ils vont boucler l'année à 3878 BCM.

D'aucuns n'écarteront la certitude que les besoins sont appelés à croître rapidement dans les prochaines années pour porter la consommation mondiale à plus de 4500 BCM à l'horizon 2025. Au rythme actuel des besoins, les réserves mondiales conventionnelles s'épuiseront dans une cinquantaine d'années, c'est-à-dire une dizaine d'années après l'éclipse pétrolière. Mais l'expérience a souvent montré que les consommations réelles annuelles sont inférieures aux prévisions. Ceci n'empêche qu'il y a à peine quelques années, le gaz étant une énergie très respectueuse de l'environnement, il était la source d'énergie la plus rapide en termes de taux de croissance annuelle de consommation (2.5%) avant d'être surplombé (à 1.5%) par les énergies renouvelables qui ont enregistré un taux de croissance annuel de 10 % grâce aux filières hydraulique et éolienne qui contrôlent respectivement 65% et 20% de la génération électrique issue des sources non fossiles. Comme pour la production, ce sont les États-Unis qui se taillent la part du lion avec 20% de la consommation mondiale, suivis de la Russie (12%) et de la Chine (7%) (Tab.11).

Sur le plan économique, les réserves gazières sont largement mieux récupérées que celles du pétrole (70% à 80% pour le gaz contre seulement 20% à 30% pour le pétrole ordinaire). Pour une taille de gisement donnée, le gaz peut être exploité avec beaucoup moins de puits à forer. En Algérie, le gisement de gaz de Hassi Rmel est produit avec environ 650 puits contre plus d'un millier de puits pour le gisement pétrolier de Hassi Messaoud qui a pourtant une superficie (2000 Km²) inférieure à celle de Hassi Rmel (3500 Km²).

Tab.11 - Top 10 de la consommation mondiale de gaz naturel
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Pays	Consommation, BCM/an	% Monde
1	USA	740	20
2	Russie	425	12
3	Chine	240	7
4	Iran	214	6
5	Japon	117	3
6	Canada	116	3
7	Arabie saoudite	111	3
8	Allemagne	90	2
9	Mexique	90	2
10	Royaume-Uni	80	2
	TOTAL Top 10	2223	61
	TOTAL MONDE	3700	100

La croissance économique est aussi stimulée par l'utilisation d'une énergie disponible et moins coûteuse (à quantités d'énergie égales, le gaz est en effet moins coûteux que le pétrole). Ceci ne profite pas uniquement à la relance économique des pays pauvres ou en développement, mais aussi aux grandes puissances importatrices dont l'appel au gaz a cloué certains programmes de substitution aux sources hydrocarbures, notamment le nucléaire, suite aux catastrophes de Tchernobyl (Russie) en avril 1986 et celle de Fukushima (Japon) en mars 2011. Ce sont ces mêmes pays qui détiennent le monopole des investissements dans la haute

technologie de l'industrie gazière et c'est aussi dans ces mêmes pays que les plus grandes consommations de gaz sont attendues dans les années à venir pour la production de l'électricité dont la voie nucléaire est progressivement substituée par le procédé des centrales, à cycles combinés, alimentées en gaz.

Il y a une vingtaine d'années, seulement 10% à 15% de la consommation étaient utilisés pour la production de l'électricité dans le monde, contre 22% à aujourd'hui mais près de 40% de l'électricité mondiale est encore produite par des centrales à charbon. Un autre vecteur très prometteur est l'utilisation du gaz naturel comme carburant (GNC) ou gaz naturel pour véhicules (GNV). Là aussi, des plans «carburant écophile» dans différents pays sont même imposés et financés par les gouvernements. Selon un rapport du cabinet Navigant Research, en 2014, quelque 19 millions de véhicules GNV, soit 2% du parc, étaient en circulation à travers le globe. Ce nombre pourrait doubler pour atteindre plus de 40 millions d'exemplaires en 2024, soit 3 % du parc automobile mondial. Mais ce n'est pas dans les pays riches en gaz que cette filière est la plus développée. C'est le cas de l'Amérique du Nord qui possède des ressources abondantes en gaz naturel mais le parc «véhicules-GNV» reste faible avec seulement 56.000 unités en 2014, contre 3 millions d'unités GNV en Chine, 2.8 millions au Pakistan, en Inde et 825 000 véhicules en Italie. L'administration Bush avait pourtant opté, assez tôt, en 1990, pour une réduction des importations de pétrole et une substitution de 2 MMBj par le gaz (*loi sur la propreté de l'air*).

En plus de ses préoccupations sur la protection de l'environnement et la sécurité des approvisionnements en énergie, l'Union Européenne encourage l'harmonisation des bilans énergétiques des pays membres par une introduction plus conséquente du gaz naturel. Aussi encourageante que puisse l'être pour les revenus des uns et la stimulation de la transition énergétique des autres, la percée du gaz naturel va engager les principales sources dans une bataille qui ne pourrait être gagnée par les seules grosses réserves dont elles disposent.

Le pic gazier

Le concept du «pic pétrolier » de production concerne aussi le gaz naturel dont la consommation à grande échelle n'était pas régulière à travers le monde et n'a commencé à l'être que tardivement comparativement au pétrole. Dans les années 1970 la demande mondiale de gaz était gouvernée à hauteur de 65% par les seuls besoins américains qui étaient de 626 BCM par an, mais ils ont drastiquement chuté de 36% à 460 BCM en 1986. Cette marginalisation du gaz est une raison pour laquelle la notion de «pic gazier», plus éloigné dans le temps, à l'échelle mondiale, n'est pas aussi usitée que celle du «pic pétrolier». Ce n'est qu'à partir de 1986 que la demande de gaz a rebondi aux États-Unis à raison de 2.3% par an pour se situer, en 2017-2018, à 740 BCM, soit 20% de la consommation mondiale, laquelle a augmenté de 4% par an durant la même période pour atteindre 3700 BCM. Compte tenu des ambitions environnementales, notamment la lutte contre le gaz à effet de serre (GES) et le réchauffement climatique, les besoins en gaz naturel, accompagnant le développement des énergies renouvelables, sont éligibles à croître davantage dans les années à venir à même d'éroder, un peu plus, le niveau des réserves prouvées en l'absence notable de nouvelles découvertes. Les volumes de gaz consommés depuis les années 1960 jusqu'en 2018 sont estimés à environ 111 000 BCM, soit plus de la moitié des réserves prouvées actuelles mais cela n'implique pas nécessairement le passage par le pic gazier étant donné que toutes les réserves ultimes de gaz n'ont pas encore été identifiées. Bien que les compagnies trouvent, aujourd'hui, de moins en moins de pétrole et de gaz, le pic gazier, comme celui pétrolier ne cessera d'être repoussé dans le temps, de décennie en décennie, d'abord grâce aux progrès technologiques permettant une exploration plus fine dans des contextes géologiques plus complexes mais permettant l'accès à de nouvelles découvertes conventionnelles en onshore comme en offshore, la réévaluation à la hausse d'anciens gisements, la percée des hydrocarbures non conventionnels et, à un degré moindre, le prolongement de la durée de vie des gisements par la

réduction du taux de croissance de la consommation annuelle, appelée à décroître, durant les décennies à venir, au profit des énergies renouvelables.

2.3 - Les différents marchés gaziers

En réalité, il n'y a pas encore de marché mondial de gaz. Avec la dispersion géographique des sources gazières, des pôles de consommation et le coût élevé du transport, il s'agit de «marchés régionaux» ou «naturels» plutôt que d'un marché unique de gaz.

On distingue trois différents marchés caractérisés, chacun, par ses propres acteurs commerciaux : le marché américain, le marché Asie-Pacifique et le marché européen. Cette segmentation géographique et régionale a longuement limité l'inter-commercialisation de volumes importants de gaz entre les marchés. Mais avec la révolution du gaz de schiste aux Etats-Unis et le développement du GNL dans beaucoup de pays gaziers, le cloisonnement géographique des marchés tend à s'estomper. Sans alliance ou partenariat croisé engageant à la fois fournisseur et consommateur, un pays gazier peut se trouver dans l'impossibilité de supporter à lui seul les frais d'un réseau gazoduc sous-marin ou de se payer un simple méthanier dont le coût peut atteindre jusqu'à 250 millions de dollars.

Pour l'instant, l'option de réseaux gazoducs inter-continentsaux semble buter contre le problème de rentabilité et les contraintes géopolitiques, à l'exemple de la rivalité entre les deux projets de gazoducs, l'un qatari (soutenu par la Turquie et les États-Unis) et l'autre iranien (soutenu par la Russie) qui devaient transiter par la Syrie et déverser leurs gaz sur le marché européen. Nous reviendrons un peu plus loin sur ces projets où la guerre en Syrie reste un élément fondamental sachant que le régime de Bachar-el-Hassad constitue un obstacle pour le projet qatari.

Sur le plan rentabilité des gazoducs, se pose aussi le droit de transit et notamment pour l'importateur qui assume l'essentiel du coût aval de transport dès la frontière du pays exportateur (ce

dernier vend son gaz au prix FOB). Ce coût peut porter le prix à 5 ou 6 dollars/MMBTU (le prix moyen actuel du gaz varie de 2 à 3 dollars/MMBTU sur le marché spot américain). Quant au GNL, les frais de liquéfaction auxquels il faut rajouter les coûts de transport et de la regazéification rendent le prix à destination plus cher que celui par gazoduc. Le problème de rentabilité fait des zones éloignées de véritables marchés naturels «hermétiques».

Comme pour le pétrole, et même s'il est prématuré de parler d'un marché gazier unique, le déclin annoncé des réserves gazières dans les grands pôles de consommation, et en particulier dans les pays de l'OCDE, va retisser un paysage gazier où ces derniers auront, plus que jamais, à jouer, par leurs capacités financières et technologiques, une carte maîtresse dans la contribution au développement et l'exploitation des ressources «outre-mer» pour sauvegarder la pérennité de leurs besoins croissants, estimés aujourd'hui à plus de 1700 BCM par an (46% de la demande mondiale) dont 400 BCM sont importés.

Au rythme de leur consommation actuelle, ces pays qui ne disposent que de 9% des réserves mondiales, ne seront, en effet, plus gaziers d'ici à l'année 2030, à une exception près pour les États-Unis dont le gaz de schiste semble avoir encore quelques années devant lui. Mais sur les 35 nations qui forment le bloc OCDE, pas moins de 26 états se trouvent dans le marché européen pour lequel les sources d'approvisionnement en gaz naturel cumulent une durée de vie d'environ un siècle au rythme des productions actuelles.

Même si les trois marchés ont toujours été hermétiques, ils étaient pratiquement en phase en matière du taux de croissance de la consommation et de prix. Ce n'est que depuis l'année 2010 que les marchés ont commencé à s'individualiser davantage suite, d'abord, à l'avènement des schistes en 2008 qui a fortement fait chuter les prix sur le marché américain d'environ 10 dollars/MMBTU en 2006 à moins de 3 dollars/MMBTU en 2018 pendant que les prix ont presque doublé, dépassant les 13 dollars/MMBTU, sur le marché asiatique à cause de la catastrophe de Fukushima (Japon), en mars 2011. En Europe, les contrats long terme, encore en vigueur, comme

en Asie d'ailleurs, ont «coincé» les prix aux environs de 8 à 10 dollars/MMBTU. En Asie, depuis 2015, le prix du gaz, a dégringolé de moitié pour fluctuer au rythme du baril. Les prix sur les marchés européen et asiatique ne sont pas encore totalement libéralisés comme aux États-Unis et au Royaume Uni. La libéralisation des marchés gaziers a débuté aux États-Unis dès 1985, puis au Royaume-Uni en 1998. Les prix y sont fixés par des contrats «spot» (court terme ou au jour le jour) liés directement à l'offre et la demande en matière de gaz, indépendamment du cours du baril, ce qui n'est pas encore totalement le cas sur les marchés européen et asiatique où, pour certains contrats, le prix du gaz est encore indexé sur celui du pétrole.

Les réserves de gaz étant inégalement réparties à travers le monde, les pays fournisseurs au marché européen disposent de 80% des réserves de la planète et assurent plus de la moitié de la production mondiale ce qui permet de couvrir les besoins totaux du vieux continent, lesquels représentent près de la moitié de la consommation mondiale, à cause des énergivores européens de l'OCDE. Quant aux marchés américain et asiatique, bien que ne disposant, chacun, que de 10% des réserves mondiales, le marché américain (contrôlé par les États-Unis) s'auto-suffit avec 31% de la consommation mondiale (Tab.12). La demande du marché asiatique reste relativement insignifiante sans l'appétit de la Chine qui ne couvre ses besoins qu'à hauteur de 60% et le Japon, un net importateur.

Tab.12 - Poids de chaque marché dans le paysage gazier mondial
(Réf. BP Statistical Review of World Energy, June 2018)

	Réserves	% monde	Production	% monde	Consommation	% Monde
Marché	BCM		BCM/ an		BCM/ an	
Européen	160 000	80	1960	52.5	1800	48
Asie-Océanie	21 000	10.5	610	16.5	800	22
Américain	19 000	9.5	1130	31	1100	30
Total	200 000	100	3700	100	3700	100

Dont OCDE	18 000	9	1313	36	1700	46
------------------	---------------	----------	-------------	-----------	-------------	-----------

Le marché Américain

La région des Amériques dispose d'environ 10% des réserves mondiales, contrôlées à 90% par les États-Unis, le Venezuela et le Canada (Tab.13). Au vu de la consommation des pays de la région, ces réserves devraient couvrir les besoins actuels, avoisinant 1100 BCM, ce qui est pratiquement égal à la production régionale qui est de 1130 BCM (soit 31% de la production mondiale). Pourtant, dans les années 2000, à cause de l'énergivore étasunien, le marché américain manquait de gaz. Pour faire face à cette situation, les États-Unis, s'étaient lancés dans un programme massif d'équipement en terminaux méthaniers pour importer du gaz GNL, pallier le déclin de leurs réserves conventionnelles et satisfaire leur demande interne qui était de 600 BCM alors qu'ils n'en produisaient que 500 BCM. À l'époque, le prix du gaz avait dépassé les 12 dollars/MMBTU. Aujourd'hui, les perspectives du gaz naturel sur le marché américain ont complètement changé avec les schistes. Le marché gazier des Amériques (Amérique du Nord, latine et centrale), est largement dominé par les États-Unis qui contrôlent la moitié des réserves de la région, 65% de la production et 64% de la consommation et où le prix du gaz est descendu en dessous de 3 dollars/MMBTU.

Si ce bas prix du gaz sur le marché américain va s'installer dans la durée, il va marginaliser davantage le retour du nucléaire (qui ne représente actuellement que 8% dans le mix énergétique du pays). L'Amérique du nord est devenue auto-suffisante en gaz et la disparition des importations de GNL va rendre celui-ci plus disponible sur les autres marchés et donc y réduire les prix. En effet, la reconversion d'une dizaine de terminaux d'importation du GNL construite en 2002, en usines de liquéfaction, auxquelles se rajoutent une douzaine d'unités, dont la construction a été lancée en 2016, les États-Unis contrôleront le quart de la production mondiale de gaz en 2022, selon l'AIE, et compteront dans les trois premiers exportateurs mondiaux de gaz naturel liquéfié (GNL) dans les cinq prochaines années. Rien qu'en 2016, plus de la moitié de la production du GNL américain a été exportée vers différentes destinations dont le Chili,

l'Argentine, mais aussi le Moyen Orient, la Chine, l'Inde et l'Europe, tout en érigeant des gazoducs régionaux comme celui, en projet, vers le Mexique.

L'objectif principal des États-Unis, qui produiront près de 900 BCM entre 2020 et 2021, est d'écouler leur gaz vers l'Europe et l'Asie, où les prix sont deux à trois fois plus élevés. Mais l'arrivée du GNL américain en Europe peut se heurter à un problème de rentabilité sachant qu'une usine de liquéfaction coûte entre 5 et 10 milliards de dollars bien que la reconversion d'une unité de regazéification en unité de liquéfaction coûte beaucoup moins cher que la construction d'une nouvelle unité de liquéfaction. Néanmoins, beaucoup de nouvelles plateformes de liquéfaction n'appartiennent pas aux producteurs de gaz mais à des propriétaires qui les louent à des tarifs fixes censés être moins onéreux pour les utilisateurs. Cette nouvelle formule, sous forme contrat « take or pay », engage l'utilisateur à payer un loyer même s'il ne procède pas à la liquéfaction de son gaz.

Toujours est-il que le prix de cession du gaz américain sur le marché européen doit pouvoir récupérer tous les coûts en amont dont la liquéfaction (2 dollars/MMBTU), le transport (environ un dollar/MMBTU), la regazéification (0.8 dollar/MMBTU), autrement dit un coût de traitement avoisinant les 4 dollars/MMBTU), auquel il faut rajouter les coûts de production en tête de puits, ce qui porterait le coût technique total à près de 5 dollars/MMBTU, soit pratiquement le prix spot pratiqué actuellement en Europe. Il faut noter que le coût de liquéfaction-transport maritime- regazéification est deux fois plus élevé que le coût de livraison par gazoduc. Seule une augmentation du prix du gaz pourrait rentabiliser l'exportation du GNL américain vers le marché européen. Mais la transition énergétique en Europe vise aussi à réduire progressivement l'utilisation des énergies fossiles, ce qui pèserait sur leurs prix dont celui du gaz au vu de l'intense compétitivité des sources d'approvisionnement convoitant le vieux continent. Les États-Unis pourront-ils tirer profit de leurs ambitions d'écouler leur gaz au-delà de leur propre marché dès la fin des contrats long terme engageant européens et asiatiques qui ne tarderont pas à libéraliser les prix et

les pousser vers le bas? Si tel serait le cas, c'est l'industrie mondiale de GNL qui risque de mettre en veilleuse une bonne partie des projets américains de terminaux de liquéfaction ou de regazéification. Étant donné que, pour les américains, le marché asiatique reste secondaire devant l'agressivité du produit australien, la domination extérieure du GNL étasunien serait uniquement concentrée sur l'Amérique du sud et centrale. En effet, japonais et sud-coréens, deux énergivores et importateurs nets asiatiques trouveront leurs comptes beaucoup plus dans le gaz australien, plus proximal, que dans le GNL en provenance des lointains États-Unis. Mais cela ne diminuera en rien de l'essor du gaz américain. Jusqu'en 2017, les États-Unis importaient encore du gaz en attendant la réalisation de nouveaux terminaux qui seront opérationnels vers l'année 2020 en même temps que la construction de gazoducs d'exportation vers le Mexique et le Canada.

Les importations américaines qui étaient de 120 BCM en 2007, ont chuté à 85 BCM en 2016 dont 97% par gazoducs en provenance du Canada pendant que les exportations ont augmenté de 30% en 2016 pour atteindre 65 BCM dont 92% par gazoducs. Au second trimestre de 2017, les États-Unis ont commencé à exporter du gaz plus qu'ils en importaient (devenant ainsi un exportateur net), pour la première fois, depuis 1957. Les exportations gazières totales américaines, vers une quarantaine de destinations, sont appelées à dépasser 100 BCM/an dès 2019 et feront du pays, dans les toutes prochaines années, le troisième exportateur mondial de GNL après l'Australie et le Qatar.

Tab.13 - Principaux acteurs du marché gazier américain

	Réserves	Production	Consommation	Auto suffisance
Pays	(BCM)	(BCM/an)	(BCM/an)	(%)
USA	9000	740	740	100
Venezuela	6400	37	40	93
Canada	1900	176	116	152
Pérou	450	13	7	186
Brésil	400	27	40	68
Argentine	350	37	50	74
Mexique	200	40	90	44

Le marché asiatique

Comme la région des Amériques, la région d'Asie-Océanie, dispose également de 10% des réserves mondiales (environ 21 000 BCM). Ce marché consomme près de 800 BCM/an et la production annuelle n'est que de 610 BCM, d'où un besoin à importer d'environ 200 BCM/an.

En termes de réserves, les principaux acteurs du marché asiatique sont la Chine, l'Australie, l'Indonésie et la Malaisie qui totalisent 15 000 BCM, soit 75% des réserves régionales (Tab.14). Tandis que les plus gros consommateurs restent la Chine, le Japon, l'Inde et la Corée du sud qui raflent 60% des besoins du marché. Si la Chine et l'Inde arrivent à couvrir plus de la moitié de leurs besoins, le Japon et la Corée, pays non gaziers, importent la totalité de leurs besoins qui s'élèvent respectivement à 117 BCM et 50 BCM. Ces deux pays, acteurs historiques sur le marché asiatique, constituent des destinations naturelles pour le GNL australien, lequel sera aussi sollicité par la Chine et l'Inde car leurs productions de gaz ne sont pas suffisantes pour assurer une croissance souvent à deux chiffres.

Fig.14 - Principaux acteurs du marché gazier asiatique

	Réserves	Production	Consommation	Auto suffisance
Pays	(BCM)	(BCM/an)	(BCM/an)	(%)
Chine	5500	150	240	63
Australie	3600	113	42	269
Indonésie	2900	70	40	175
Malaisie	2700	80	43	186
Inde	1200	28	54	52
Pakistan	400	35	41	85
Thaïlande	200	39	40	98
Japon	-	-	117	0
Corée Sud	-	-	50	0

Une des caractéristiques de la région asiatique est qu'elle ne dispose pas de place de marché, raison pour laquelle l'approvisionnement en gaz se fait sous formules «pétrole», donc plus chères que les formules européennes. La région Asie-Pacifique, qui représente plus de 70% de la demande mondiale de GNL, devrait donc voir ses importations croître d'autant plus que la Chine envisage d'augmenter de 75% l'usage du gaz dans la génération électrique qui devait atteindre 10% en 2020.

Avec ses nouvelles capacités de production et de liquéfaction, l'Australie ambitionne de s'imposer devant les États-Unis en fournisseur «*Number One*» de GNL sur le marché traditionnel asiatique d'autant plus que la guerre commerciale sino- américaine pourrait limiter l'accès du GNL américain au marché chinois. Quant au débarquement du gaz australien sur les marchés lointains européen et sud-américain, il reste, pour le moment, exposé à des coûts de transport hypothéquant sa rentabilité surtout qu'avec la chute du prix du pétrole, depuis 2014, et l'indexation du gaz en Europe, et même en Asie, le prix du GNL ne doit pas trop s'éloigner du prix spot. En 2012, le MMBTU se vendait à plus de 15 dollars au Japon et en Chine avant de chuter à 6 dollars à cause de la dégringolade du marché pétrolier en 2014. Ce bas prix du gaz rend la construction de gazoducs et de terminaux GNL moins attrayante.

Le marché européen

Le marché européen a longtemps été dominé par les contrats de type «long terme» signés avec des partenaires classiques (Norvège, Russie, Algérie,...) limitant ainsi les opportunités d'entrée de nouveaux acteurs. Aujourd'hui, même si l'Europe occidentale ne dispose que de 1.5% des réserves mondiales et importe 60% de ses besoins qui s'élèvent à 560 BCM (dont 20% de GNL), le marché européen restera le plus agité en matière de transactions gazières et sans aucun doute le marché le moins exposé à un manque de gaz du fait que, d'une part, il est géographiquement situé à proximité des sources africaines et moyen-orientales où se trouvent 80% des réserves mondiales (Tab.15). D'autre part, ce marché, devenu client du gaz qatari, est en passe d'être également convoité par de nouveaux entrants comme les États-Unis et l'Australie. L'Europe représente déjà la première zone d'échanges gazières dans le monde avec près de la moitié des importations. Le principal fournisseur reste incontestablement la Russie avec une part de marché de 33%, suivie de la Norvège (23%), de l'Algérie (8%) et du Qatar (4%) et à un degré moindre le GNL en provenance du Nigéria, Trinidad et Tobago, Pérou, voire États-Unis, Australie, etc. D'autres sources proximales, et pas les moindres, pourront être de la partie si les facteurs géopolitiques le permettaient. Il s'agit du gaz iranien (17% des réserves mondiales) mais aussi libyen qui n'arrive plus à s'écouler sur le marché depuis que le pays est entré en guerre civile en 2011. Dans l'union européenne, seuls les Pays-Bas et la Norvège sont encore auto-suffisants et exportateurs pour quelques années tandis que le Royaume-Uni qui ne couvre que la moitié de ses besoins, est devenu importateur en 2004 et dans 4 ou 5 années il rejoindra l'Allemagne, l'Italie et la France comme importateur net de gaz. Ainsi, d'ici à 2030, l'Europe pourrait devenir dépendante à plus de 90 % des importations pour compenser un déficit d'environ 120 BCM. Mais l'abondance du gaz à proximité du vieux continent et la compétitivité entre les différentes sources d'approvisionnement ouvrent la voie aux européens pour imposer un marché de type «consommateur» ouvert à la concurrence des prix.

D'ailleurs, la libération du marché gazier européen a déjà débuté en juin 1998, avec une série de «*directives gaz*» visant la création d'un marché européen unique incitant à la compétitivité des entreprises locales et permettant au consommateur de choisir son fournisseur. Cette ouverture du marché du gaz naturel en Europe a vu la création, en 2009, de l'ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators of Gas*), puis de l'ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) afin de coordonner les régulateurs nationaux.

Une des premières retombées de la libéralisation du marché européen est le remplacement progressif des contrats de long terme (25 à 30 ans), indexés sur le cours du pétrole, devenant risqués, par des contrats écourtés à une dizaine d'années dont une part des livraisons sera indexée, à hauteur de 30% à 50%, sur le marché spot, permettant des échanges ponctuels au jour le jour. Cette indexation progressive sur le marché spot fera de ce dernier la formule prédominante dans les prochaines années.

Tab.15 - Principaux acteurs du marché gazier européen

	Réserves	Production*	Consommation	Auto suffisance
Pays	(BCM)	(BCM/an)	(BCM/an)	(%)
Russie	35000	635	425	149
Iran	33000	224	214	105
Qatar	25000	175	48	365
Turkménistan	19500	62	28	221
KSA	8000	111	111	100
Emirats A.U	6000	60	72	83
Nigeria	5200	47	30	157
Iraq	3400	10	12	83
Algérie	2745	90	40	225
Egypte	1750	50	56	89
Norvège	1700	123	5	2460
Libye	1400	12	12	100
Azerbaïdjan	1300	18	11	164
Kazakhstan	1200	27	16	169
Ouzbékistan	1200	54	42	129
Ukraine	1000	19	29	66
Pays Bas	700	37	36	103
Royaume Uni	170	42	80	53
Allemagne	0	0	90	0
Italie	0	0	72	0
Turquie	0	0	52	0
France	0	0	44	0

(*)- commercialisée

Sur le plan interne, ce changement structurel du marché gazier européen, survenu après les courtes expériences étasunienne et britannique, va reconditionner l'accès au réseau et ira crescendo vers une libéralisation totale du marché, la démonopolisation par un renforcement des marchés spot mettant ainsi en concurrence plus de «*clean energy companies*» pour une meilleure disponibilité d'un gaz à moindre prix au niveau du « client final ».

Sur le plan externe, ce mécanisme, qui n'est pas sans effets sur le devenir des contrats long terme, n'est pas pour autant un pari gagné d'avance par les européens sans des concessions envers ses fournisseurs traditionnels. Le retour de balancier vers le consommateur réside dans le fait que le déséquilibre du système rentier des pays exportateurs mettra ces derniers en situation de défendre leurs acquis ou réorienter leur part de marché vers d'autres destinations. La Russie avait déjà menacé, il y a quelques années, de privilégier l'option de contrat long terme avec le marché sud-est asiatique où la demande en gaz ne cessait de progresser de 6% à 7% par an. Un déficit gazier sur le marché européen risquerait ainsi de compromettre l'interopérabilité des réseaux internes et réduire le niveau de la consommation éligible.

Ces incertitudes semblent clairement dissimulées dans l'article 25 de la Directive gaz qui prévoit une éventuelle révision de celle-ci selon le comportement du marché, dans un délai de cinq années à compter de son entrée en vigueur en vue d'une adaptation, plus concertée, aux réalités non discriminatoires du terrain. Par ailleurs, le comblement total d'un éventuel déficit gazier sur le marché européen par des sources GNL lointaines est une alternative qui paraît difficile sur le plan rentabilité du fait que la libéralisation du marché en Europe conduira à des prix spot assez bas obligeant le fournisseur à imposer ses tarifs sachant que l'union européenne aura plus que jamais besoin du gaz étranger au vu du déclin de ses rares gisements dont ceux de la mer du Nord et du champ néerlandais de Groningue.

En effet, malgré la concurrence du charbon, du nucléaire dans certains pays, et l'émergence des énergies renouvelables dans la production de l'électricité, la demande de gaz en Europe devrait dépasser 650 BCM à l'horizon 2030 dont 85% d'importation. L'impact de Fukushima est pour beaucoup dans le recul du nucléaire au profit du gaz naturel. C'est le cas en Allemagne où le reste des réacteurs nucléaires devront être fermés en 2022 d'où l'importance accordée par ce pays au gazoduc russe « *North Stream 2* » qui devait alimenter l'Allemagne en gaz russe malgré l'opposition des

américains et de l'Union européenne. Pour les américains, le «*North Stream 2*» est un concurrent à leur GNL qu'ils veulent exporter en Europe occidentale. Pour les européens il s'agit de se libérer du gaz russe à l'exemple de la Pologne et de la Lituanie qui viennent d'opter pour le GNL américain. Mais sous la pression du président Donald Trump, la chancelière allemande, Angela Merkel, serait-elle en passe d'ouvrir son marché au produit américain ? Ce n'est pas le débarquement du GNL américain en Europe qui poserait problème mais c'est son prix de vente qui, pour couvrir ses frais, «*devra être supérieur de 25% à 30% à celui écoulé par gazoduc russe*», a déclaré Vladimir Poutine lors d'une visite d'Angela Merkel à Sotchi, en mai 2018.

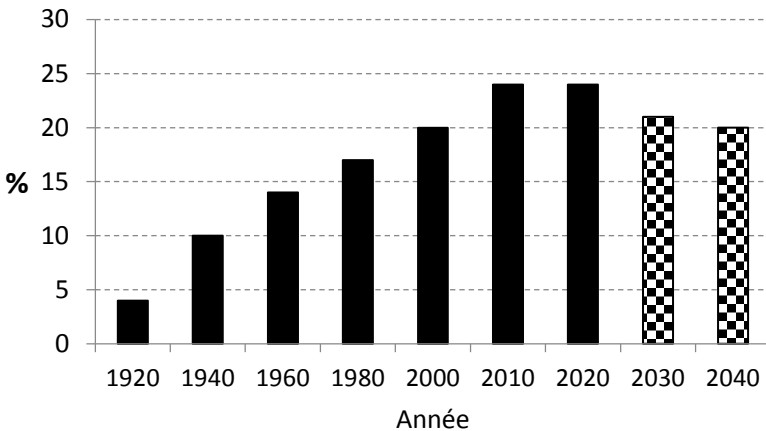
Ainsi, pour freiner la venue du GNL américain en Europe, les russes ont cette marge de manœuvre de fixer un prix de leur gaz plus bas que celui rentabilisant les investissements étasuniens. L'inexistence d'un véritable marché mondial de gaz pourrait peser sur les objectifs de la nouvelle régulation européenne en matière d'offre. Contrairement au marché pétrolier, bien qu'il existe des sources gazières très potentielles mais lointaines, la «*chasse au faucon*» dans le marché gazier est pour le moment une pratique difficile. Toute mesure dérogeant l'aménagement des réseaux pour plus de capacités aux livraisons long terme ne peut que réhabiliter les sources proximales, plus rentables sachant que les perspectives européennes en matière de gaz à l'horizon 2035-2040 sont très ambitieuses. D'aucuns ne démentiront que l'Europe sera le marché le plus demandeur de gaz et la diversification des sources et des routes d'acheminement pour la démonopolisation et la baisse des prix est l'un des objectifs de la dérégulation pour faire face à cette inévitable dépendance énergétique.

2.4 - Vers une mondialisation du marché GNL ?

Même si le gaz naturel ne peut se substituer à grande échelle au pétrole et au charbon, il demeure la source d'énergie fossile qui a le taux de croissance de la consommation le plus rapide durant les deux dernières décennies avec 1.6%/an (contre 0.6% pour le pétrole

et 1.1% pour le charbon). La part du gaz dans le mix énergétique total qui n'était que de 4.5% dans les 1920, avoisine aujourd'hui les 25% avant de chuter à l'horizon 2030-2040 à 20-22% au profit des énergies renouvelables (Fig.2). Reste que le gaz va jouer un rôle important dans le mix énergétique des décennies à venir notamment dans la génération électrique qui consomme aujourd'hui 35% de la demande mondiale de gaz et en consommera 40% en 2040.

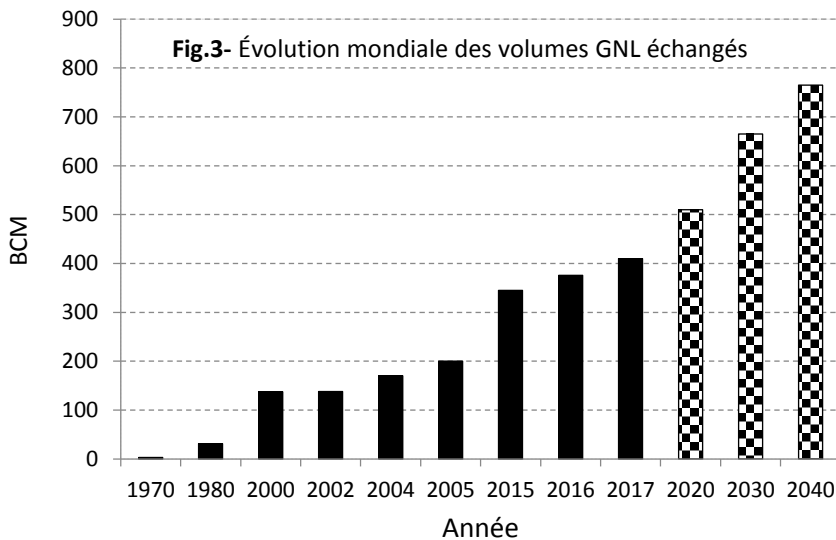
Fig.2 - Part du gaz dans le mix énergétique mondial



Mais avec l'épuisement des réserves de gaz dans les pays fortement industrialisés, la croissance effrénée de leurs consommations et les contraintes techniques et économiques que pose la réalisation d'un gazoduc sous-marin au-delà d'une certaine distance ou d'une certaine tranche d'eau, le recours à des sources de gaz de plus en plus éloignées ne peut se faire que par voie maritime, sous forme de GNL, les livraisons par gazoducs régionaux devenant insuffisantes pour couvrir les besoins du consommateur.

L'industrie du GNL existe déjà depuis plus d'une cinquantaine d'années mais les échanges étaient très limités en volume et en longueur de route. Le développement des échanges par voie maritime a toutes les chances de devancer, dans les toutes prochaines années, les livraisons par gazoducs.

Les volumes échangés passent de seulement 3 BCM, en 1970, à environ 402 BCM en 2017, soit une croissance de 3 % par an. Plusieurs pays ont déjà investi dans de nouvelles capacités de liquéfaction ou de regazéification selon qu'on soit exportateur ou importateur. Au vu des capacités de liquéfaction en cours de construction de par le monde, la capacité d'exportation de GNL pourrait dépasser 550 BCM d'ici à la fin de l'année 2022 (Fig.3) et dépassera les échanges par gazoducs à l'horizon 2035-2040 pour atteindre 760 bcm (soit 56% des volumes exportés) contre 610 BCM par gazoducs (44% des volumes exportés).

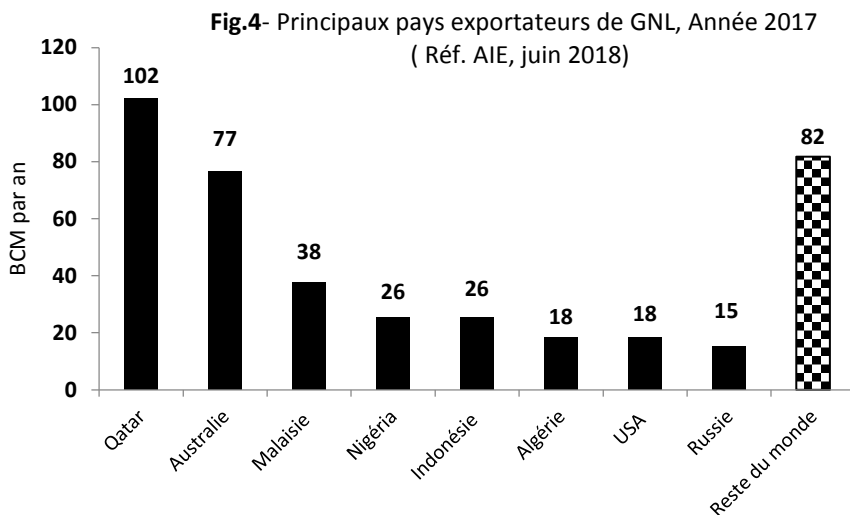


Le commerce du GNL par méthaniers tend à devenir un moyen inéluctable qui permet aux consommateurs l'accès à des sources lointaines à même d'interconnecter les différents marchés gaziers, pour en faire un seul, avec l'avantage que les contrats GNL n'exigent pas de «*clause de destination*» qu'on trouve dans les contrats de livraison par gazoducs, empêchant l'acheteur de revendre le gaz en dehors d'une zone géographique déterminée.

En 2017, le nombre de pays exportateurs de GNL était de 19 et celui des importateurs, plus nombreux, est passé de 15 en 2005 à 40 en 2017, ce qui explique pourquoi les capacités de regazéification à

travers le monde sont de l'ordre de 500 BCM, soit pratiquement le double de celles de liquéfaction. Rien qu'aux États-Unis, où la demande du secteur industriel est pourtant croissante, plus de la moitié de la hausse de la production sera exportée sous forme de GNL.

Parmi les huit principaux pays fournisseurs de GNL (Fig.4), l'Australie et les États-Unis enregistrent les plus hauts taux de croissance d'exportation depuis l'année 2013. Quant au Qatar, bien que leader incontesté dans l'exportation du GNL en 2017, avec 102 bcm/an, ses capacités ont commencé à chuter depuis 2013. Il est quasi certain qu'au cours des cinq prochaines années 90% des nouveaux volumes de GNL viendront de ces trois pays qui vont contrôler 50% des exportations mondiales. Selon les prévisions de l'AIE, l'Australie avec ses exportations actuelles de 77 BCM/an, a toutes les chances de détrôner le Qatar et deviendra numéro un mondial vers 2022 avec 120 BCM/an tandis que les États-Unis rejoindront le petit Émirat avec 100 à 105 BCM/an chacun. Le fait que ces trois leaders sont situés dans différents marchés gaziers, leurs agressivités concurrentielles ne s'arrêteront pas aux frontières des marchés naturels auxquels ils appartiennent. Les volumes colossaux de GNL destinés à l'exportation font que la recherche d'autres marchés est l'ambition commune aux trois acteurs même s'ils ne partagent pas le même modèle contractuel.



Les modèles qatari et australien se basent sur la prévente quasi-totale de leur gaz produit sur une durée long terme avec une «*clause de destination*» et à des prix indexés sur le pétrole. Le modèle américain, lui, plus flexible, est basé sur une prévente partielle du gaz produit, sans «*clause de destination*» et à des prix indexés sur le *Henry Hub* étasunien. Mais comme le marché européen reste le plus énergivore et le plus convoité de la planète, sa dérégulation finira par mettre à niveau les clauses contractuelles et uniformiser les règles du jeu menant vers une unification ou l'internationalisation du marché gazier avec cette impulsion du GNL venant des trois marchés régionaux, jusqu'ici cloisonnés par la faible portée des échanges pipeliniers. Cette offre abondante du GNL mondial, si elle arrive à baisser les prix du gaz en Europe, ne tardera pas à faire tache d'huile et gagner non seulement le marché asiatique mais aura un impact sur le marché américain lui-même où les tarifs, jusqu'ici très bas, devront augmenter pour s'aligner avec les prix spot, deux fois plus élevés, mais qui risquent de dégringoler si le géant russe Gazprom, pour préserver sa part de marché, décide de baisser ses prix jusqu'à mettre en difficulté la commercialisation du GNL étasunien sur le vieux continent. En tout cas, même s'il y aura trop de GNL sur le marché européen, les russes ont plus de marges de manœuvre pour écouler leur produit sachant que leur nouveau

gazoduc géant (dénommé « *Force de Sibérie* »), entre la Russie et la Chine, va acheminer une quarantaine de BCM de gaz vers la Chine sur une période de 30 ans. Le projet de ce gigantesque gazoduc, long de 3500 kilomètres, a été lancé en septembre 2014 quand l'occident voulait imposer des sanctions économiques contre la Russie, suite au conflit ukrainien. Ce gazoduc devait être opérationnel fin 2019, mais va, en fin de compte, attendre 2022-2023 quand la Chine aura achevé son propre tronçon sur son territoire. Toute guerre des prix entrainerait systématiquement un pas vers la mondialisation du marché gazier sauf que le GNL américain, venant de loin, ne serait pas très rémunérateur en Europe où tout échec de sa commercialisation pourrait donner un coup d'arrêt aux nouveaux projets de liquéfaction, auquel cas, le GNL américain n'aura été qu'une bulle devant les capacités d'exportation de Gazprom qui peuvent atteindre plus de 200 BCM/an au vu des extensions de gazoducs déjà existants (*South Stream*, *Yamal-Europe*, *Blue Stream*, *Nord Stream 1*, etc.). Ainsi, les européens, fortement dépendants du gaz russe, doivent faire mille calculs avant de lui tourner le dos d'autant plus que les deux grands projets de gazoducs en provenance l'un du Qatar, soutenu par les européens, la Turquie, les États-Unis et l'Arabie saoudite (pour supplanter la Russie comme principal fournisseur de gaz naturel à l'Europe de l'Ouest) et l'autre en provenance de l'Iran (soutenu par la Russie, l'Irak et la Syrie), tous deux transitant par la Syrie et d'autres pays du Moyen-Orient, butent contre des enjeux géopolitiques même si le gazoduc qatari, ayant pour obstacle le régime de Bachar-el-Hassad, est prêt à être branché sur le préexistant, le Nabucco venant de l'Asie centrale, financé par la Turquie et les États-Unis. Bachar-el-Hassad a, en effet, déjà conclu un accord avec l'Iran et l'Irak sur le passage par son territoire du gazoduc iranien soutenu par Moscou. C'est dire tant que durera la guerre en Syrie, une « guerre du gaz » en fait, ces routes pipelinières risquent de ne pas voir le jour de sitôt et même si elles seront opérationnelles un jour, elles resteront très exposées aux risques géopolitiques et sécuritaires pouvant compromettre les approvisionnements de l'Europe à tout moment.

Cette rude compétition à laquelle s'ajoute l'éventualité d'une bulle du GNL américain, dénote l'hypothétique alternative au gaz russe sur le marché européen du moins dans le court à moyen terme. Auquel cas, le gaz russe reviendrait en force pour prescrire ses tarifs «à prendre ou à laisser». C'est dire que l'épuisement effréné des réserves européennes, la forte croissance de la demande et la présumée bulle du GNL américain, voire mondial, pourraient ouvrir l'occasion aux pays producteurs de gaz, notamment ceux affiliés au marché européen, d'imposer un marché de type «*producteur-vendeur* » en fixant des prix déifiant les mécanismes de dérégulation des «directives gaz» européennes. Ce retour de manivelle ne ferait que stimuler l'idée d'une «OPEP de gaz» tant souhaitée par les gros producteurs regroupés depuis 2001 sous le FPEG «Forum des pays exportateurs de gaz».

2.5 - C'est quoi le «Forum des Pays Exportateurs de Gaz - FPEG» ?

Ce forum, fondé en 2001 à Téhéran (Iran) et dont le siège est à Doha (Qatar), est une organisation intergouvernementale qui vise à défendre les intérêts nationaux des pays exportateurs de gaz naturel. Il est composé de 13 pays membres et 5 pays observateurs dont deux de l'OCDE européenne (Tab.16).

Contrairement à l'OPEP qui réunit des pays partageant, plus ou moins, la même politique et les mêmes intérêts, le FPEG regroupe des pays pouvant appartenir à divers blocs économiques d'où des divergences, parfois importantes, au sein du groupe, empêchant d'aboutir à des décisions communes. Bien que les pays du forum contrôlent 65% des réserves de gaz de la planète, 45 % de la production mondiale, 40% des exportations pipelinières et 85% des échanges GNL, ce Forum n'a, jusqu'ici, aucun effet sur le marché gazier. Il se réunit une fois par an et ses travaux, qui se limitent à des concertations, s'articulent essentiellement autour de la promotion du gaz naturel en tant qu'énergie propre, son rôle dans la transition énergétique comme accompagnateur des énergies renouvelables, la nécessité des échanges d'expérience entre les membres, la situation mondiale du marché gazier dont le secteur du GNL, etc.

Comme l'OPEP à sa création, le FPEG œuvre aussi à développer et maintenir le dialogue avec les pays consommateurs pour dégager des mécanismes débouchant sur des prix répondant aussi bien aux droits souverains des pays membres qu'aux intérêts des pays consommateurs.

Des discours «inopérants» que partagent toutes les réunions ordinaires du forum depuis sa création il y a une vingtaine d'années durant lesquelles les prix spot du gaz, sur le *Henry Hub*, ont dégringolé de 70%, chutant de 10-12 dollars/MMBTU en 2008 à 2-3 dollars le MMBTU aujourd'hui. Cela inquiète, certes, les membres du FPEG qui semblent dans une situation d'impuissance pour agir sur les prix écrasés par la révolution des schistes contre lesquels ils ne peuvent rien.

Depuis le «*shale boom*» américain et la chute draconienne du prix du gaz et sa déconnexion de celui du pétrole, d'une part, et la substitution progressive des prix spot aux contrats long terme, d'autre part, la préoccupation première du FPEG est d'œuvrer à maintenir les prix du gaz indexés sur ceux du pétrole afin d'arriver à des prix permettant de développer et rentabiliser les investissements dans l'industrie gazière.

Tab.16 - Pays membres et observateurs du FPEG
(Réf. Site FPEG, janvier 2019)

		Réserves de gaz	Production	Durée de vie	
Pays membres		BCM	BCM/an	Année	Observation
1	Algérie	2800	90	31	OPEP
2	Bolivie	300	17	18	
3	Egypte	1750	50	35	
4	Guinée Équatoriale	50	7	7	OPEP
5	Iran	33000	224	147	OPEP
6	Libye	1400	12	117	OPEP
7	Nigéria	5200	47	111	OPEP
8	Qatar	25000	175	143	
9	Russie	35000	635	55	
10	Trinidad et Tobago	400	34	12	
11	Émirats Arabes Unis	6000	60	100	OPEP
12	Venezuela	6400	37	173	OPEP
13	Oman	800	32	25	
Pays observateurs					
1	Irak	3400	10	340	OPEP
2	Kazakhstan	1200	27	44	
3	Norvège	1700	123	14	OCDE
4	Pays Bas	700	37	19	OCDE
5	Pérou	450	13	35	

Toutefois, et contrairement au marché pétrolier, la réduction de la production gazière par les membres du forum, ne doit pas constituer aujourd'hui un moyen pour augmenter les prix. C'est du moins ce que pensent la Russie et le Qatar qui contrôlent, pourtant, 20% de la production mondiale et 44% de celle du FPEG. Il est vrai que pour les membres dont les contrats de vente «long terme» ont encore quelques années de validité, il est difficile de remettre en cause les quantités déjà contractuellement pré-vendues. Aaujourd'hui, tous les membres du FPEG ne sont pas nécessairement liés par les mêmes durées de contrats de long terme conclus avec les consommateurs.

Il y a des contrats qui n'expireront que dans plus de dix ans et d'autres dans moins de cinq ans ou déjà arrivés à échéance, comme c'est le cas pour l'Algérie qui, à la veille de l'extinction de certains de ses contrats, à partir de 2019, a proposé au FPEG la réduction de la production gazière pour sauver les prix. Ces derniers devraient être, selon l'ancien ministre algérien de l'énergie, Chakib Khellil, indexés sur les prix du pétrole à hauteur de 16% au lieu de 5% actuellement, ce que les pays clients européens ne veulent pas entendre de cette oreille vu que le prix du baril est plus enclin à augmenter. Peut-être faut-il attendre la fin de tous les contrats «*take or pay*» pour voir le FPEG revenir à la charge et imposer des prix au-dessus du marché spot. Cela serait-il du domaine du possible sous des contrats spot, de courte durée, quand les volumes engagés dans la prévente seront plus faibles ?

Faut-il noter, toutefois, la présence de pays de l'OCDE (Pays-Bas et Norvège) comme membres observateurs dans le FPEG et partie prenante dans la politique des «directives gaz européennes», une politique à contre-courant des objectifs du FPEG d'autant plus que ces deux gaziers européens ne le seront plus pour longtemps et passeront de producteurs-exportateurs à importateurs nets, eu égard à leurs modestes niveaux de réserves et leurs besoins. Après avoir démarré, en 2001, comme une simple plateforme d'échange et de concertation entre ses membres, le FPEG pourrait-il évoluer en organisation formelle capable de réguler le marché gazier mondial ? Un scénario vraisemblablement utopique.

Quatrième partie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUEL IMPACT SUR LES ÉNERGIES FOSSILES ?

1- Introduction

Historiquement, le paysage pétrolier mondial a connu trois grandes périodes gouvernées, chacune, par la conjoncture et les rapports de force du moment. La période des années 1950-1960 était celle de l'oligopole des grandes compagnies occidentales. C'était l'«ère des majors». Ces dernières contrôlaient la totalité de la chaîne pétrolière, depuis la prospection jusqu'au raffinage. Elle a été suivie de la montée en puissance d'états producteurs, entre 1960 et 1980, et la naissance de l'OPEP. Cette organisation avait régulé le marché en jouant sur la production mais son influence a commencé à perdre de son importance vers la fin des années 1980 quand le marché devenait de plus en plus contrôlé par l'offre et la demande : c'est l'ère de la primauté de la logique de marché. Cette logique, qui dure jusqu'à ce jour, aura, elle aussi, ses limites et toutes les chances de s'estomper dans les décennies à venir pour ouvrir le champ à un paysage pétrolier, cette fois-ci sur fond de transition énergétique et amenuisement des réserves mondiales. La concomitance de ces deux facteurs peut déséquilibrer les rapports de forces et instaurer un nouvel ordre énergétique mondial où les acteurs et les enjeux ne seront plus ceux d'aujourd'hui.

Présentement, il s'agit de vouloir savoir comment va évoluer le marché pétrolier, quelles seront les réserves, la production et la consommation mondiales à l'horizon 2035-2040, voire 2050, quelle sera la part de chaque source d'énergie dans les mix énergétique et électrique, etc. Ces prédictions ne cessent de faire l'objet d'études et rapports annuels que propagent les institutions énergétiques internationales (AIE, EIA, OPEP...) ou les grandes compagnies, à l'exemple de British Petroleum dans ses rapports annuels (BP

Statistical Review of World Energy, BP Energy Outlook), ou encore la compagnie Shell dans son rapport « *The Energy transition, 2017* », etc.

Tous les scénarios de transition énergétique finissent par tracer une feuille de route ou une trajectoire possible vers un système énergétique mieux équilibré, moins risqué, respectueux de l'environnement, émettant le moins possible de gaz à effet de serre, etc. C'est généralement ce qu'envisagent les Conférences des Parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (en anglais *Conference Of the Parties, COP*). Habituellement, deux principaux types de scénarios prédominent : le scénario «*laisser faire-LF*», ou *conservateur*, et celui d'une «*transition énergétique rapide*» définie par les décisions politiques à l'échelle internationale. Ces deux scénarios ont été assimilés par le Conseil Mondial de l'Énergie à des visions sur l'avenir, l'une «*Jazz*» et l'autre «*Symphonie*». Le scénario «*Jazz*» considère le cas d'une croissance libre et flexible où le consommateur a accès à une énergie de qualité, disponible et à un prix abordable. Le scénario «*Symphonie*», plus complexe, considère que l'avenir énergétique mondial doit être orchestré par un consensus politique international avec des pratiques à adopter pour répondre à des enjeux environnementaux et de sécurité.

De son côté, la compagnie Shell considère trois scénarios d'ici 2030 et au-delà, voire 2050 : le «*Mountains*», l'«*Ocean*» et le «*Sky*». Le scénario «*Mountains*» correspond à la politique énergétique prescrite par de puissants gouvernements, à fortes économies, dans le but de stabiliser la situation et préserver leurs propres intérêts. À l'inverse, le scénario «*Oceans*» est celui où les puissants acteurs du secteur privé, engagés dans une féroce compétitivité en matières de technologie et d'innovation, restent les principaux moteurs du changement. Quant au scénario «*Sky*», qui technologiquement et économiquement répond à l'Accord de Paris, est le modèle le plus ambitieux et correspond à la transition énergétique la plus rapide.

Pour ce scénario, la demande d'énergie fossile (pétrole, gaz et charbon) est appelée à décroître dans le long terme, au profit des énergies propres.

Le scénario «*laisser faire*», consiste en une simple extrapolation de la situation actuelle vers les horizons lointains en supposant que, toute chose étant égale par ailleurs, rien ne viendrait perturber la tendance actuelle, ancrée dans le passé et basée sur l'évolution normale des choses. C'est tout simplement l'extrapolation «apolitique» linéaire de la courbe d'apprentissage (*Learning curve*). Il suffit d'appliquer, pour chaque paramètre, le taux de croissance annuel pour savoir ce qu'il adviendrait dans le futur. Par exemple, au rythme de la croissance actuelle de la consommation du pétrole (0,6% par an), et une transition énergétique «*conservatrice*», le monde consommerait 120 MMBj de pétrole en 2040 contre 100 MMBj en 2018. Cette demande sera couverte par la production de l'OPEP à hauteur de 40%, presque autant qu'aujourd'hui.

Le scénario de «*transition énergétique rapide*», lui, tient compte d'une substitution accélérée des énergies alternatives à celles fossiles. En 2040, la part du pétrole dans le mix énergétique chuterait, dans ce cas-là, pour se situer à environ 95 MMBj, c'est-à-dire les mêmes besoins qu'en 2015. Ce recul de la consommation de pétrole au profit des énergies alternatives devra limiter non seulement les investissements E&P mais aussi les volumes de pétrole mondial sur le marché et affecter les revenus des pays exportateurs tout en préservant la part de marché de l'OPEP.

Mais, au fond, les deux scénarios restent classiques car basés, l'un comme l'autre, sur des taux de croissance projetés sur l'avenir. Ils reflètent le même paysage énergétique, qui n'évolue pas, si les acteurs et les rapports de force restent pratiquement inchangés et s'apparentent donc à un même ordre énergétique mondial, celui que nous vivons aujourd'hui.

On ne peut parler d'un nouveau paysage pétrolier profond ou d'un nouvel ordre énergétique mondial que lorsque les tendances n'obéissent plus aux extrapolations classiques basées sur les

scénarios que nous venons d'évoquer. Une troisième guerre mondiale, une catastrophe naturelle à grand échelle, l'avènement du pic pétrolier mondial, la découverte de nouveaux méga gisements de pétrole ou de gaz, etc., sont des exemples qui peuvent casser les courbes des tendances classiques et remettre en cause les prédictions conjecturées. Celles-ci changeront subitement ou progressivement de direction selon le type et l'impact du facteur en cause. Non seulement cela va défigurer le paysage pétrolier mais va remodeler les rapports de force et instaurer un nouvel ordre énergétique mondial où chacun doit s'adapter au risque de subir le changement.

2- Diversification de l'économie et pic pétrolier

Tous les pays pétroliers ont, aujourd'hui, compris que la production énergétique et l'économie, basées uniquement sur les hydrocarbures est un modèle qui ne garantit ni la compétitivité ni les revenus futurs nécessaires au développement. À l'horizon 2035-2040, certains des actuels acteurs pourraient passer d'exportateurs à importateurs et vice versa, à l'exemple des États-Unis et de l'Indonésie. Cette dernière, ayant consommé l'essentiel de ses réserves, est passée d'exportateur à importateur en 2004 et les États-Unis d'importateurs net, pendant plus de quarante ans, à exportateurs aujourd'hui, ce qui les rend indépendants des produits en provenance de l'extérieur, du moins pour quelque temps. La Chine qui était exportateur de pétrole jusqu'en 1985, est devenue importateur net en 1993 et premier importateur mondial devant les États-Unis en 2013.

Pour les pays rentiers c'est le déclin des réserves et la crainte de l'éminence du pic pétrolier qui les obligent à diversifier leurs économies pour pallier l'extinction de la rente. C'est en tout cas le pari des pays du golfe qui ont adopté une stratégie très offensive face aux enjeux de la réduction de leur dépendance des hydrocarbures en lançant d'ambitieux projets de diversification de leurs économies, à l'exemple de l'Arabie saoudite dont le plan «vision 2030» promet d'investir jusqu'à 2000 milliards de dollars d'ici 2030 dans la

diversification de l'économie du royaume. La création d'un fonds public d'investissement et son alimentation par différentes transactions boursières dont la vente de 5% de la première compagnie pétrolière mondiale, Aramco, devra permettre de ramasser des centaines de milliards de dollars pour faire aboutir la «vision 2030» qui accorde, dans le même temps, une attention particulière à l'énergie alternative dont le nucléaire avec un programme de construction de 17 centrales avant 2032.

La planification de la transition d'une économie basée sur la rente vers une économie diversifiée ne se limite pas uniquement à l'Arabie saoudite mais à tous les pays producteurs du Moyen-Orient, faisant partie du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) qui, malgré qu'ils contrôlent 30% des réserves mondiales de pétrole et 21 % des réserves de gaz, sont les pays qui ont le plus déployé d'efforts dans le passage à une économie hors hydrocarbures parmi les pays qui ont connu l'OPEP, à l'exception de l'Indonésie qui, d'ailleurs, ne fait plus partie de cette organisation. Ce défi de la diversification de l'économie a permis, par exemple, aux Émirats Arabes-Unis de ramener la part des hydrocarbures dans les recettes totales des exportations à seulement 20% contre une moyenne de 70% à 90% dans les autres états pétroliers du golfe et ce bien que les Emirats Arabes-Unis disposent d'une manne de réserves prouvées avoisinant une centaine de milliards de barils de pétrole et 6000 BCM de gaz.

L'autre exemple est, faut-il le rappeler, celui du sultanat d'Oman qui a su inverser la tendance en passant des recettes d'exportation contrôlées à 90% par les hydrocarbures en 1990 à 60% aujourd'hui. Il est assez curieux qu'au sein de l'OPEP, les efforts de sortie de la dépendance des hydrocarbures par la diversification de l'économie sont nettement plus fournis dans les pays dont la durée de vie des réserves avoisine le siècle que dans les pays où les réserves s'épuiseront dans dix à vingt ans.

3- La transition énergétique : économie ou écologie ?

D'une façon générale, conscients de la non-durabilité des hydrocarbures, les pays pétroliers rentiers ou non, commencent à

investir de plus en plus dans les énergies alternatives, mais pas nécessairement pour les mêmes raisons. Pour les uns la motivation est essentiellement économique, pour les autres c'est pour l'instabilité du marché pétrolier, l'impératif de protection de l'environnement et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais dans tous les cas, les hydrocarbures restent toujours une source d'énergie à exploiter désormais de manière plus intelligente comme semble le montrer le programme de la transition énergétique en Méditerranée à l'horizon 2040, présenté par MEDENER/OME en 2016 sous le titre «*La transition énergétique en Méditerranée, scénario 2040*», un exemple qui semble s'inscrire dans la démarche mondiale sachant que l'Europe, aux avant-postes de la transition énergétique, est sensée en être le moteur sauf que l'intégration, dans ce programme, des pays de la rive sud peut constituer un écueil pour l'équité énergétique future dans la région.

Le scénario rapide de ce programme, qui couvre 25 pays (dont les pays nord africains) prévoit, en effet, une réduction de la consommation d'énergie primaire de 30% à l'horizon 2040 par rapport au scénario conservateur et une percée de 36% des renouvelables toujours par rapport au scénario conservateur.

La modélisation dans cette région (Tab.17) montre que la consommation d'énergies fossiles augmentera de 48% d'ici à 2040 soit une croissance de 2% par an pour le scénario conservateur tandis que pour le scénario rapide la demande d'énergies fossiles sera réduite de 11% au profit des énergies renouvelables dont la consommation connaîtra une croissance de 36% et la part dans le mix énergétique passera de 11%, aujourd'hui, à 14% en «scénario conservateur» et à 27% en «scénario rapide» où la part des fossiles chutera à 64%.

Pour les hydrocarbures, le «scénario rapide» donnerait, en 2040, pratiquement les mêmes besoins qu'aujourd'hui, ce qui semble chimérique car l'émergence des énergies renouvelables, censées remplacer partiellement le pétrole et le gaz, ne semble pas être un pari gagné d'avance compte tenu du taux de croissance arrêté à 7% par an, un rythme qui semble difficile à maintenir sur l'ensemble de

la région au vu du retard des pays de la rive sud dans ce domaine, comparativement aux seuls pays de l'UE-28 où la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie est passée de 8.5% en 2004 à 17% en 2016 soit un taux de croissance de 8% par an. Ceci dit, le scénario conservateur reflète mieux la réalité du terrain avec un taux d'émergence des énergies renouvelables d'environ 3.5% par an, ce qui ne permet que de s'ajouter aux énergies fossiles plutôt que de les substituer.

Il faut noter que ce «présumé» recul de la demande fossile n'est pas nécessairement lié à un défaut de l'offre mais à la politique environnementale en termes d'économie d'énergie, d'efficacité énergétique et de lutte contre le gaz à effet de serre, des restrictions qui ne font qu'étirer la longévité des réserves mondiales, ajourner l'avènement du pic pétrolier géologique, faire chuter les prix du baril et amenuiser les revenus des pays rentiers. Un scénario pour le moins assez ambitieux, voire « irréaliste » à grande échelle, car tout porte à croire que les renouvelables ne vont pas pouvoir combler tout ce déclin «politique» de la consommation fossile, avec, en plus, une sortie du nucléaire qui ne contrôlera que 9% du bouquet énergétique en 2040 contre 13% en 2018. L'éloignement volontaire du fossile semble être un objectif non atteignable. Il faut que les réserves totales de pétrole, de gaz et de charbon diminuent, ou qu'elles n'augmentent plus, pour que les énergies renouvelables puissent s'y substituer effectivement et permettent de combler leur recul géologique. Or, nous ne sommes pas encore là.

La politique d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie par la diminution de la consommation de pétrole et de gaz naturel reste, certes, le meilleur gisement d'énergie pour gérer l'avance de la demande sur l'offre mais quand les énergies fossiles abondent encore, cette politique ressemble à une forme d'austérité notamment pour les pays industrialisés énergivores ou surpeuplés comme la Chine et l'Inde car il s'agit, en fait, de dire à des milliards de personnes, notamment asiatiques et africaines, déjà mal chauffées, que seulement 70% à 80% des besoins énergétiques actuels sont

nécessaires en 2040 pour la même création de valeur et une population plus forte !

Tab.17 - Prédiction des besoins énergétiques scénarios 2040

en Méditerranée, par produit
(Réf. MEDENER/OME, 2016, chiffres remaniés)

Consommation, Milliard TEP/an						
		Scénarios Horizon 2040		Part dans le mix, %		
Energie	Actuel	Laisser faire (LF)	Accélééré	Actuel	2040 LF	2040 accéléré
Pétrole	0,380	0,530	0,360	38	36	34
Gaz	0,270	0,460	0,250	27	31	24
Charbon	0,109	0,133	0,063	11	9	6
Total	0,759	1,123	0,673	76	76	64
Nucléaire	0,130	0,148	0,095	13	10	9
EnR	0,110	0,210	0,285	11	14	27
Grand Total	0,999	1,481	1,053			

Il est certain que les énergies renouvelables ne cesseront de gagner du terrain à travers le monde avec ce saut des investissements de 40 milliards de dollars en 2004 à près de 300 milliards de dollars en 2017, dont 125 milliards dans l'éolien et le solaire. Mais bien que ces formes d'énergies soient subventionnées par les États et produites à partir de ressources quasi-gratuites, les coûts de développement des technologies et des investissements dans les équipements de production pèsent encore énormément sur leur rendement et leur rentabilité surtout depuis que la baisse des prix du pétrole est intervenue en 2014. La généralisation des énergies renouvelables à grande échelle, et particulièrement dans le domaine du transport, reste et restera longtemps sous le contrôle des énergies fossiles bien que, selon le scénario de stabilisation climatique (dit *scénario 450*) de l'AIE, qui permettrait de stabiliser le réchauffement climatique à une température inférieure à 2°C, les énergies

renouvelables détrôneront le charbon à l'horizon 2030 et couvriront 30% de l'énergie primaire globale et 20% du transport en 2035. En effet, selon BP et l'AIE, en 2030 sont attendues pas moins de 100 millions de véhicules électriques contre 5 millions en 2018 et leur nombre atteindra 150 millions en 2040 quand les énergies renouvelables deviendront la principale source de production d'électricité dans le monde avec 40% contre 30% pour le charbon. Ces prospectives demeurent pour le moins optimistes sachant qu'à l'heure actuelle la contribution des énergies renouvelables à la fourniture d'énergie mondiale demeure encore très marginale.

4- Le fossile, moteur de la croissance économique future des pays émergents

La croissance économique mondiale est appelée à se déplacer des pays développés de l'OCDE vers les pays en développement et en transition et notamment les pays du BRICS (Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud). En moyenne, le BRICS et l'OCDE consomment, aujourd'hui, près de 78% de la demande mondiale d'énergie primaire et en consommeront 80% en 2040 malgré la stagnation des besoins de l'OCDE à 5.6 Mds TEP (Tab.18) pendant que les besoins du BRICS atteindront 8.85 Mds TEP soit 78% de plus qu'aujourd'hui du fait que la demande d'énergie est liée au développement socio-économique et à l'amélioration de la prospérité des populations dans les pays émergents.

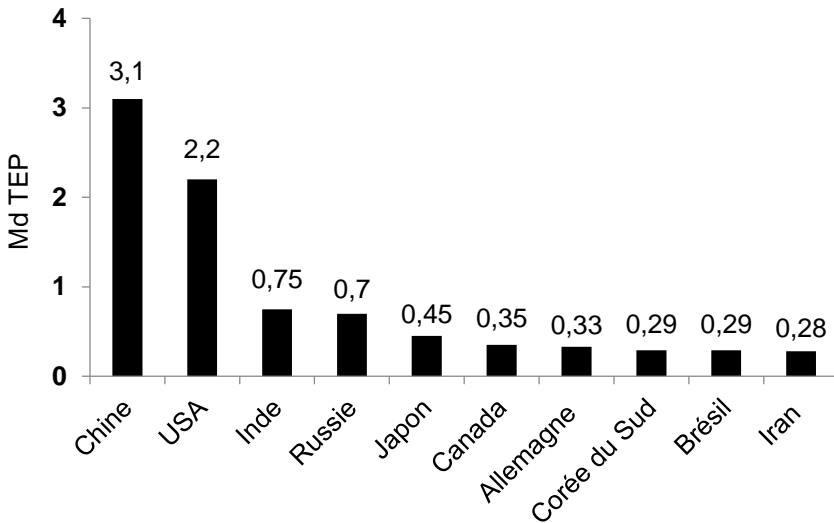
Tab. 18- Consommation actuelle d'énergie primaire et prévision 2040, BRICS vs OCDE (Source : diverses, chiffres remaniés)

Consommation Énergie primaire (Md TEP/an)					Population
BRICS	2017	% / Monde	2040	% / Monde	million
Chine	3,1	23	4,5	25	1400
Inde	0,75	6	2	11	1350
Russie	0,69	5	1,2	7	147
Brésil	0,3	2	0,75	4	212
Afrique Sud	0,12	1	0,4	2	58
Total BRICS	4,96	37	8,85	49	3167
OCDE	5,6	41	5,6	31	1300
Monde	13,5		18		7700

La Chine est devenue le premier consommateur d'énergie au monde avec 3.1 Mds TEP en 2017 (Fig.5). Son mix énergétique reste toutefois dominé à 60% par le charbon et 26% par le pétrole (20%) et le gaz (6%). Les réserves des hydrocarbures s'épuiseront dans une dizaine d'années alors que le pays n'arrive plus à s'auto-suffire en charbon. Malgré ses réserves de 139 Mds tonnes (13% des réserves mondiales), la Chine est devenue un importateur net de charbon du fait que sa production (1.8 Mds TEP/an) reste en deçà de la consommation (2 Mds TEP/an). Pour réduire sa dépendance au charbon, la Chine ne cesse de fournir des efforts appréciables dans l'utilisation de l'énergie propre qui contrôle aujourd'hui 12% du bouquet énergétique national. Le pays est en effet leader mondial dans la production d'énergie propre, en particulier d'origine solaire et éolienne. Il ambitionne d'installer près de 1300 Gigawatts (GW) d'énergies renouvelables d'ici à 2025, soit 33 % des nouvelles capacités mondiales, et qu'elle abrite, en outre, 26 des 63 centrales nucléaires actuellement en construction dans le monde mais tout cela reste très insuffisant pour stopper les importations du charbon et satisfaire les besoins d'une population forte de 1.4 milliard d'âmes.

De son côté, l'Inde, troisième plus gros producteur de gaz à effet de serre, tire 55% de sa production énergétique du charbon et a décidé de doubler ses capacités d'énergie d'origine nucléaire, sur laquelle le pays accuse un retard, avec seulement 22 réacteurs en service et une modique production représentant 1.1% dans le bilan énergétique du pays. Comme pour la Chine, l'Inde, qui compte 1.35 milliard d'habitants, et qui consomme aujourd'hui trois fois moins d'énergie que les Etats-Unis, va voir sa demande future exploser en raison de sa forte croissance qui, à l'instar du bloc BRICS, sera véhiculée essentiellement par les énergies fossiles mais ses réserves d'hydrocarbures s'épuiseront vers 2024 alors que les renouvelables ne représentent que 7% dans la consommation énergétique globale. L'autre énergivore, en l'occurrence le bloc OCDE, le plus engagé dans le développement des énergies propres, épuiserait ses réserves d'hydrocarbures vers 2033 au rythme actuel des besoins. En 2018, la part du tout-fossile (y compris le nucléaire) dans le mix énergétique total est de 89% dont 65 % rien que pour les hydrocarbures.

Fig.5 - Top 10 de la consommation d'énergie primaire, année 2007

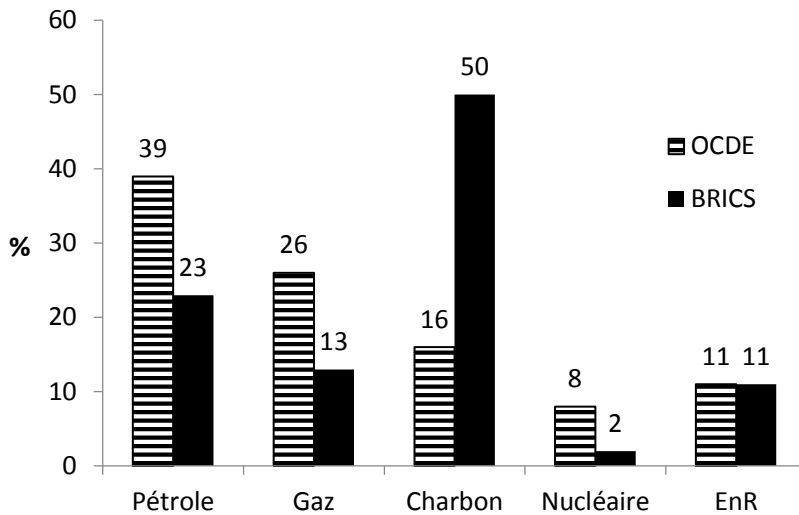


Les pays du BRICS (3.16 milliards d'habitants) et de l'OCDE cumulent aujourd'hui près de 4.5 milliards d'habitants, soit 58% de la population mondiale. Au rythme des besoins actuels de leurs

consommations d'énergie fossile, en 2035 la majorité de ces pays sera contrainte d'importer la quasi-totalité de ses besoins en pétrole et gaz. Le taux de déclin naturel des hydrocarbures dans ces pays est nettement plus rapide que la vitesse de croissance des énergies renouvelables au point où les scénarios d'efficacité énergétique, d'économie d'énergie ou de diminution de la part du fossile dans le bouquet énergétique risquent d'avoir davantage de plomb dans l'aile et tout comblement du gap que laisseraient les hydrocarbures par le charbon et le nucléaire ira à contre-courant de la politique de sécurité et de lutte contre le gaz à effet de serre.

Le recours aux renouvelables, qui ne sont, aujourd'hui, qu'à hauteur de 11% (Fig.6) aussi bien dans le bouquet énergétique de l'OCDE que dans celui du BRICS, ne serait pas suffisant d'autant plus que la photovoltaïque et l'éolienne, principales filières des renouvelables, risquent de perdre de la vitesse à grande échelle au profit du fossile.

Fig.6- Mix énergétique OCDE vs BRICS , Année 2017
(Réf. Diverses sources)



Selon les rapports annuels de l'énergie dans le monde établis par BP, publiés en 2015, la consommation d'énergie fossile a été 5 fois plus rapide que celle de la consommation primaire équivalente

d'énergies renouvelables entre 2000 et 2014. Par exemple, la consommation de charbon a augmenté 35 fois plus que celle du solaire et 10 fois plus que celle de l'éolien. Il en résulte que l'apport en énergies renouvelables, sur la même période, n'a été que d'environ 0.2 milliard de TEP dont 0.15 milliard de TEP d'éolien et 0.045 milliard de TEP de photovoltaïque, soit 15 fois moins que l'apport global du fossile qui a totalisé 3.06 milliards de TEP sur la période.

L'exploitation des chiffres historiques de la période 2000 -2017 (*BP statistical Review, 2018*), montre que les fossiles ont progressé de 59% pour le charbon, 58% pour le gaz et 25% pour le pétrole soit des croissances annuelles de 3.4% pour le charbon et le gaz et 1.5% pour le pétrole. Ces trois sources fossiles ont cumulé une augmentation globale de 3,45 milliards de TEP durant la période 2000-2017 contre seulement un apport de 0.24 milliard de TEP pour les énergies renouvelables malgré leur croissance annuelle plus rapide de 6%. En 2017, les énergies renouvelables ne couvraient que 11% de la consommation mondiale d'énergie mais depuis, beaucoup d'efforts ont été consentis à travers le monde dans la promotion des principales filières, le solaire et l'éolien en l'occurrence. En effet, selon un rapport de BloombergNEF, datant du 1er septembre 2020, en 2019 ces deux filières ont représenté 67 % des nouvelles capacités électriques installées à travers le monde (118 GW) dont 45% pour le seul photovoltaïque notamment en Inde, Italie, Australie, Namibie, aux États-Unis et au Chili. Ceci porte à 651 GW la capacité mondiale de centrales solaires, devant l'éolien (644 GW) mais bien loin derrière le charbon (2 089 GW), le gaz (1 812 GW) et l'hydroélectricité (1 160 GW). En termes de production, le solaire a fourni, en 2019, près de 2,7 % de l'énergie consommée dans le monde contre 0,16 % il y a une décennie.

Malgré le développement rapide des énergies propres, leur contribution reste encore très marginale au point où les investissements, qui bénéficient de subventions publiques dans certains états et souvent non rentables, posent beaucoup de questions quant à leur disqualification. Les énergies renouvelables ne semblent pas pouvoir empêcher le maintien d'une consommation

toujours plus élevée d'énergies fossiles durant les décennies à venir. Le monde a toujours besoin d'énergie et il ne suffit pas que les renouvelables progressent rapidement pour que la consommation d'énergie fossile diminue. C'est seulement quand la production d'énergie renouvelables augmente plus vite que l'offre en énergies fossiles que ces dernières pourront être effectivement substituées plutôt que secondées par les renouvelables.

5- Les freins à la transition énergétique

Même si certaines modélisations du futur bouquet énergétique mondial montrent que d'ici à 2050 ce sont les énergies renouvelables qui connaîtront les taux de croissance les plus élevés, il n'en demeure pas moins qu'en terme de production, les énergies fossiles resteraient dominantes à hauteur de 75% contre 85% aujourd'hui. Les renouvelables pourront, certes, avoir une croissance trois fois plus rapide que celle des fossiles mais ces derniers, réunis, pourront produire jusqu'à 10 fois plus d'énergie que les filières «décarbonées» lesquelles ne concernent que la génération électrique mais pas nécessairement à grande échelle face aux enjeux économiques des états mais aussi à l'influence des lobbies de l'électricité où les géants de la production traditionnelle ont le pied sur le frein suite à la montée en puissance de l'éolien et de la photovoltaïque, une montée devenant de plus en plus problématique pour les maîtres du vieux business.

Sur le plan économique, les ambitions de la sortie du nucléaire et l'éloignement du fossile ne cessent d'enregistrer des controverses et des impasses remettant en cause les trajectoires possibles vers un système énergétique plus équilibré et respectueux de l'environnement. Le fossile, et notamment le charbon, reste encore la principale source d'énergie des grandes puissances économiques (Chine, USA) qui contrôlent 62% de la consommation mondiale de charbon et 43% de la pollution «gaz à effet de serre»-GES (Tab.19).

Aux États-Unis, la politique « tout-fossile» du président Donald Trump et son retrait de l'Accord de Paris, annoncé le 1er juin 2017, n'incitent pas le pays à faire du zèle dans le développement des

énergies vertes, même si légalement le retrait américain de l'Accord de Paris ne peut intervenir qu'après trois ans à compter de sa date d'entrée en vigueur et ne pourrait donc prendre effet qu'après le 4 novembre 2020, c'est-à-dire au lendemain des prochaines présidentielles.

Toujours est-il que cette position réhabilitant les fossiles n'a pas l'air de bloquer l'émergence des énergies renouvelables étasuniennes où elles contrôlent 23% du mix électrique en avril 2019, déclassant, pour la première fois, le charbon à 20.4% après son déclin de sa production de 34% depuis 2008 et la fermeture de plusieurs centrales à charbon. Mais le gaz naturel avec 35%, reste la première source d'électricité depuis 2016.

Tab.19 - Top 10 des émissions de gaz à effet de serre (GES),
Milliard de tonne CO₂/an (Source AIE, 2016)

	Pays	GES, Md Tonnes CO ₂ /an	% / Monde	Conso. charbon	
				MM Tonnes/an	% / Monde
1	Chine	9,06	28	3595	51
2	USA	4,83	15	805	11
3	Inde	2,08	6	631	9
4	Russie	1,44	4	228	3
5	Japon	1,15	4	174	2
6	Allemagne	0,73	2	163	2
7	Corée Sud	0,59	2	135	2
8	Iran	0,56	2	1,35	0.02
9	Canada	0,54	2	26	0.3
10	Arabie saoudite	0,53	2	0,15	0.002

TOTAL	21,51	67	5759	81
MONDE	32,32		7089	

En revanche, si le candidat démocrate, Joe Biden, arriverait à être élu comme président des États-Unis, succédant au «tout fossile» Donald Trump, il y aurait de fortes chances qu'il va réhabiliter la

politique environnementale américaine en limitant la consommation des énergies fossiles et revenir à l'accord de Paris sur le climat, voire étudier la possibilité d'un rapprochement avec l'Iran, permettant à ce dernier de couler plus librement son pétrole sur le marché. Joe Biden aurait vraisemblablement l'intention de revenir à la feuille de route de l'ancien président Barak Obama.

Au Brésil, un des gros énergivore du BRICS, c'est le nouveau président élu, Jair Bolsonaro, venu de l'extrême-droite, qui refusait d'accueillir la COP-25, prévue du 11 au 22 novembre 2019. Connu pour ses positions anti-environnementales, le nouveau président brésilien, en fonction depuis le premier janvier 2019, ne voit pas la nécessité d'un ministère de l'Environnement, estimant que la politique environnementale mondiale ne peut pas entraver le développement du Brésil en le dépossédant de ses 60% de l'Amazonie, poumon de la planète, dont il envisage même d'accélérer un plan de déforestation. En août 2018, Jair Bolsonaro s'est également engagé à retirer son pays de l'Accord de Paris. Le Brésil, neuvième consommateur mondiale d'énergie primaire (0.3 Md TEP/an), est, depuis quelques années, le siège de grandes découvertes de pétrole et de gaz en offshore profond faisant du pays un futur grand producteur et consommateur de pétrole. Donald Trump n'est donc pas, et ne serait pas, le seul climato-sceptique compromettant l'émergence des énergies vertes. Les rares bonnes conduites envers les objectifs climatiques à l'échelle mondiale ne tiennent, en fait, qu'à l'effort de certains pays à faible influence et très peu pollués.

En Europe occidentale, pourtant la plus active en matière de défense environnementale, la transition énergétique, qui était bien partie dès 2010, avec un boom de la production d'électricité renouvelable, a quelque peu décéléré dans des pays clés, comme la France et l'Allemagne.

En Allemagne, suite à la catastrophe d'Hiroshima (Japon) en 2011, le pays s'est fixé un objectif de fermer ses réacteurs nucléaires au plus tard en 2022, une initiative d'Angela Merkel qui n'a pas manqué de recueillir de vives critiques du fait que si elle écarte les risques du nucléaire, il n'en demeure pas moins qu'elle ouvre la voie

au charbon pour compenser le déficit en électricité, ce qui favorisera les émissions de gaz à effet de serre ou du moins ne les ralentit pas. D'ailleurs, en mai 2020, l'Allemagne a mis en service, près de Dortmund, la centrale à charbon «*Datteln 4*», d'une capacité de 1.100 mégawatts, une opération ayant suscité de vives protestations, alors que le pays s'est engagé, en 2019, à diminuer de 55% les émissions de gaz à effet de serre avant 2030 et à mettre hors service ses 84 centrales thermiques à horizon 2038. Le groupe allemand E.ON, un des leaders dans le secteur stratégique de l'électricité en Europe, ne s'est pas trop engagé dans la filière des renouvelables. Il a même poursuivi ses plans d'investissements dans les sources aussi bien fossiles que nucléaires, tout comme, d'ailleurs, le groupe français EDF (Électricité de France). En Allemagne, la quasi-totalité de la génération d'électricité éolienne et photovoltaïque est soutenue par des petits opérateurs et investisseurs dont des collectivités, des coopératives, des agriculteurs, voire de simples citoyens.

En France, leader européen du nucléaire, avec une production électrique reposant à plus de 70 % sur l'atome, c'est plutôt la fermeture des quatre dernières centrales à charbon, d'ici 2022, qui est à l'ordre du jour, une des promesses phares de la campagne présidentielle d'Emmanuel Macron mais à condition que d'ici là les énergies renouvelables seront en mesure d'assurer la relève du charbon qui ne contrôle d'ailleurs que 2% de l'électricité produite en 2017 contre 16 % pour les énergies vertes. Toujours est-il que dans un souci de sécurité d'approvisionnement, le syndicat français CGT (Confédération Générale du Travail) s'oppose à la fermeture des centrales à charbon, estimant que certaines régions du pays, dans l'Ouest de la France, ont une forte demande d'électricité et peu de moyens de production. La démission de Nicolas Hulot, ministre de la transition écologique, en août 2018, après seulement 15 mois passés au sein du gouvernement, reflète cette influence des lobbies de l'électricité classique et les difficultés de faire aboutir la transition énergétique.

Fidèle à son ambitieux objectif «zéro fossile» en 2040, Nicolas Hulot reprochait au gouvernement français de ne faire que des «petits pas» dans ce sens, notamment s'agissant de réduire la part de l'atome à 50% à l'horizon 2025. Mais pour la France, qui n'a ni pétrole, ni gaz, ni charbon, il n'est pas question de réduire le nucléaire ce qui serait une décision contre-productive sur le plan sécurité énergétique et climatique car l'atome est l'une des sources d'énergie les plus faiblement carbonées dont dispose le pays et le choix de l'électronucléaire reste en phase avec l'enjeu climatique pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Partant du principe que la transition énergétique consiste à mettre sur pieds un monde à la fois «décarboné», pour des raisons climatiques et dénucléarisé, pour des raisons de sécurité (risque anthropique), la France resterait un pays où la transition énergétique serait amputée d'un membre. Si l'Allemagne, qui consomme un tiers de la demande de charbon de l'union européenne (500 MM tonnes par an), pour produire 21% de son électricité, justifie son choix par la sortie du nucléaire, d'autres pays de l'Union (République Tchèque et Pologne), en consomment un autre tiers et comptent toujours sur le charbon qui contribue, respectivement, à hauteur de 50% et 40% dans la production électrique.

Sur le plan mondial, même s'il y a une certaine volonté de la part de quelques pays occidentaux (européens notamment) dans la sortie progressive des combustibles polluants, de nombreux pays, en particulier en Asie du Sud et du Sud-Est, le charbon, source d'énergie peu coûteuse et disponible, reste le principal gage de la sécurité énergétique et un pilier du développement économique. Malgré qu'il constitue la ressource d'énergie la plus polluante, avec 45% des émissions mondiales de gaz à effet de serre, soit deux fois plus que son principal concurrent (le gaz naturel), le charbon devrait encore asseoir sa confortable place dans le mix électrique mondial, et asiatique en particulier. Le cortège «énergies propres» peine donc à s'imposer sachant que deux tiers de la consommation mondiale du charbon sont destinés à l'électricité dont les besoins augmentent d'environ 3% par an, voire de 7% dans les pays comme la Chine et l'Inde. Selon un rapport de Bloomberg NEF, en 2019, pas moins de 39

GW de centrales à charbon ont été construits dans le monde contre seulement 19 GW en 2018, mais la production d'électricité à partir de cette source a baissé de 3 % en 2019 par rapport à l'année précédente en raison du ralentissement dans l'utilisation de ces infrastructures. Même si leur capacité continue à s'accroître, les centrales à charbon fonctionnent en effet moins souvent avec un taux d'utilisation moyen de 57 % en 2018 contre 50 % en 2019.

Par ailleurs, selon un récent rapport d'*Enerdata*, un bureau d'études économiques spécialisé dans le secteur de l'énergie et de ses interactions avec l'environnement, il y aurait une vingtaine de nouveaux pays, dont neuf africains (RD Congo, Égypte, Côte d'Ivoire, Kenya, Maroc, Mozambique, Niger, Sénégal et Tanzanie), trois en Amérique centrale (Panama, Salvador et République dominicaine), deux au Moyen-Orient (Émirats Arabes-Unis et Jordanie) et trois en Asie (Bangladesh, Cambodge et Myanmar) qui viennent de se tourner vers le charbon malgré leurs engagements dans les directives des COP. Toujours selon *Enerdata*, d'ici 2025, pas moins de 65 centrales thermiques pourraient être mises en service dans ces pays. Étant donné que ces derniers ne sont, pour la plupart, pas producteurs de charbon, leur recours vers ce produit favorisera le développement du commerce de cette source d'énergie dont les États-Unis, la Russie, la Chine contrôlent 67% des réserves et 70% de la production mondiales. D'ailleurs, la consommation de charbon, qui fournit près de 40% de l'électricité mondiale, a augmenté d'au moins 1% au cours de ces trois dernières années. Ce déséquilibre géographique mondial dans la diversification du parc de production électrique rend hypothétique la généralisation des contours de la politique climatique et énergétique à l'échelle de la planète. Devant ces besoins croissants en énergies fossiles, la technique de la capture du CO₂ produit puis sa séquestration artificielle, a été avancée comme solution limitant les émissions de GES sauf que le stockage géologique du CO₂ demeure lui-même une forme de pollution du sous-sol plutôt que de l'atmosphère.

Mais les énergies renouvelables et la transition énergétique ne sont pas seulement bridées par les difficultés techniques et économiques mais aussi par un consensus entre les gros «électriciens» avec la complicité d'hommes d'affaires et politiques. Du côté des lobbies verts, parfois alarmistes sur le réchauffement climatique qui constitue, à leurs yeux, le plus grand danger qui menace l'humanité, la transition énergétique et le recours aux énergies propres sont devenus de véritables fonds de commerce où ils ont surtout un intérêt financier à défendre. Ainsi, la «déclaration de guerre» aux combustibles fossiles, qui n'est pas uniquement justifiée par une cause anthropique des émissions de GES, reste, parfois, une politique de façade. En effet, selon une étude réalisée par *Oxfam France* en 2015, entre 2009 et 2014, soit depuis le dernier grand sommet sur le climat de Copenhague, les 25 premières banques internationales ont consacré 847 milliards d'euros aux énergies fossiles contre seulement 89 milliards d'euros pour les énergies renouvelables, soit le dixième du montant accordé aux énergies fossiles. En France, par exemple, les cinq principales banques du pays ont accordé, sur la même période, 129 milliards d'euros aux projets d'énergies fossiles dont 118 milliards d'euros par BNP Paribas, Crédit Agricole et Société Générale. Selon cette étude, la banque BNP Paribas est à la fois le sponsor officiel de la COP 21, première banque française et cinquième au niveau international à soutenir les investissements dans les énergies fossiles avec près de 52 milliards d'euros aux énergies fossiles entre 2009 et 2014 contre 6 milliards d'euros consacrés aux énergies renouvelables.

Toutes ces positions très divergentes entre écologistes et climato-sceptiques, auxquelles s'ajoutent les disparités entre beaucoup d'états dans leurs politiques d'engagements climatiques, ne font que traîner la percée des renouvelables et empêtrer leur chemin, déjà cahoteux, comme source privilégiée de la transition énergétique et de substitution aux énergies fossiles. L'ambition des scénarios rapides visant à décarboner le mix énergétique mondial reste un objectif très difficilement atteignable.

6 - Vers un nouvel ordre pétrolier mondial ?

Si l'on résume, en quelques mots, la situation actuelle et celle à venir, telle qu'envisagée par les accords internationaux, comme le protocole de Kyoto et les conférences annuelles des COP, visant à asseoir un programme de transition énergétique, pour sauver notre planète, il s'agit de limiter le réchauffement mondial à un maximum de 2°C d'ici à 2100 au risque de franchir le seuil qui pourrait provoquer la fonte des calottes glaciaires du Groenland et de l'Ouest Antarctique et entraîner une élévation du niveau des mers. D'après le dernier bulletin émis par l'Organisation météorologique mondiale (OMM), en 2017, la teneur de l'atmosphère en dioxyde de carbone a dépassé la barre des 400 ppm (parties par million) et augmente de 2 ppm par an. Au rythme actuel de la consommation d'énergies fossiles, le réchauffement climatique pourrait atteindre +1.5°C en 2040, d'où la nécessité absolue d'un programme de transition énergétique accéléré privilégiant le développement des énergies renouvelables, pour décarboner, dans un premier temps, le secteur électrique, finir avec le charbon et modérer, dans le même temps, la part des hydrocarbures dans le mix énergétique mondial. Si la protection de la planète est l'affaire de tous les pays du monde, il n'en demeure pas moins que 67% des émissions de GES proviennent d'un petite dizaine de pays parmi lesquels sept consomment 81% de la demande mondiale de charbon (Tab.19). Ce dernier reste en effet la première source énergétique abondante de la planète avec des réserves 30% plus élevées que celles de pétrole et de gaz réunies.

Les fortes émissions de GES de ces sept géants énergivores reflètent leurs modèles énergétiques et économiques basés principalement, et depuis longtemps, sur l'utilisation des ressources fossiles et ce n'est pas en quelques années que leurs mix énergétiques vont devoir être dominés par les renouvelables. L'évolution du système énergétique mondial est caractérisée par une grande inertie au point où la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique mondial n'a pratiquement pas changé depuis les années 1980.

Tout comme depuis l'accord de Paris, en 2015, qui se voulait pourtant le premier accord universel sur le climat et signé par 196 pays sur les 197 que compte l'ONU, les émissions planétaires ont en effet augmenté de 2% suite, entre autres, à un retour du charbon palliant des sorties du nucléaire. Si aux États-Unis le charbon a un peu reculé ce n'est pas forcément une volonté politique de l'administration Trump, qui mise sur le «tout-fossile» pour son indépendance énergétique, mais c'est en raison de la forte croissance du gaz de schiste.

Ce privilège du gaz, voire du pétrole, par rapport au charbon n'est pas un choix des seuls américains mais une préférence mondiale au vu des avantages concurrentiels relatifs des hydrocarbures en matière de rendements et du respect pour l'environnement. Les pays développés, le groupe des G20, en l'occurrence, responsables de 80% des émissions mondiales, savent très bien que les jours de leurs réserves conventionnelles en pétrole et gaz sont comptés et la satisfaction de leurs besoins, à l'horizon 2035-2040, passera beaucoup plus par des contrats d'exploitation de gisements internationaux que par des importations. L'exportation de la technologie et du savoir-faire des multinationales vers les pays où le potentiel pétrolier est encore opulent va permettre de diluer le risque géologique et économique car il s'agit, désormais, de découvrir et exploiter non seulement des gisements conventionnels, de plus en plus rares et complexes, mais aussi des gisements non conventionnels dont la rescousse est imposée par le déclin inéluctable des gisements classiques qui est estimé à 4 % ou 5 % par an, soit un épuisement équivalent à une mer du nord par an, selon l'AIE. L'implantation des «major compagnies» dans tous les principaux pays pétroliers et une redistribution des cartes dans les régions encore potentielles de la planète demeure du domaine du possible dès l'année 2030 quand la très grande majorité des pays de l'OCDE ayant déjà consommé leurs réserves ou dépassé leur pic pétrolier conventionnel auront amorcé celui de leur potentiel non conventionnel, s'ils en disposent.

Des «guerres de pétrole», plus déclarées que celle menée contre le régime de Saddam Hussein, en 2003, ne sont pas à écarter.

Les États-Unis, après le malheureux attentat du 11 septembre 2001, ont juste voulu le pétrole iranien pour remplacer celui de l'Arabie saoudite.

Les américains avaient même failli être, de facto, membre de l'OPEP durant la période d'occupation de l'Iraq en 2003-2004. Aujourd'hui, la «guerre du gaz» annonce déjà la couleur au Moyen-Orient avec les projets rivaux de gazoducs qatari et iranien devant alimenter l'Europe via le territoire syrien en effervescence. À se demander si les explosions des bombes en Syrie ne sentent-elles pas le gaz.

Cette compétitivité des multinationales, qui n'écarte pas de nouvelles méga-fusions, comme dans les années 1990, autorise, avec sa synergie, la mise en évidence de nouveaux gros gisements comme c'est le cas de l'offshore brésilien où, si les premières estimations seront confirmées, les réserves pétrolières du pays augmenteront de moitié et pourront faire du Brésil un nouveau exportateur, devant le Nigéria, auquel cas l'intention de la déforestation de l'Amazonie pour la prospection pétrolière deviendrait inopportune,...au bonheur des écologistes du monde entier.

La naissance possible de nouveaux pétroliers ne se limite pas à l'«hémisphère Ouest». Dans les eaux territoriales d'Égypte et de Bahreïn, des méga- gisements de gaz et de pétrole venaient d'être découverts. Aussi, rien qu'en Afrique, une vingtaine de pays sont sur le point de devenir des pétroliers même si leurs potentiels ne sont encore que préliminaires. Et là, l'opportunité est ouverte pour les multinationales d'exporter leurs dernières technologies côtoyant la «contre-performance» dans leurs pays d'origine où le potentiel hydrocarbure est en phase très avancée de déclin. En Amérique du nord comme en Europe, les recherches deviennent coûteuses devant la taille des découvertes. D'aucuns ne doutent que durant les prochaines décennies, la demande étant de plus en plus croissante, les taux de remplacement des volumes consommés y seront de moins en moins rassurants.

Comme pays africains nouvellement attractifs on peut citer la Guinée équatoriale et la République du Congo, nouveaux membres

de l'OPEP. Le pétrole a aussi jailli au Ghana, au Soudan en Ouganda et le gaz naturel en Tanzanie, au Mozambique devenus exportateurs tandis que d'autres pays comme le Kenya, Madagascar et l'Éthiopie sont en train de développer des programmes d'exploration très prometteurs. Il n'est pas dit que tous ces pays, vont regagner l'OPEP. Bien au contraire, de nouveaux producteurs, et tant d'autres, verront donc le jour à même de réduire davantage l'influence du Cartel, compromettre ce qui resterait de son équilibre, voire provoquer son éclatement, et remettre en cause l'hégémonie pétrolière du Proche-Orient, l'actuel centre de gravité de la production pétrolière mondiale. La riposte des pays du Moyen-Orient consistera en le lancement de lourds investissements dans le développement de leurs capacités de production. L'OPEP trouvera ainsi des difficultés à satisfaire et gérer toutes les demandes d'augmentation des quotas : l'indiscipline que connaît l'organisation mènera les non satisfaits vers le dépassement frauduleux de leurs quotas et provoquera une plus large fissuration du cartel puis son éclatement bien avant 2035-2040. Il s'agit des prémices d'un nouvel ordre pétrolier mondial surtout que les gigantesques réserves de pétrole non conventionnel des sables bitumineux de l'Orénoque vénézuélien et de l'Alberta (Canada) sont pratiquement hors compétition au jour d'aujourd'hui. Ces deux pays seront les principaux acteurs pétroliers à l'horizon 2035-2040 mais vue les gros investissements que nécessitent les pétroles lourds et extra lourds, les prix du pétrole léger et du condensat, comme diluant, seront encore plus chers.

La révolution des schistes, elle, gagnerait le reste du monde. Elle migrera du Texas, où elle aura réussi sa mission, vers des dizaines de pays émergents mais non sans la technologie et l'expertise occidentale et américaine en particulier. Le modèle américain reste, toutefois, difficilement transposable comme un simple prêt-à-porter sans le concours du tailleur.

Des réserves additionnelles d'hydrocarbures peuvent aussi être produites par l'amélioration du taux de récupération sur les gisements en déplétion. À terme, avec l'innovation, les industriels espèrent faire grimper le taux mondial à plus de 50 %. Ce domaine reste très peu utilisé ou maîtrisé par les NOC (compagnies étatiques)

et le recours au savoir-faire des «*major companies*» justifie le redéploiement de ces dernières sur l'ensemble des pays pétroliers émergents où de gros gisements arriveront à un stade de vieillesse très avancé.

L'évolution des acteurs pétroliers concernera aussi les compagnies des pays producteurs qui peuvent évoluer de par leur taille et leur statut. En face des multinationales classiques comme la Royal Dutch/Shell, ExxonMobil, BP, Chevron et Total, il est possible de voir apparaître de grosses compagnies étatiques intégrées d'envergure internationale, qui vont jouer un rôle de plus en plus important sur la scène mondiale à même de rivaliser avec ces multinationales en termes de réserves prouvées, d'expertise et d'activité opérationnelle sur toute la chaîne pétrolière et gazière. Par exemple, les sociétés pétrolières chinoises qui n'avaient vraiment pas de poids jusqu'aux années 1990, sont aujourd'hui implantées partout dans le monde et ont acquis le statut d'acteurs majeurs de l'industrie pétrolière. En très peu de temps, des géants tels que CNPC, CNOOC et Sinopec qui figurent déjà parmi les trois plus grandes compagnies pétrolières du monde en termes de chiffre d'affaires, ont réalisé, hors de Chine, jusqu'à 20% de leur production globale d'hydrocarbures laquelle assure aujourd'hui 31% de la demande énergétique du pays.

La Brésilienne Petrobras, classée aujourd'hui dans le «top 15» des plus grandes entreprises pétrolières mondiales avec des réserves de 14 Mds bbl et une technique très avancée dans le forage en eau profonde et ultra profonde, a réalisé en 2010 la plus grande opération de capitalisation boursière au monde pour procéder à l'exploitation de ses immenses gisements offshore. Il y a également la norvégienne Statoil (devenue *Equinor* en mars 2018) qui s'est lancée dans l'investissement de 15% à 20% de son capital dans les renouvelables d'ici à 2030. En dépit des problèmes socio-économiques qui rongent le Venezuela, auxquels s'ajoutent ses conflits avec la Maison-Blanche, la compagnie nationale «PDVSA» gère les premières réserves pétrolières du monde et dispose d'une capacité de production d'environ 4 MM b/j, aujourd'hui sous-utilisée. Au moyen orient, les tensions géopolitiques et les guerres ont considérablement affecté le développement des compagnies

irakienne et iranienne (NIOC) qui étaient des compagnies nationales assez puissantes. Sans oublier les géants russe, Gazprom, qui gère 17% des réserves gazières du monde et saoudien, Aramco, qui compte déjà dans la liste des grandes compagnies mondiales avec 16% des réserves de pétrole de la planète.

Il apparaît donc clairement que l'ordre énergétique international qui se profile ne sera, encore une fois, que le reflet des politiques nationales des grandes puissances, à court de pétrole, et des stratégies mondiales des sociétés multinationales se repositionnant sur un nouvel échiquier énergétique mondial, avec comme ingrédients de base le pétrole et le gaz au vu de la croissance démographique et la satisfaction de ses besoins en énergie qui atteindront 2 TEP/habitant/an en 2035-2040 contre 1.8 TEP aujourd'hui. En 2040, les «BRICS» seront encore les plus peuplés et les plus énergivores de la planète. La poussée démographique va faire pression sur la demande en énergie et la pleine satisfaction des besoins doit passer prioritairement par le recours aux énergies fossiles qui domineront encore le bouquet énergétique, lequel ne sera pas très différent de celui d'aujourd'hui (Tab.20).

Ces chiffres sont dérivés de l'exploitation d'un des derniers rapports de BP (*BP Energy Outlook, 2018*). On note qu'en 2040, les hydrocarbures représenteront 53% du mix pour le scénario «laisser-faire» et 48% pour le scénario «rapide» contre 57% aujourd'hui. En effet, au vu de la lenteur historique d'émergence des énergies propres et la grande inertie de l'évolution du système énergétique mondial, l'imposition de scénarios plus accélérés de transition écologique visant une sortie plus rapide du fossile risque de provoquer d'importants conflits d'intérêt, des tensions géopolitiques, voire des révoltes nationales dans les pays émergents.

Tab. 20 - Mix énergétique mondial actuel vs horizon 2040 (Réf. BP, 2018)

	Scénarios 2040				Actuel	Mix
	Laisser-faire	Mix	Rapide	Mix		
	Md tonnes	%	Md tonnes	%		
Pétrole	4,5	25	4	24	4,6	34
Gaz	5	28	4	24	3,1	23
Hydrocarbures	9,5	53	8	48	7,7	57
Charbon	3,5	19	2	12	3,7	26
Nucléaire	1	6	1	7	0,8	6
EnR	4	22	5,5	33	1,45	11
TOTAL	18	100	16,5	100	13,65	100

Comme aujourd’hui, les hydrocarbures resteront le nerf de la guerre de l’économie mondiale sauf que le centre de gravité de leur répartition à l’échelle de la planète va pouvoir migrer avec la naissance d’une nouvelle génération de pays producteurs et un paysage pétrolier moins administré s’installera en même temps qu’un redéploiement opérationnel des multinationales sur les différentes régions d’intérêt dans le cadre de partenariat et d’assistance technique avec les compagnies nationales des états pétroliers émergents. L’effritement ou la disparition de l’OPEP est d’autant plus probable avec la mondialisation du commerce dont celui des hydrocarbures. Jusqu’ici, les règles de l’OMC ont épargné le secteur de l’énergie depuis la création du GATT (*General Agreement on Tariffs and Trade*, aujourd’hui OMC), une exception qui maintient les hydrocarbures en dehors du système commercial de l’organisation. Mais certains milieux de l’OMC considèrent que cette exception ou «anomalie» pourrait être levée plus tard compte tenu des causes ayant mis le commerce des hydrocarbures à l’écart. La première raison est que la majorité des pays exportateurs de pétrole n’étaient pas membres du GATT à l’exception du Canada, la Norvège et le Royaume-Uni et dont les principaux gisements de pétrole ont

été découverts bien après la période du GATT, créé en 1947 et devenant OMC en 1995 (nous reviendront sur ces organisations dans la «section 8» de la 9ème partie de l'ouvrage). Ce n'est que dans les années 1980 que d'autres pays exportateurs de pétrole ont rejoint le GATT dont le Mexique (en 1986), le Venezuela (1990), l'Angola (1994) et les Emirats arabes unis (1994). La deuxième raison est que le commerce du pétrole est soumis à un régime parallèle du fait que la politique de l'OPEP repose sur des bases totalement différentes de celles de l'OMC dans la mesure où le cartel pétrolier s'occupe d'une seule catégorie de produits et son principal objectif n'est pas le libre-échange dans l'intérêt mutuel des parties, mais le contrôle de la production et du commerce dans l'intérêt de ses membres.

Aujourd'hui, dès lors que beaucoup de pays de l'OPEP (Angola, Arabie saoudite, Émirats Arabes Unis, Gabon, Guinée équatoriale, Koweït, Nigéria, RD Congo et Venezuela) sont devenus membres de l'OMC, des experts estiment qu'il serait faux de dire que le secteur des hydrocarbures a été totalement exclu du système, car les restrictions de l'OPEP seraient en contradiction avec les obligations dans le cadre de l'OMC. Cette dernière vise, en effet, une régulation non discriminatoire des flux commerciaux tandis que l'OPEP veut maximiser sa part de marché, ce qui confère au cartel un simple statut d'observateur auprès de l'OMC car l'adhésion de tous les pays OPEP à l'OMC aura une grande influence sur la politique pétrolière internationale du fait que les règles de l'OMC interdisent tout embargo pétrolier envers d'autres pays comme ce fut le cas en 1973. Les règles du commerce mondial doivent, théoriquement, s'appliquer à tous les produits, bien qu'officiellement, aucun groupe de l'OMC ne s'est jamais prononcé sur la question de savoir si un pays membre à la fois de l'OPEP et de l'OMC peut rester dans les deux organisations ou doit-il choisir entre l'une ou l'autre. Un dossier à suivre.

Une autre raison hypothéquant l'avenir de l'OPEP est sa possible désintégration par des changements politiques au sein de ses gros producteurs. Il est certain que le devenir de l'organisation ne dépend que de l'humeur et des intérêts de son leader, l'Arabie saoudite, qui ne peut dissoudre l'OPEP mais cette dernière le sera *de*

facto si le royaume arriverait à la quitter. À ce titre, et à maintes reprises, des sénateurs républicains américains ont suggéré à l'Arabie saoudite de quitter le cartel, dans les meilleurs délais, pour se lancer dans une voie libérale plus bénéfique pour le royaume, au lieu de s'allier avec la Russie et la Chine pour déclarer la guerre aux intérêts américains. Il ne faut pas oublier aussi que la loi américaine NOPEC (*No Oil Producing and Exporting Cartels Act*), ou anti-OPEP, sur la table du congrès américain depuis l'arrivée de Trump, vise à faire disparaître l'OPEP, considérée comme une organisation détenant le monopole en matière de régulation du marché et des prix, ce que le congrès américain considère comme une incompatibilité avec la loi *anti-trust*. Cette loi, interdisant de restreindre la production d'hydrocarbures et d'en fixer les prix, pourrait être votée à tout moment, auquel cas l'OPEP sera appelée à disparaître....Son rôle d'antan a déjà disparu.

Tout compte fait, la libération éventuelle du commerce des hydrocarbures et le recours au partenariat international sera l'ultime occasion pour les pays producteurs de pouvoir développer leurs richesses naturelles, non inépuisables, en tirer profit et bâtir une économie de production substituant la rente. Continuer à veiller à sa poule aux œufs d'or est désormais une arme révolue : l'avenir n'appartient plus à celui qui détient le plus de pétrole mais à celui qui détient les bons moyens de l'extraire afin d'en faire un meilleur monde pour ses populations.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz dans le monde ont une durée de vie d'une cinquantaine d'années au rythme actuel de la consommation. Il se trouve que les pays de l'OCDE qui n'en contrôlent que 14% pour le pétrole et 10% pour le gaz, consomment en revanche plus de 40% de la demande mondiale. Ces pays, faut-il le reconnaître, sont derrière les concepts, la technologie et le financement, sous une forme ou sous une autre, des travaux d'innovation, de recherche et développement, de production et de transport. Ce serait donc contre nature s'ils manqueront de sitôt d'une source d'énergie qu'ils ont découverte, «adoptée» et développée des siècles durant.

Dans beaucoup de pays exportateurs de l'OPEP, dont l'économie dépend totalement des hydrocarbures, les réserves

s'amenuisent d'année en année et leurs gouvernements n'ont pas d'autres alternatives que de se retourner, si besoin est, vers le partenariat pour bénéficier des dernières technologies et de l'investissement des compagnies «major» mais non sans offrir des conditions contractuelles plus attractives en termes de fiscalité, d'une part, mais surtout de potentialité des surfaces à promouvoir, d'autre part.

Ainsi, pas mal de pays pétroliers ont revu et reverront les structures de leurs lois fondamentales sur les hydrocarbures et les contrats y afférents. Chaque pays essayera de séduire au maximum jusqu'à échancre les mamelles de sa survie en déroulant le tapis rouge aux investisseurs étrangers à même de décharger sa compagnie nationale et devenir un simple collecteur d'impôts. Mondialisation oblige, l'ombre du régime de concession, qui n'a pas dit son nom, plane de nouveau sur des «*nationalisateurs*» d'hier. L'histoire se refait mais pas uniquement pour le mur de Berlin.

Les pays rentiers ont toute cette histoire derrière eux pour comprendre que le pétrole n'est pas une fin en soi. Si ce produit et ses dérivés ont occupé une place plus que privilégiée dans l'urbanisation, l'industrialisation et l'économie de la planète dans les débuts du 20ème siècle, notamment après les guerres mondiales, de nos jours, il n'est que vrai que c'est dans les pays les plus pétroliers que l'économie est la plus précaire et la consommation d'énergie par habitant est la plus faible. Le développement se mesure, désormais, par une économie de production faisant même fi du privilège du vieux produit, don de dame nature. Le pétrole n'est qu'un moyen éphémère, dans la vie d'une nation. Il contribue, sans plus, à asseoir une économie de production, créatrice de richesse. Dans les grands pays pétroliers de l'OCDE, la «pétrolisation» du PIB n'est qu'à un chiffre et la consommation du fossile n'exclue pas l'investissement dans les énergies alternatives dont le nucléaire malgré ses méfaits. Le pétrole ? Il y en avait beaucoup, il y en a, il y en aura encore un peu mais, un jour, il n'y en aura plus.

Cinquième partie

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ALGÉRIENNE

L'Algérie en un mot

Avec une superficie de 2.381.741 Km², l'Algérie, située en Afrique du Nord, est le plus vaste pays d'Afrique, du monde arabe, du bassin méditerranéen et le 10^{ème} à l'échelle mondiale. Il partage 6 343 Km de frontières terrestres avec sept pays voisins. Il est limité à l'ouest par le Maroc, à l'est par la Tunisie et la Libye. Les frontières sud le séparent de la Mauritanie, du Mali, du Niger et du Sahara occidental. Au Nord, le pays donne sur la mer méditerranée le long d'une côte est-ouest de 1200 kilomètres.

Du sud vers le nord, l'Algérie est constituée de quatre principaux ensembles géographiques distincts : la partie saharienne, qui représente 80% du territoire national, est caractérisée par un climat désertique à faibles précipitations et une faible densité de la population (10% de la population algérienne). Viennent ensuite la zone de l'Atlas saharien à climat semi-aride, les hauts plateaux (25% de la population), puis l'Atlas tellien tout à fait au nord. C'est dans cette région nord, où le climat est méditerranéen, que se concentre 65% de la population du pays. En 2020, la population algérienne est estimée à 43 millions d'habitants, dont environ 3 millions dans la capitale Alger. Le pays compte des dizaines de grandes villes dont certaines ont plus de 500 000 habitants à l'exemple d'Oran, Constantine et Annaba.

L'Algérie a connu une colonisation française depuis l'année 1830 et a recouvré officiellement son indépendance le 5 juillet 1962 à l'issue d'une guerre de libération de huit années (1954-1962) contre cette présence coloniale qui dura 132 ans.

Dès son indépendance, l'Algérie a adopté un régime républicain à tendance socialiste, d'où la dénomination de *République Algérienne Démocratique et Populaire* (RADP).

Les grandes lignes de sa politique extérieure sont le non alignement, la défense des causes justes, le droit des peuples à disposer d'eux-mêmes, la contribution à la paix, la promotion de la fraternité et le développement de relations de coopération et de bon voisinage, le soutien à la décolonisation et la non-intervention au-delà de ses frontières. Le pays est membre de l'Union du Maghreb Arabe (UMA), de l'Unité Africaine, des Nations Unies et de la Ligue Arabe.

Sur le plan administratif, le pays est divisé, aujourd'hui, en 48 wilayas dotées chacune de la personnalité morale et de l'autonomie financière. La wilaya (sorte de préfecture), est une collectivité publique territoriale et une circonscription administrative de l'État algérien.

L'économie algérienne est une économie de rente basée sur l'exportation des produits pétroliers qui représentent 97% de ses recettes extérieures lesquelles financent 60% du budget de l'État et couvrent 35% à 40% du PIB. Malgré la crise pétrolière depuis 2014, le pays, dont la monnaie est le Dinar Algérien-DA (1 D.A = 0,009 USD), est la 4^e puissance économique du continent africain après le Nigeria, l'Afrique du Sud et l'Égypte et la 55^e économie mondiale avec un PIB par habitant autour de 4100 dollars américains, en 2017, selon le communiqué N° 18/207 du FMI (juin 2018). L'essentiel de la production des hydrocarbures provient des gisements de pétrole de Hassi Messaoud et de gaz de Hassi Rmel, découverts en 1956 et qui comptent parmi les plus importants dans le monde.

La surface des bassins sédimentaires susceptibles de susciter un intérêt pétrolier est estimée à 1.5 million Km², soit 63% de la superficie du territoire national, ce qui confère au pays des réserves de pétrole et de gaz lui permettant d'être un des plus grands exportateurs d'hydrocarbures vers l'Europe et vers certains pays d'Asie et d'Amérique.

L'Algérie dispose aussi d'un potentiel minier très diversifié en matière de fer, zinc, sel, plomb, barytine, marbre, or, tungstène, diamant, terres rares, métaux rares, pierres précieuses, etc. Mais ces ressources restent peu exploitées (nous y reviendrons dans la 7^{ème} partie du livre).

Chapitre 1

Les différentes étapes du pétrole algérien

L'industrie pétrolière algérienne, qui se voulait une «industrie industrialisante», n'a pas joué son rôle de locomotive de l'économie nationale malgré les différents programmes de développement lancés par les gouvernements depuis l'indépendance. Cette industrie a connu deux grandes époques depuis la fin du 19ème siècle : l'époque coloniale (1830-1962) et l'époque de l'Algérie indépendante avec ses différentes périodes régies chacune par un code pétrolier adapté aux réalités de l'heure (1962-1971 ; 1971-1986 ; 1986-2005 et 2005 à l'actuel).

1.1- L'époque coloniale (1830-1962)

La recherche pétrolière a débuté assez tôt, vers 1890, dans le bassin du Cheliff, au nord-ouest du pays, suite aux observations d'indices de surface. Plusieurs puits peu profonds ont été réalisés mais n'ont fait que confirmer ces indices. Ce n'est que cinq années après, en 1895, qu'un forage a pu, enfin, découvrir pour la première fois, un petit gisement mais relativement intéressant, celui de Ain Zeft. Ce gisement a pu produire un cumul de 50.000 tonnes de pétrole jusqu'en 1925. La poursuite des efforts de recherche a abouti à la découverte, en 1915, d'une seconde accumulation d'égale importance à Tliouanet, près de la ville de Relizane. Ce gisement, dont la production s'est arrêtée en 1945, a permis d'extraire un cumul de 30.000 tonnes de pétrole.

Tous ces indices et découvertes sont en majorité accidentels étant donné les moyens et les techniques de l'époque. En général, la période 1910-1950 était marquée par une pseudo-exploration sans grands résultats puisque basée essentiellement sur les indices et le flair d'antan, donnant lieu à de forages épars, peu profonds et incertains. En 1947, une dizaine de puits négatifs furent forés et ce n'est qu'en 1948 que la

première découverte commerciale, à 500 mètres de profondeur, fût signalée à Oued Gueterini (jaillissement spectaculaire d'huile du puits OG-1), non loin de la ville de Sour El Ghozlane, à 150 Km au sud d'Alger. Elle a été immédiatement mise en production, en 1949, pour produire un cumul de 300.000 tonnes de brut et ce jusqu'en 1956. Cette exploitation a démarré au moment où la part du charbon dans le mix énergétique en Algérie était de 75% contre seulement 18% pour le pétrole. Cependant l'exploitation de ce gisement fut interrompue en 1956 à cause de la généralisation de la guerre de libération, durant laquelle les activités pétrolières ont pratiquement cessé au nord du pays mais le gouvernement français savait déjà que c'est au Sahara que sont renfermées les grandes ressources pétrolières du pays. L'hypothèse de l'existence du pétrole dans le sous-sol du Sahara algérien remonte, en effet, aux années 1920 quand le géologue français Conrad Kilian avait déclaré : « *Je vois dormir des milliards de barils de pétrole dans le vêtement de sable du désert* ». C'était en 1919, il avait juste 21 ans. Flaire, sixième sens ou intuition enrobée de science, ce fils de géologue, professeur à la faculté des sciences de Grenoble, descendant d'une vieille famille strasbourgeoise, voyait le Fezzan (ou Fezzanie), zone désertique du sud-ouest de la Libye, sous administration française de 1943 à 1951, une province très riche en hydrocarbures et qui s'étend jusqu'au Sahara oriental algérien. Il s'agissait en fait des bassins actuels de Ghadamès en Libye, de Berkine, Illizi et Hassi Messaoud en Algérie. Les travaux de ses missions géologiques, sillonnant, à dos de chameaux, le Sahara oriental, lui ont permis d'affirmer la présence du pétrole dans toute la Fezzanie, une ancienne mer selon ses interprétations paléogéographique. Devant la lutte géostratégique des puissances industrielles pour la possession de l'or noir au Sahara, Conrad Kilian, par l'importance de ses explorations scientifiques sahariennes, voulait que la France, et rien qu'elle, profitât de ses découvertes. Il craignait de voir échapper à la France ces milliards de barils de pétrole que recèlerait ce vaste territoire saharien convoité également par l'administration italienne mais aussi par des lobbies et puissances occultes qui s'acharnaient sur la présence française en Afrique du Nord et au Sahara. Le groupe britannique Pearson, qui a

revendu sa *Mexican Eagle Petroleum Company*, en 1920, à Shell, s'intéressait aussi, et de près, au pétrole du Sahara algérien au point où il était interdit aux français de parler du pétrole en Algérie, surtout pas Conrad Kilian dont des travaux ont curieusement disparu.

Qui peut croire, à la base d'un « simple » raisonnement géologique, sans forage, à la présence du pétrole au Sahara ? Mais, quand en Fezzanie, les explorateurs ont découvert du pétrole, le nom de Conrad Kilian commença à faire la une de la presse sauf que le géologue visionnaire était mort depuis déjà six ans, dans un assassinat camouflé en suicide. Le roi est mort, vive le roi, on s'écria «Kilian avait raison». La mort, pour le moins étrange, en 1950, de ce créateur de la géologie saharienne, à l'âge 52 ans, est vraisemblablement une affaire de pétrole. Ce pétrole qui coule toujours dans l'ex Fezzanie.

Comme la France sortait de la seconde guerre mondiale, elle a été contrainte à poursuivre la recherche pétrolière pour rétablir son économie. C'est ainsi que les travaux de prospection ont regagné les régions sahariennes, supposées épargnées par la guerre de libération et où, déjà, dès 1950, année d'introduction de la sismique en Algérie, les travaux d'exploration étaient entrepris avec une première concession attribuée en 1952 à la Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie (SNRepal), une société créée en 1946 par le Bureau de recherche de pétrole (BRP - Elf Aquitaine) en association avec le gouvernement général de l'Algérie, et dont le siège était à Hydra sur les hauteurs d'Alger. Viennent ensuite, en 1953, la CFPA ou Compagnie Française des Pétroles-Algérie, une filiale de la CFP (actuelle TOTAL), la Royal Dutch-Shell, et autres CREPS (Compagnie de Recherche de Pétrole Sahara). Cette dernière découvre en 1953 le premier gisement de gaz de Berga dans la région d'In Salah, au Sahara central où le réservoir du Dévonien inférieur a débité 600 000 m³/jour de gaz sec. Le 5 janvier 1956, la même compagnie découvre, à l'est du Sahara algérien, le gisement de pétrole d'Edjelleh (50 m³/jour), puis, peu après, ceux d'Illizi, de Tiguentourine et de Zarzaitine, tous situés dans un rayon de 40 Km à 70 Km.

Après ces découvertes de pétrole dans la partie orientale du Sahara algérien, les efforts de recherche de gaz à l'ouest du pays furent totalement abandonnés ou suspendus: c'est la ruée vers l'or noir, à l'est du Sahara.

Cinq mois se sont écoulés, en juin 1956, l'Association CFP-SNRépal découvre, presque accidentellement, l'un des plus grands gisements de pétrole au monde : le Champ de Hassi Messaoud qui s'étend sur une superficie de 2000 Km² dont 1600 Km² sont imprégnés de pétrole. Les réserves initiales en place sont de l'ordre de 7.5 milliards de mètres cubes (47 Mds bbl).

Comme un bonheur ne vient, lui aussi, jamais seul, cinq mois après, en novembre 1956, la SNRépal découvre, également, l'un des gigantesques champs de gaz dans le monde : le Champ de Hassi Rmel dont les réserves initiales en place sont estimées à 3300 BCM. Ainsi, il a fallu à peine cinq années pour découvrir l'essentiel des réserves de pétrole et de gaz dont dispose aujourd'hui l'Algérie. Ironie du sort, le paroxysme des potentialités pétrolières de la terre algérienne coïncide avec celui de la lutte armée de son peuple pour sa libération.

Toujours soucieuses de reconstituer rapidement leur économie, anéantie par la seconde guerre mondiale, et rongée cette fois-ci par la résistance armée algérienne, les autorités françaises se précipitent sur la mise en production directe du pétrole de Hassi Messaoud dès l'année 1958 au moyen d'un modeste oléoduc de 200 Km, reliant ce gisement à Touggourt, d'où le brut est acheminé ensuite par citernage jusqu'au port de Skikda, pour son exportation. L'exploitation accélérée des gisements découverts a nécessité la pose de deux principaux oléoducs, l'un en 1959 (660 Km), reliant Edjelleh-Haoud El Hamra à Bejaïa, l'autre en 1960 (265 Km), reliant Haoud El Hamra au port tunisien de la Skhira, suite au refus de la Libye de laisser transiter par son territoire *«un pétrole ne profitant pas directement aux intérêts du peuple algérien frère, en lutte pour son indépendance»*. Jusqu'en 1961, les gisements étant encore en évaluation, le rythme de production de pétrole n'était que de l'ordre de 10.000 b/j (500.000

tonnes par an), ce qui équivaut toutefois à ce qu'aurait produit le gisement d'Oued Gueterini en 12 ans ! C'est dire que pendant la période coloniale, seulement deux oléoducs totalisant moins de 1000 Km ont été érigés par les compagnies françaises qui s'empressaient de s'enrichir comme en témoigne leur capacité totale extensible à 24 MMTonnes/an, niveau qui sera atteint la veille de l'indépendance de l'Algérie.

Les découvertes des champs de Hassi Messaoud et de Hassi Rmel ont constitué le déclic pour l'intensification des recherches dans le Sahara algérien et prévaloir l'intérêt soudain de ce territoire. En effet, c'est à partir de 1956 que l'effort exploration (sismique et forage) a réellement commencé à s'intensifier d'autant que les dépenses écoulées auparavant se voient largement et rapidement récupérées vu les quantités de brut exportées et commercialisées. Les travaux d'exploration ont atteint leur apogée avant de connaître un déclin spectaculaire à partir de 1962, année de l'indépendance de l'Algérie. Ceci n'est pas fortuit quand on connaît la date et les objectifs des accords d'Evian (18 mars 1962, approuvés par référendum du 08 avril 1962).

Ce déclin brusque est symptomatique d'une politique de la terre brûlée en matière de recherche puisque dès l'année 1963, les compagnies françaises se consacrent essentiellement aux activités de production, dont elles contrôlent alors la quasi-totalité, et prennent très peu de risques dans l'exploration de crainte que le développement et l'exploitation des éventuelles découvertes profitent à la seule Algérie indépendante.

1.2- L'époque de l'Algérie indépendante

1.2.1 - Période 1962-1971

Dès l'indépendance du pays, les autorités algériennes trouvent urgent d'être de la partie dans une industrie leur revenant de droit. Elles mettent en place deux structures administratives compétentes qui prendront en charge le secteur de l'énergie et des mines notamment en matière de contrôle et de délivrance des autorisations

de recherche et d'exploitation pour les sociétés pétrolières étrangères. C'est ainsi que le 25 août 1962, sont créés la Direction de l'Energie et des Carburants (D.E.C), un instrument veillant à l'application de la politique du gouvernement en matière d'hydrocarbures et le Bureau Algérien des Pétroles, une sorte de B.R.P (Bureau de recherche de pétrole) français.

Ces deux structures représentaient l'État algérien dans le conseil d'administration de l'Association Coopérative (ASCOOP, 50%-50%), créée le 29 juillet 1965 dans le cadre de l'accord pétrolier algéro-français signé la même date à Alger et créant du coup la Sopedal (Société pétrolière française en Algérie) qui entre dans l'ASCOOP et tant que chargée des intérêts miniers. Cet accord prévoit l'assistance technique et financière de la France au développement industriel de l'Algérie et engage les deux parties à unifier leurs efforts dans la recherche et l'exploitation des richesses du sous-sol saharien tout en partageant la production au prix de revient. Chaque partie peut jouer le rôle d'opérateur et s'engage à partager pendant 15 ans sur une base paritaire les charges et les profits de la recherche et de l'exploitation, la partie française faisant l'avance de 60 % des frais de recherche incombant à l'Algérie. L'affectation des fonds relève d'un organisme paritaire de coopération industrielle (OCI). Concernant le gaz naturel, l'accord d'Alger stipule que son régime est dissocié de celui du pétrole et sera donc livré à l'Algérie à la sortie du puits à un prix assurant la rémunération du capital investi et une prime de découverte, ce qui enlève aux sociétés françaises tout bénéfice commercial sur le gaz.

À cet effet, des aménagements et restructurations ont été opérés comme la création, le 4 mai 1966, de la SOFREPAL (Société Française de Recherche et d'Exploitation Pétrolière en Algérie), une filiale de l'ERAP (entreprise de recherches et d'activités pétrolières), chargée de la gestion des biens de la SNRepal dans l'accord algéro-français. Du côté algérien, les prérogatives de la D.E.C et du Bureau Algérien des Pétroles n'ont pas tardé à s'amenuiser après la naissance de SONATRACH bien que la D.E.C, qui a été rattachée au Ministère de l'Industrie et de l'Energie, a continué à y jouer un rôle de contrôleur et n'a disparu que vers les années 1980.

La création de la SONATRACH

C'était en 1963, le 31 décembre plus exactement, que les autorités algériennes ont décidé de créer leur propre SOCIÉTÉ NATIONALE qui sera chargée du TRANSPORT et de la COMMERCIALISATION des Hydrocarbures (d'où l'acronyme de SONATRACH). Mais devant les contraintes techniques et financières pour l'Algérie de mettre en place, deux ans après son indépendance, une société nationale intégrant toutes les activités pétrolières, la compagnie nationale a été créée, dans une première phase, jusqu'aux accords de 1965, exclusivement pour la construction d'un troisième oléoduc (OZ-1 en 1964-1965) reliant Haoud El Hamra au port d'Arzew, avant de se déployer progressivement dans les autres segments de l'activité pétrolière.

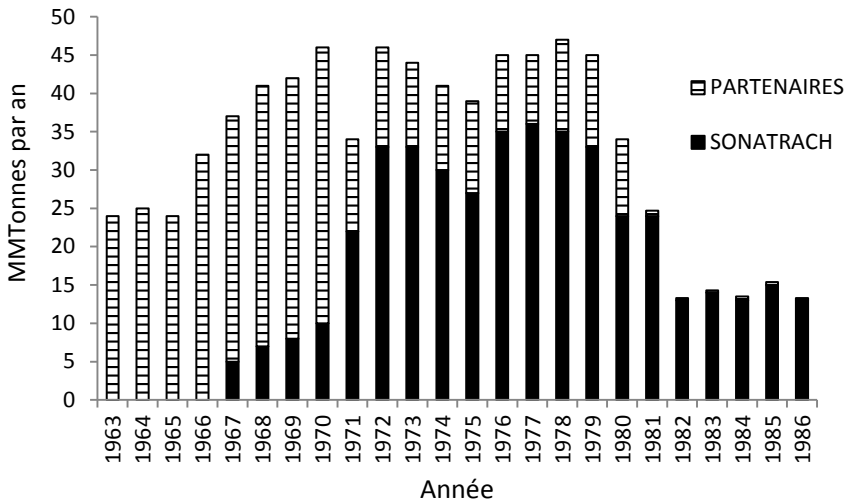
Ce pipe, de 28 pouces et long de 801 Km va même, avec sa capacité design de 21 MMTonnes de pétrole, soulager les compagnies françaises dans l'extension de 30% des capacités de transport puisqu'à ce moment-là, la jeune société SONATRACH n'était qu'un simple partenaire algérien au sein de l'ASCOOP.

La poursuite des travaux de recherche et le partage équitable des capitaux constituent les principaux points de l'accord de cette association dans laquelle la SONATRACH n'a cependant pas été épargnée de l'ostracisme de ses partenaires. Ces derniers connaissant mieux le terrain, voyaient déjà leurs intérêts remis en cause avec l'implication de la partie algérienne bien que la préoccupation unique et légitime de celle-ci, au lendemain de l'indépendance, était la consolidation de l'entité nationale d'abord.

La priorité accordée par les compagnies françaises à l'exploitation des gisements et l'abandon des efforts de recherche reflètent leur souci d'empocher vite et gros et leur stratégie d'une politique de la terre brûlée en matière de renouvellement des réserves et la valorisation des hydrocarbures pour l'industrialisation de l'Algérie, ce qui constitue un dédit des accords, supposés immuables, ayant donné naissance à l'ASCOOP. Conscients de cette stratégie mais aussi du souci d'asseoir le développement de l'économie nationale, les algériens envisagent

d'étendre leur implication et intéressement à tous les secteurs de l'activité pétrolière. C'est ainsi qu'en 1969, l'Algérie estime que les compagnies françaises n'ont pas tenu leurs engagements en matière d'investissement de recherche qui ont énormément chuté entre 1965 et 1968, alors que selon les accords les compagnies françaises devaient verser une partie de leurs bénéfices dans la recherche ou sous forme d'impôts. L'ère des prérogatives de l'ASCOOP (qui n'a éclaté malgré tout qu'en 1972), n'aura ainsi duré que trois années, durant lesquelles les algériens ont déjà beaucoup perdu en matière de recettes. En effet, les exportations pétrolières des compagnies françaises sont curieusement passées de 20-25 MMTonnes par an avant la naissance de l'ASCOOP, à plus de 30 MMTonnes par an à partir de 1966, pour atteindre 36 MMTonnes en 1970 (soit plus de 75% de la production totale), à la veille des nationalisations du 24 février 1971 alors que les exportations de SONATRACH ne dépassaient pas les 10 MMTonnes par an avant les nationalisations après avoir été pratiquement nulles jusqu'en 1966 (Fig.7).

Fig.7 - Algérie - Profil des exportations de pétrole brut
(Période 1963-1986)



En outre, le régime fiscal profitant au pétrole algérien et qui ne consistait qu'à quelques cents (moins d'un dollar) par baril vendu par ces compagnies, ne jouissait pas des mêmes avantages applicables aux pétroles des pays de l'OPEP (l'Algérie n'étant pas encore membre de cette organisation), à savoir les différentiels de fret (prime de Suez) et surtout de qualité étant donné que le pétrole algérien, de faible densité et très peu chargé en soufre est l'un des plus appréciés sur le marché mondial. La prime de Suez a été appliquée après la fermeture du canal de Suez durant la guerre des «Six Jours» en 1967, ce qui a allongé les routes acheminant le pétrole du Moyen-Orient et fait envoler les taux de fret. Les bruts algérien et libyen, de bonne qualité et à proximité des zones consommatrices européennes, étaient sous-évalués. L'Accord de Tripoli (2 avril 1971) a réussi à imposer une prime géographique aux pétroles méditerranéens de 13 cents/baril, indexée sur le fret et celle de Suez à 12 cents/baril pendant la durée de fermeture du Canal de Suez, lequel ne sera réouvert qu'en 1975. La prime de qualité (faible teneur en soufre) était, quant à elle, fixée à 10 cents/baril par l'Accord de Tripoli.

Dans le même temps, le niveau de production et des exportations pétrolières algériennes était insignifiant avec moins d'un (01) MMTonnes/an et ce jusqu'en 1966, quand le baril était vendu à moins de 2 dollars, même si l'Algérie disposait d'un monopole en GNL avec la construction, par les anglais, en 1964, à Arzew, de la première usine de liquéfaction du gaz au monde (CAMEL- Compagnie algérienne du méthane liquéfié, aujourd'hui GL4Z).

Cette usine, a permis à Sonatrach d'effectuer ses premières livraisons de GNL, dès 1965, au Royaume Uni (avec British Methane) et à la France. Mais les exportations du GNL ne dépassaient pas les 2 BCM/an et le gaz était cédé à seulement quelques dizaines de cents le MMBTU (prix FOB). Les algériens ont estimé que leur jeune pays, indépendant, continue à ne ramasser que les miettes d'une florissante industrie pétrolière qui leur appartient de plein droit. Pour les algériens, la nationalisation des hydrocarbures est le seul moyen légitime pour propulser le développement économique et social de leur jeune nation.

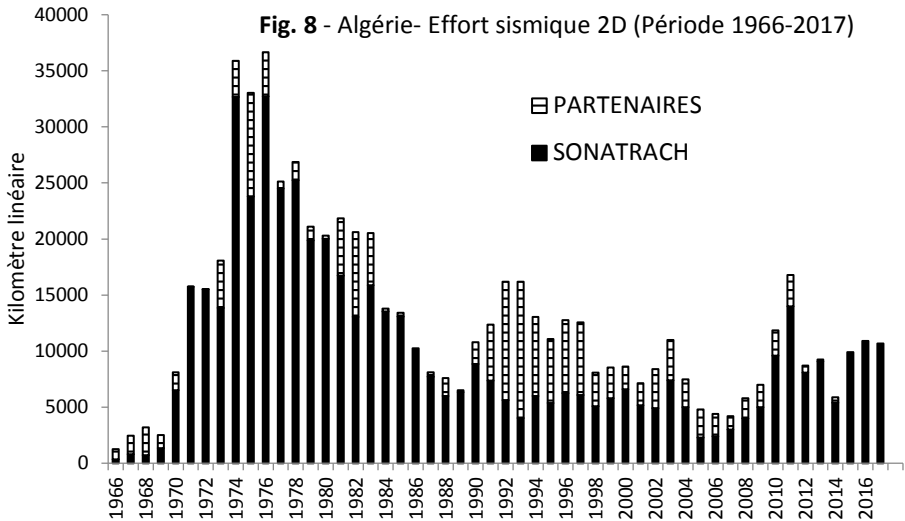
Les nationalisations partielles de 1967-1968

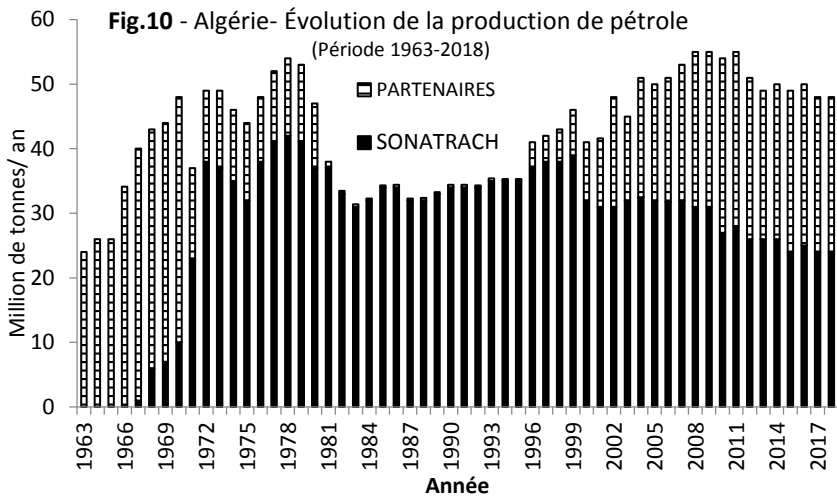
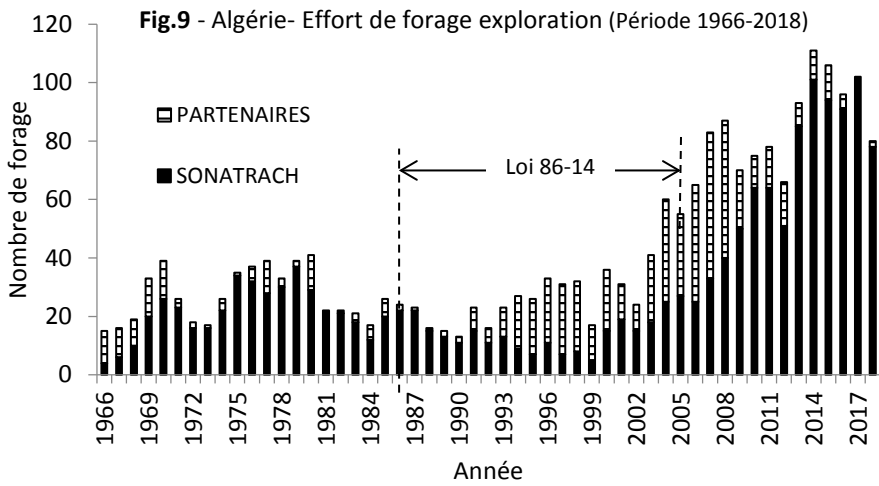
Au lendemain de l'indépendance, l'état algérien n'était impliqué qu'à hauteur de 5% dans la recherche pétrolière et ne contrôlait que 10 % de la production, du transport et du raffinage. La distribution était entièrement sous contrôle de compagnies étrangères. Même si l'accord d'Alger a permis au pays de faire un grand pas dans le recouvrement de ses intérêts, au sein de l'ASCOOP, notamment par une meilleure implication dans l'exploration pétrolière et l'obtention du monopole de la commercialisation du gaz naturel et de la distribution par la SONATRACH (par Naftal aujourd'hui), les algériens voient toujours leur pétrole dans une situation trop lésée. Consciente du rôle des hydrocarbures dans le développement économique et social et la consolidation de l'entité nationale, l'Algérie décida, en 1967-1968, de lancer un processus de nationalisations partielles en mettant la main sur 51% de certains intérêts étrangers et le transfert de biens à la SONATRACH. Cela a commencé avec les réseaux de distribution du britannique BP, les raffineries de Mobil, et d'autres intérêts d'Esso (Exxon aujourd'hui), de Shell, en passant par le retrait de quelques titres miniers et leur transfert à la compagnie nationale. En 1969, Alger informa les sociétés françaises que la redevance doit être revue à la hausse et en juillet de la même année l'Algérie adhère à l'OPEP, donnant ainsi au pétrole algérien le régime fiscal qui lui revient et à son peuple plus de possibilités d'utilisation d'une énergie à même les pieds mais loin de son foyer. Jusqu'en 1968 le pétrole lampant et le charbonnier constituaient en effet le principal refuge pour le foyer algérien. La consommation domestique reste insignifiante devant celle industrielle profitant au patronat étranger. Il faut dire que les efforts de nationalisations ont extrêmement remodelé le bilan de la consommation énergétique des algériens. La part du pétrole passe de 41% (en 1968) à 64% (en 1975), celle du gaz de 5% à 9% et celle du charbon de 32% à 16%, soit un accroissement de 37% de la consommation des hydrocarbures et un déclin de 50% de celle du charbon en sept ans. Sur le terrain, ces

premières nationalisations se sont immédiatement traduites en une nette amélioration dans le contrôle de l'industrie pétrolière par la jeune équipe SONATRACH.

En recherche et prospection, l'effort sismique de la SONATRACH est passé brusquement de 700 Km en 1968 à plus 6500 Km en 1970 (Fig.8). Quant à l'effort de forage, il est passé d'une dizaine de puits entre 1966 et 1968, à une trentaine de puits, pendant que l'effort des compagnies étrangères décline de 85% par rapport à la période 1960-1965 précédant la création de l'ASCOOP (Fig.9).

Sur le plan production-commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux et avec la disponibilité de l'oléoduc Haoud El Hamra- Arzew, construit par la SONATRACH dès sa création, le niveau de la production algérienne de pétrole est passé de moins d'un (01) MMTonnes en 1967 à quelque 6 MMTonnes en 1968 et atteint 10 MMTonnes en 1970 (Fig.10). Les quantités livrées aux raffineries ne dépassant guère les 2 MMTonnes/an, l'essentiel de la production est destiné à l'exportation. Toutefois la période reste encore dominée par la production des compagnies étrangères (30 à 35 MMTonnes/an) et ce jusqu'aux nationalisations de 1971.





Concernant le gaz, il est vrai que la valorisation du pétrole a une longueur d'avance puisque le gaz n'a été que timidement et tardivement exploité. Ce n'est que vers 1963 que le gaz a commencé à être exploité et commercialisé avec moins de 5 BCM/an et ce jusqu'aux premières nationalisations. Le seul gazoduc disponible, érigé en 1961, étant celui reliant le champ de Hassi Rmel au complexe de liquéfaction d'Arzew. Comme pour le pétrole, l'essentiel de la production de gaz est exporté. Pendant ce temps, les partenaires de la SONATRACH avaient la faveur de produire et

commercialiser, en plus du pétrole, de modestes quantités de GPL (gaz de pétrole liquéfié) et du condensat. On peut dire que si ces premières nationalisations ont permis à l'Algérie d'améliorer ses revenus et sa position dans le contrôle du secteur pétrolier, elles n'ont pas trop affecté les intérêts étrangers en termes de commercialisation et d'exportation. La production et les exportations pétrolières ont même connu entre 1966-1970 les plus hauts niveaux jamais atteints par les compagnies étrangères.

1.2.2 - Période 1971-1986

Les nationalisations du 24 février 1971

Bien que les nationalisations de 1967-1968 ont permis, un tant soit peu, à l'Algérie de consolider sa position dans le contrôle de ses richesses naturelles, il n'en demeure pas moins que la défense de ses intérêts n'a pas atteint sa complète légitimité. Désormais membre de l'OPEP depuis juillet 1969, l'Algérie, à l'occasion de la révision des Accords d'Alger, entame avec la France des négociations fiscales en octobre 1969 en voulant augmenter de quelques fractions de dollar le prix du baril algérien (qui coûtait moins de 3 dollars). En juillet 1970, Belaïd Abdesselam, alors ministre algérien de l'Industrie et de l'Energie (de juillet 1965 à avril 1977), fait savoir que le prix de référence fiscal du baril applicable aux sociétés françaises est porté de 2.65 dollars à 2,85 dollars. Devant le refus des compagnies françaises de toute renégociation des prix, le président Houari Boumédiène évoqua la nationalisation des hydrocarbures en estimant que le retour d'investissement pétrolier réalisé en Algérie doit être équitablement partagé voire consommé sur place. Restée sur sa soif de consolider ses intérêts légitimes, l'Algérie, jalouse de ses richesses naturelles, augmenta quand même le prix de son baril à environ 3 dollars et procéda aux nationalisations historiques du 24 février 1971, corroborées par la promulgation de la loi Fondamentale sur les Hydrocarbures (ordonnance No 71-22 du 12 avril 1971). Cette ordonnance qui définit le cadre dans lequel doit s'exercer l'activité des sociétés étrangères dans le domaine de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures liquides, vise le contrôle total par

l'Algérie de ses richesses pétrolières et gazières, lui permettant de se poser en exemple pour les nations du Tiers-Monde dans leurs efforts de libération économique.

A ce titre, le président Houari Boumédiène, juge que l'ère des faveurs est révolue et lança dans un discours à ce sujet : « *...Si le pétrole a, pendant des décennies, grandement contribué à l'enrichissement et au renforcement des autres, il n'est que juste que cette richesse naturelle, mais non inépuisable, serve d'abord à la cause sacrée de notre propre développement et à la consolidation de notre indépendance politique* ». En effet, à la veille des nationalisations de 1971, l'Algérie gagnait moins d'un dollar par baril (le prix du baril étant de 2 à 3 dollars) parce que la Sonatrach n'avait qu'une participation de 25% à 50% dans les gisements en exploitation (25% seulement pour celui de Hassi Messaoud) alors que les accords d'Évian, signés le 18 mars 1962, consacrent l'intégrité territoriale et le rattachement du Sahara au territoire algérien. Ces nationalisations ont permis aux algériens de contrôler plus de 75% des surfaces de recherche, 75% de la production des liquides, 100% du transport, 95% du raffinage et 100% de la distribution, tout en bénéficiant de 51% des intérêts pétroliers étrangers et 100% des intérêts gaziers dont les gaz associés et ce conformément à l'ordonnance N° 71-09 du 24 février 1971 qui déclare propriété exclusive de l'État, les gaz associés aux hydrocarbures liquides issus de tous les gisements d'hydrocarbures situés en Algérie. Cette loi fondamentale est venue fixer les modalités et les conditions pour les compagnies étrangères désireuses d'opérer en Algérie et mettant, du coup, fin au régime fiscal de faveur pour les compagnies françaises et abrogeant tous les codes pétroliers précédents y compris certaines dispositions des accords d'Evian et de l'ASCOOP.

Le prix du baril algérien est désormais celui pratiqué par l'ensemble des pays pétroliers de l'OPEP. Il passe de 5 ou 6 dollars en 1973 (guerre d'octobre arabo-israélienne) à plus de 16 dollars en 1974 pendant que le prix moyen du brut des autres pays arabes avoisinait les 12 dollars. Sur le plan opérationnel et managérial, ces nationalisations ont été décidées non sans risques de boycott et de handicap technologique en termes de départ de techniciens

étrangers au vu des expériences vécues par les nationalisations mexicaines en 1938, iraniennes en 1951, irakiennes en 1961, etc. Le départ des techniciens français s'explique aussi par l'abandon des parts dans les gisements que les nationalisations ont laissées à leurs compagnies du fait que leur rentabilité devenait amoindrie sous le poids du nouveau système fiscal appliqué par l'administration algérienne, un système aligné sur celui des autres pays membres de l'OPEC dont l'Algérie est membre, rappelons-le, depuis juillet 1969.

Il convient, néanmoins, de souligner que l'abandon par les sociétés étrangères de ces gisements a privé l'Algérie de recettes fiscales non négligeables et que, par ailleurs, la création de la SONATRACH avant les nationalisations est venue à point nommé car sans l'existence et l'intervention de cette compagnie nationale, l'Algérie se serait retrouvée devant des situations d'impasse quant à la prise en charge des activités.

La jeune équipe de SONATRACH, qui ne disposait alors que de quelques dizaines de techniciens inexpérimentés, est désormais maîtresse du terrain et avait pour nouvelle et lourde mission de ne ménager aucun effort dans la prise en main des opérations de recherche mais aussi des gisements abandonnés par les compagnies françaises. L'année 1971 reste en effet marquée par un passage à vide de l'activité de recherche des compagnies étrangères pendant que s'intensifie de façon vertigineuse l'effort de prospection et recherche mené par la SONATRACH. Le volume sismique est passé de 15000 Km à 32000 Km entre 1971 et 1976, ce qui a permis une génération d'un certain nombre de prospectus à forer autour d'une trentaine de puits par an entre 1974 et 1980 contre 5 à 10 puits pour les partenaires.

Cet effort d'exploration de la SONATRACH a commencé à décliner pour atteindre son minimum au milieu des années 1980 à l'occasion de l'ouverture du domaine minier au partenariat étranger dans le cadre de la loi 86-14 relative aux hydrocarbures (Fig. 8 et 9), sur laquelle nous reviendrons un peu plus loin.

Par cette intensification des efforts de recherche, l'Algérie vise à renouveler les réserves et permettre au pays non seulement de gérer lui-même l'approvisionnement en pétrole de la France dont les

cadres ont déserté en masse les chantiers et les complexes pétroliers, mais aussi d'assurer la pérennité énergétique et le développement d'une industrie algérienne inexistante. L'Algérie a choisi de s'industrialiser à partir de ses richesses en hydrocarbures et l'«industrie industrialisante» était, en ces temps-là, la devise conjoncturelle de Belaïd Abdesselam du fait que le secteur des hydrocarbures constituait l'unique pourvoyeur de recettes pour les caisses de l'état algérien.

Les efforts de recherche et prospection des partenaires, qui ont dramatiquement chuté au lendemain de l'indépendance, ont laissé place aux efforts de développement et production des gisements connus et il a fallu donc les nationalisations du 24 février 1971 pour voir la production des compagnies étrangères dégringoler de 70% en l'espace d'une année (1970-1971), passant de 38 MMTonnes en 1970 à une dizaine de MMTonnes en 1971, suite à l'arrêt des exportations par les sociétés françaises, et elle restera à ce niveau jusqu'en 1980 avant de chuter brusquement à moins d'un million de tonnes par an, à la faveur d'une production algérienne qui a plus que doublé en passant de 10 MMTonnes en 1970 à 23 MMTonnes en 1971 pour atteindre 38 MMTonnes en 1972 et 42 MMTonnes en 1978 (Fig.10), un niveau jamais atteint auparavant par la SONATRACH seule mais c'est vrai qu'en 1978 nous sommes déjà de plain-pied dans l'exécution du plan «Valhyd» quand la production totale du brut atteignait alors le record de 54 MMTonnes contrôlée à 80% par la SONATRACH.

Le Plan Valhyd

Cinq années après les nationalisations, profitant des prix élevés du pétrole, le gouvernement algérien tablait sur la maximalisation des revenus de l'industrie des hydrocarbures pour financer un développement socio-économique du pays à même de s'extirper de la rente et se protéger contre les caprices et les aléas du marché pétrolier. Le gouvernement lança à cet effet, en 1976, le «Plan Valhyd» qui consiste en la valorisation des hydrocarbures à l'exportation. Sur recommandation d'Abdelaziz Bouteflika, alors

ministre des affaires étrangères, le président Houari Boumédiène désigne Chakib Khelil, déjà conseiller technique pour les affaires pétrolières, comme directeur du plan Valhyd, pendant que Belaïd Abdesselam était ministre de l'industrie et de l'énergie jusqu'en avril 1977 avant d'être remplacé par Sid Ahmed Ghazali. Ce plan, d'une trentaine d'années (1976-2005), visait l'augmentation de la production et des exportations dont les produits associés (GPL, condensat et produits raffinés) pour en tirer le maximum de recettes, quitte à soutirer la quasi-totalité des réserves pétrolières et gazières dont dispose le pays, et financer une industrialisation de base et conséquente allant du textile à la mécanique, la métallurgie, la sidérurgie, les cimenteries, les machines agricoles et tracteurs pour les besoins de l'agriculture, un secteur des plus stratégiques dans la vision de Boumédiène. Et puisque l'occasion incite à l'évoquer, pas moins d'une centaine de villages «socialistes» agricoles (sur un millier de prévu) a été réalisée entre 1972 et 1976, dans le cadre de la révolution agraire lancée en 1971.

Le plan Valhyd visait aussi à exporter de moins en moins du pétrole brut au profit de ses dérivés pétrochimiques et raffinés en développant une industrie de transformation plus rémunératrice sachant que le commerce extérieur du pétrole à l'état brut génère moins de revenus que celui des produits raffinés dont l'exportation devrait se substituer totalement à celle du pétrole brut dans les années 1990. Les produits raffinés et de la transformation devraient donc couvrir largement la demande du marché intérieur algérien. L'importation de pétrole brut pour les besoins des raffineries nationales était aussi un objectif du plan Valhyd.

La valorisation du gaz et de ses dérivés n'est pas en reste. La production de gaz naturel devrait atteindre une centaine de BCM dans le milieu des années 1990 et les exportations du gaz devraient cesser à partir de 2005. Quant aux autres produits pétroliers, le plan ambitionnait d'atteindre un pic de 35 MMTonnes/an de GPL avant de chuter à 5 MMTonnes à l'horizon 2005 mais le rêve de Boumédiène ne sera jamais réalisé, comme nous allons le voir un peu plus bas.

Cette stratégie économique, intégrant les hydrocarbures dans le processus d'industrialisation rapide du pays, explique les efforts

d'intensification de la production et d'investissement dans les moyens de transport et de transformation, au lendemain des nationalisations, pour répondre au souci d'augmenter le volume d'hydrocarbures à écouler vers l'exportation mais aussi sur le marché intérieur : complexes pétrochimiques, raffineries, centrales thermiques et alimentation des foyers en gaz naturel, en vue d'améliorer les conditions de vie des populations et freiner la déforestation pour le charbon comme source d'énergie domestique et préserver les zones de végétation et l'environnement même si, à l'époque, le souci environnemental ne faisait pas encore partie des préoccupations premières. Toutefois, le projet du barrage vert illustre bien les visions agroécologiques lointaines de Boumediène. Ainsi, au réseau pipelinier préexistant, comme l'oléoduc reliant Haoud El Hamra à Skikda (OK1, 1972), de GPL (Haoud El Hamra -Hassi Rmel-Arzew, LN21, 1973), etc, est venu s'ajouter un programme de construction d'une série de canalisations de gaz naturel (Hassi Rmel-Arzew, GZ1, 1976) et de condensat entre Hassi Rmel et Arzew (NZ1, 1978), etc. Dans le même temps, le pays comptant sur les mannes des recettes d'exportation, adopte une politique d'endettement extérieur pour accélérer le processus d'industrialisation engagé par le plan Valhyd. Les efforts colossaux de l'industrialisation du pays avaient porté l'endettement, qui était de 3.3 milliards de dollars en 1971, à 15 milliards de dollars en 1978, un niveau jugé inquiétant pour les détracteurs du plan Valhyd mais pour Boumediène la solvabilité du pays repose sur l'opportunité d'un confortable matelas de recettes d'exportation de quantités conséquentes non seulement de pétrole et de gaz mais aussi de condensat, de GPL et produits finis, d'autant plus que la réalisation d'usines de raffinage et de transformation est venue reconforter la solvabilité du pays. D'ailleurs, selon un rapport du CNES, entre 1978 et 1981, les crédits mobilisés étaient suffisamment couverts par les réserves de change du pays en dépit d'un recul du prix du pétrole durant cette période. Les remboursements se faisaient généralement deux ans après la mobilisation des crédits.

Le Plan Valhyd étouffé dans l'œuf

Nous sommes déjà en 1978. Le président Houari Boumédiène, décéda le 27 décembre de la même année et laissa derrière lui une dette d'une quinzaine de milliards de dollars, une dette gérable selon le diagnostic des institutions financières internationales pour lesquelles le remboursement est largement à la portée du pays au vu de ses recettes tirées des exportations d'hydrocarbures.

Le président succédant, Chadli Bendjedid, et les réfractaires au plan Valhyd, dont Belkacem Nabi, pourtant conseiller du président Boumediene, prétextant l'endettement extérieur et jugeant ce plan très dispendieux, décident de l'arrêter en 1980, Belkacem Nabi étant déjà devenu ministre de l'énergie et des industries pétrochimiques depuis mars 1979, en remplacement à Sid Ahmed Ghazali tandis que Chakib Khelil, peu à l'aise avec la nouvelle équipe, a préféré rejoindre la Banque mondiale en 1980. La production du pétrole chuta alors, volontairement, de 54 MMTonnes, en 1978 à 47 de MMTonnes en 1980, puis à 38 MMTonnes en 1981 avant de baisser encore en 1982 pour se stabiliser autour de 33 MMTonnes/an jusqu'en 1995 avec une production des partenaires quasi-nulle. Pour la SONATRACH, cette dégringolade de la production ne l'était pas par manque de réserves récupérables, ou de capacités des installations, puisque les partenaires ont pratiquement cessé de produire entre 1982 et 1995, laissant des capacités de production disponibles. L'équipe de Chadli a tout simplement fermé, d'un quart de tour, les vannes, méditant que les augmentations futures des prix du pétrole suffiront à générer plus de recettes en produisant moins de pétrole ! Comme si le capricieux marché pétrolier obéissait aux convoitises du politique. Mais les chocs pétroliers et notamment, celui de 2014, sont venus défier le choix d'acheteur chat en poche. «*Laisser un peu de pétrole aux générations futures*» était aussi la politique adoptée par l'équipe de Chadli, et même ceux qui se sont succédés jusqu'ici. Comme si, par ailleurs, les réserves de pétrole, qui étaient à cette époque là, près de 10 Mds bbl, ne vont pas suffire pour accompagner l'industrialisation du plan Valhyd, alors qu'au rythme d'une production annuelle de 50 MMTonnes, ces réserves avaient une durée de vie d'une trentaine d'années, ce qui couvrait largement la durée du projet Valhyd. Ou

comme si le domaine minier algérien ne contenait plus de gisements à découvrir pour les générations futures. Or, une dizaine d'années seulement après ces aberrantes et «précautionneuses» mesures anti Valhyd, les nouvelles découvertes de pétrole et de gaz ont cumulé, vers 1995, un volume total d'environ 1.8 à 2 Mds TEP. Dans tous les cas, l'arrêt, saugrenu, du plan Valhyd, justifié par des arguments timorés, s'apparentait à une véritable erreur stratégique au sens où, d'abord, penser à laisser aux générations futures leur part de pétrole serait le plus mauvais cadeau à leur offrir en leur transmettant, aussi, le syndrome hollandais et le mythe de la vie facile par l'instinct de l'emprise rentière. Les «générations futures», évoquées dans les années 1980, sont aujourd'hui, des adultes au moment où le tarissement inéluctable des réserves pétrolières et gazières du pays plonge ce dernier, et son peuple avec, dans des situations socio-économiques des plus inquiétantes. Jusqu'à ce jour, les visions et les stratégies des gouvernements qui ont défilé depuis la nationalisation des hydrocarbures, n'ont jamais été idoines au vu des piètres résultats sur le terrain. La meilleure façon de rendre service aux générations futures aurait été de leur bâtir une économie hors hydrocarbures ou du moins leur ménager un fonds monétaire souverain à investir dans la création d'une industrie de production, à l'image de la Norvège dont le fonds souverain pétrolier, créé en 1990, recueille les revenus tirés de l'exploitation pétrolière et gazière afin d'en faire profiter les générations futures, cumule, aujourd'hui, plus de 1000 milliards de dollars. Ce fonds norvégien, le plus important au monde, investit ses ressources dans les marchés financiers mondiaux (actions, obligations et placements immobiliers à l'étranger), avec des participations réparties dans une centaine de pays, ce qui lui permet de générer de l'argent même en cas de chute du prix du baril ou de ponctions y opérées par l'état.

Avec les embellies financières à l'occasion des chocs pétroliers des années 1970, l'Algérie avait pourtant réussi un remarquable effort d'investissement dans des industries lourdes et légères répondant aux besoins vitaux nationaux dont, par exemple, les produits à usage agricole tels les engrais, pesticides, et autres tuyaux d'irrigation. Des unités de transformation des matières plastiques et

des complexes pétrochimiques à Skikda, de gaz ammoniac et d'engrais azotés à Arzew, pour ne citer que ces exemples, ont été implantées. Le principe du plan Valhyd avait donc, déjà, un solide soubassement pour s'épanouir.

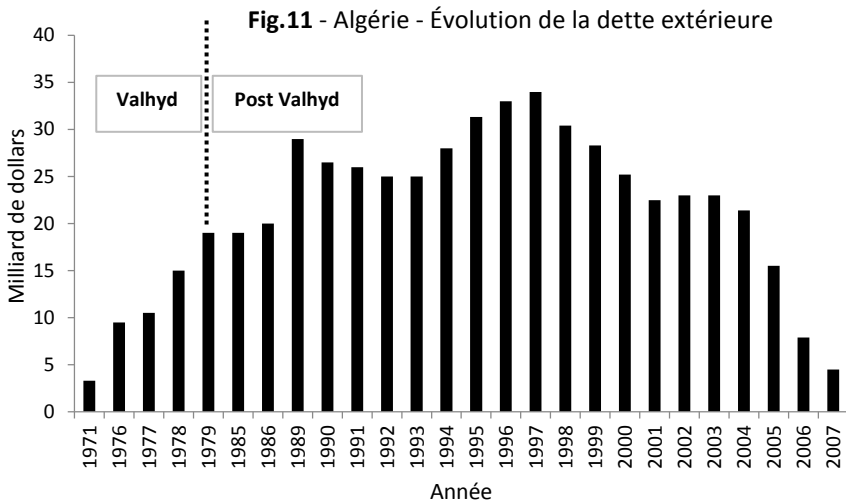
Comme retombées de cette puissante industrialisation, à la fois cohérente, complémentaire et diversifiée, sous l'égide du président Boumédiène, les hydrocarbures ne contrôlaient, en 1988, que 20% du PIB, pas loin de celui de l'industrie hors hydrocarbures (18%), de l'agriculture et du BTP (15%) et du commerce (17%). Quant au PIB par tête, il a presque doublé, passant de 1200 dollars en 1971 à plus de 2000 dollars en 1985.

En gommant le plan Valhyd, le pays a choisi d'orienter sa politique économique vers une réforme des «grosses» entreprises publiques, dont la SONATRACH, dans le cadre d'un premier plan quinquennal (1980-1984). Mais cette politique de restructuration (de désindustrialisation en fait) de l'économie algérienne n'a pas tardé à montrer son échec avec, malgré une exploitation modérée des hydrocarbures, la pétrolisation effrénée du PIB qui, en 2008, représentait 53% de la structure totale à laquelle les contributions des autres secteurs sont réduites à néant avec 10% pour le commerce, suivi du BTP (8%), de l'agriculture (7%) et des industries hors hydrocarbures (5%). La mise à mort des unités industrielles hors secteur pétrolier, érigées sous le système dirigiste de Boumediène ne contribuant, désormais, en rien dans le PIB, devenaient, sous Chadli, une charge pour l'état ce qui a aggravé le chômage et rendu l'économie fortement vulnérable à la moindre fluctuation imprévisible des prix du pétrole. Force est de dire que l'«assassinat» du plan Valhyd et du développement industriel de base, sous prétexte de l'endettement extérieur, prend le sens d'une opération qui a pour effet d'étouffer le produit national et ouvrir l'opportunité aux barons de l'importation. Ce n'est, en fait, qu'après avoir arrêté le projet Valhyd que les caisses de l'état ont commencé à se vider, incitant le pays à recourir, plus que jamais, à l'endettement extérieur dans le gouffre duquel il s'est enfoncé de longues années durant, un épisode dont je trouve utile et intéressant de rappeler, ici, les grandes lignes.

La dette algérienne post Valhyd

Il faut dire que le montant de la dette extérieure algérienne n'a jamais été aussi culminant que durant la période post Valhyd malgré le frein à l'industrialisation (Fig.11). Il s'est accru de 15 milliards de dollars en 1978 à 20 milliards de dollars en 1986 au moment même où le secteur pétrolier, unique générateur de devises pour le pays, traverse une période de disette en matière de recherche et de renouvellement des réserves malgré l'importance des investissements, ce qui a motivé le gouvernement à ouvrir le domaine minier algérien au partenariat étranger en promulguant la loi 86-14 du 19 août 1986.

La crise du contre-choc pétrolier de cette année-là (1986), faisant suite à la chute du prix du baril de pétrole dès octobre 1985, ayant entraîné une baisse des recettes des exportations de plus de 40 %, tombant de 15 milliards de dollars entre 1981 et 1985 à seulement 8 à 10 milliards de dollars entre 1986 et 1989, n'a donc fait du pays qu'une bouchée pour le plonger dans un marasme socio-économique poussant les autorités à recourir aux mesures d'austérité en arrêtant les investissements et fermant des usines, non sans gonfler le fleuve du chômage, allant jusqu'à la réduction des programmes sociaux, ce qui a débouché sur les soulèvements populaires du cinq octobre 1988, dont les émeutes ont vite été récupérées et politisées par la nébuleuse islamiste.



Le pouvoir en place n'avait d'autres alternatives que le recours à l'ouverture «démocratique» en instaurant un pluralisme partisan, qui, à l'occasion de la nouvelle constitution de février 1989, a discrédité l'endoctrine du parti unique (FLN) entre 1986 et 1989. Mais ni l'ouverture «démocratique» du pouvoir, ni les réformes économiques du gouvernement de Mouloud Hamrouche (1989-1991), visant l'autonomie des entreprises publiques et l'ouverture de la voie à l'investissement privé, n'ont pu venir à bout des effets préjudiciables de l'économie de rente et apaiser le courroux des populations. La dette était autour de 26 milliards de dollars en 1991 mais le pays, bien qu'il soit engagé à rembourser, la même année, 20% de son PIB au service de la dette, refuse le recours à son rééchelonnement.

Plusieurs recettes miracles étaient alors envisagées par le gouvernement pour maîtriser une inquiétante inflation à deux chiffres, réhabiliter la croissance économique et sortir le pays de l'impasse. Le PIB a en effet enregistré un accroissement négatif de (-0.5%).

Le gouvernement de Sid Ahmed Ghazali, alors premier ministre succédant à Mouloud Hamrouche, en 1991, n'y est pas allé par quatre chemins. Il proposa la cession de 25% du champ de Hassi-Messaoud pour assurer des rentrées anticipées en comptant sur d'énormes réserves récupérables (un curieux taux de récupération de 80% sur Hassi-Messaoud a été avancé, alors que le

taux réel moyen de ce champ ne dépasse pas 25% à 30% initialement). Cette option, qui n'est en fait qu'un plan anti-pénurie (P.A.P), se voulait répondre directement aux besoins d'une population plus que jamais appauvrie et révoltée. Du coup, nous sommes à un mois des législatives de 1991, année de l'amendement de la loi 86-14 sur le pétrole (nous reviendrons plus loin en détail sur les différentes lois relatives aux hydrocarbures).

Le plan Ghozali a connu une forte opposition au sein de l'assemblée nationale étant donné que le régime de «Concession» n'est pas autorisé par la législation algérienne. Certains sulfureux députés ont même reproché au gouvernement Ghozali de brader les ressources naturelles du pays.

L'« économie de guerre » de Belaïd Abdessalem (alors chef du gouvernement de 1992-1993) n'a, non plus, reçu d'échos favorables d'une population pour avoir trop côtoyé, à la fois, les pénuries et l'austérité draconienne. Le père de l'industrie algérienne des années 1970 qui ne croyait pas à un deuxième Hassi-Messaoud (déclaration faite au journal l'Horizon en 1990), voit le bout du tunnel à travers le trou à rajouter au ceinturon de chaque algérien.

La solution aux crises récurrentes de l'économie algérienne n'a jamais été envisagée de manière à ce qu'elle soit efficace et viable. S'agissant d'une économie de rente vivant au jour le jour, ni la conquête de l'argent frais de Ghozali, ni l'austérité de Belaïd Abdessalem n'ont pu garantir un apaisement social pour le long terme. Le compter sur soi a déjà montré ses ruines dans beaucoup de pays de l'antique bloc socialiste et l'Algérie n'était pas en reste.

À ce titre, pour Redha Malek, chef du gouvernement du 21 août 1993 au 11 avril 1994, le recours, encore une fois, à l'emprunt étranger est l'ultime bouffée d'oxygène pour l'économie algérienne et la maîtrise de l'inflation alors que le pays a déjà une dette de l'ordre de 25 milliards de dollars tandis que, le prix du baril de pétrole étant, en ce moment-là, de 16 dollars à 18 dollars, les recettes annuelles des exportations des hydrocarbures n'étaient que d'une dizaine de milliards de dollars. L'Algérie sort ainsi de sa coquille en négociant, en décembre 1993, à Alger, un accord avec le Fonds Monétaire International (FMI), organisation dont elle est membre

depuis le 26 septembre 1963. Cette mesure coïncide avec la période où les fruits de loi 86-14 sur les hydrocarbures commencent à mûrir puisque de grandes découvertes pétrolières viennent d'être réalisées en partenariat, assurant ainsi une certaine solvabilité du pays à renflouer ses caisses et rembourser ses emprunts.

Mais il convient de souligner que le premier recours à cette institution (FMI) remonte déjà l'année 1989 (sous Mouloud Hamrouche) avec un crédit de 586 millions de dollars, suivi de deux autres en 1991 (403 et 400 millions de dollars) pour rectifier une balance des paiements, encore impactée par la chute du prix du pétrole de 1986, d'une part et l'augmentation du prix des céréales importées par l'Algérie d'autre part. Si ces prêts permettent juste un ajustement d'une balance commerciale, ils ne peuvent satisfaire les structures macro-économiques d'un pays lourdement endetté, ni sauver la descente aux enfers du pouvoir d'achat du citoyen qui avait baissé de 45%.

Le respect d'un agenda néolibéral en termes de commerce extérieur, la suppression progressive des subventions de certains produits de première nécessité et la dévaluation du dinar algérien constituaient le package standard des conditions imposées par le FMI. L'Algérie avait déjà demandé, en 1991, un refinancement multilatéral de sa dette qui était proche des 26 milliards de dollars, un geste hautement apprécié par l'Union Nationale des Entreprises Publiques (UNEP) qui côtoyait la faillite. Les deux tiers de cette dette doivent être remboursés dans un délai de trois années, avant la fin de 1994 (soit un paiement de 5.5 milliards de dollars par an), objectif non atteint du fait d'un excédent de la balance commerciale annuelle ne dépassant pas les 2.5 milliards de dollars sur ces trois années, durant lesquelles l'Algérie payait à hauteur de 80% de ses recettes d'exportation.

Ce forcing, de surcroît dans de tragiques conditions sécuritaires, suite à l'annulation des premières élections législatives libres de 1991, mena le pays, à bord de l'asphyxie, droit vers la cessation de paiement, l'obligeant à trouver *un modus vivendi* avec le FMI pour le rééchelonnement de sa dette à partir de 1994.

Laquelle dette a grimpé de 25 milliards de dollars en 1993 à plus de 33 milliards en 1996, situant le ratio de son service à hauteur de 50% des recettes les deux années suivantes. Il n'est pas sans intérêt de relever que ce ratio n'était que de 20% en 1978, malgré les lourds investissements d'industrialisation dans le cadre du plan Valhyd.

Le début du paiement du principal lié à ce premier rééchelonnement, auprès du Club de Paris, a été fixé, par le FMI, au 21 Mai 1998. La maturité de la dette s'étend alors sur neuf années au lieu de trois années et demie avant le rééchelonnement.

Le paiement cash de 80% des importations a été à la faveur d'une stabilité de la maturité de la dette, faisant passer les crédits à court terme de 1.7 milliard de dollars en 1990 à 212 millions de dollars en 1998. L'épongement des crédits court terme fait ainsi chuter le service de la dette à un niveau satisfaisant de 30% en 1997. Le rééchelonnement de 70% de la dette en 1997-1998 porta le délai de remboursement à douze ans (1998-2010) et l'année 1998 constitue l'année du lâchage de l'Algérie par le FMI. Ce dernier clôt le dossier Algérie le 21 mai 1998 en matière d'aide au rééchelonnement, la dette étant de 30 milliards de dollars mais pour le FMI, la privatisation des entreprises publiques algériennes pouvait procurer à l'État quelque 30 milliards de dollars entre 1994 et 1997 mais ces réformes, bien qu'imposées, n'ayant pas abouti, le pays est de plain-pied dans la décennie noire qui l'éloigne du taux de croissance économique réel des prévisions du FMI (5% par an entre 1994 et 2000).

En 1999, selon l'APSI (Agence de Promotion et de Suivi des Investissements), près de 18 000 projets dont 250 en partenariat ont été recensés dont 35% avec l'Union Européenne et 28% avec les États-Unis et certains pays arabes. Le montant global attendu des bailleurs de fonds s'élève à plus de 31 milliards de dollars. Mais seulement 30 à 40% des projets ont connu un début d'opération et un million d'emplois étaient attendus dont 30.000 en partenariat. Mais ce dernier demeure freiné par le risque Algérie dont la composante majeure semble se situer beaucoup plus au niveau administratif (système bancaire et cadre juridique) que sécuritaire.

L'évolution de la dette algérienne, essentiellement publique (en relation avec les crédits garantis du Club de Paris), était dépendante de la cohabitation de deux facteurs : la réussite des réformes économiques, notamment dans la diminution de crédits mobilisés par l'encouragement des IDE, et une bonne tenue du prix du baril durant au moins une décennie étant donné que c'est en puisant dans ses réserves de change que le pays puisse procéder à des remboursements anticipés de sa dette extérieure. L'Algérie ne pouvait, en effet, prétendre à un éventuel effacement d'une partie de sa dette par ses principaux partenaires commerciaux européens, et créanciers du Club de Paris (France, Italie, Espagne et Allemagne), qui en contrôlent près de 50% et avec lesquels l'Algérie effectue plus de 65% de ses échanges commerciaux. Cette faveur n'était envisageable que pour les pays pauvres et l'Algérie, considérée comme pays à revenus intermédiaires, est supposée disposer de suffisamment de moyens pour pouvoir venir à bout de ses peines (des richesses naturelles importantes et un marché potentiel encore vierge).

Du reste, l'initiative prise dans ce sens en 1996, et qui n'a été appliquée qu'en 1999, par le FMI et la banque mondiale en faveur de pays très endettés, n'a porté que sur 35% des dettes et pour seulement cinq pays sur une quarantaine recensée. Ces institutions qui ne font que mitiger les malaises économiques des pays pauvres ne peuvent donc venir à bout de toutes les dettes dont les africaines totalisaient à elles seules, en ce moment-là, plus de 350 milliards de dollars. Les pays éligibles à cette «faveur», classés comme PPTÉ (Pays Pauvres Très Endettés), sont ceux dont le taux d'endettement extérieur (rapport du service de la dette extérieure aux revenus des exportations) est supérieur à 150%, seuil fixé par l'argentier mondial. Pour l'Algérie, ce taux oscillait entre 30% et 50% jusqu'en 2000 quand il a chuté à 22% à l'occasion de l'embellie pétrolière exceptionnelle de l'année, soutenue par un prix du baril de pétrole qui a atteint, pour la première fois, 30 dollars, et de conséquents volumes de pétrole et de gaz exportés générant une recette record de 21 milliards de dollars, ce qui a permis de dégager un excédent PIB de 20%.

C'est vrai que grâce à ses hydrocarbures l'Algérie, pays à revenus intermédiaires, est beaucoup plus un pays mal géré que pauvre. Il porte juste une étiquette de pauvreté qui n'est pas tout à fait sienne, comparé à beaucoup d'autres pays inscrits dans le calepin des priorités du FMI.

Avec les risques de catastrophes naturelles (séismes, tsunamis...) ou autres (conflits armés, attentats...), à travers le monde, le FMI a toujours du pain sur la planche pour venir à la rescousse de toute une planète et ce n'est pas l'Algérie, pays pétrolier, qui va être une de ses premières priorités. Le concours du FMI concerne tant les pays nécessiteux que l'aide d'urgence aux pays riches si besoin est. Selon cette institution, les pertes occasionnées par les attentats du 11 septembre 2001 contre les «Twin Towers» de New York, ont dépassé les 25 milliards de dollars et une enveloppe d'environ 40 milliards de dollars a été dégagée pour la seule réfection des lieux ravagés par l'attentat.

C'est vrai que les États-Unis sont riches mais la question qui se pose est de savoir pourquoi ils le sont alors qu'ils n'exportaient pas de pétrole, en 2001 (et depuis 1970). Bien au contraire, ils importaient plus de 11 MMb/j, soit 60% de leurs besoins et leur production qui n'était que d'environ 7.5 MMb/j ne couvrait que 40% de leur consommation de 19 MMb/j. Le pétrole, cette ressource naturelle, non inépuisable, est génératrice de revenus mais sans pour autant constituer le bon moyen de s'enrichir, ce que les algériens n'ont pas su, pu ou voulu comprendre.

Du fait des rééchelonnements, en 10 ans (1990-2000), l'Algérie a payé près de 70 milliards de dollars pour le service de la dette et cette dernière n'a maigri que de 3 milliards de dollars seulement (de 28 à 25 milliards de dollars). C'est un constat que le président de la république, Abdelaziz Bouteflika, fraîchement élu en 1999, quand la dette extérieure tournait autour d'une trentaine de milliards de dollars, n'a pas manqué d'évoquer lors de la conférence "Méditerranée-Europe" le 10 mars 2001, arguant de ce fait que la dette risque de connaître un rééchelonnement perpétuel et atteindre 40 ou 50 milliards de dollars dans les

années à venir si les réformes économiques n'aboutissent pas et le prix du baril chute. En effet, le stock de la dette a grimpé de 7.5 milliards de dollars entre 1993 et 1996 malgré les prévisions optimistes (fragilité de la balance des paiements).

Pour écarter ce risque c'est plutôt le mécanisme de la conversion d'une partie de la dette par l'investissement en Algérie ou par une prise de participation dans les entreprises stratégiques algériennes (notamment le secteur pétrolier) qui semble le plus éligible à la négoce dans le cadre du partenariat existant entre l'Algérie et ses créanciers européens en particulier.

Si le projet de l'usine Fiat de Tiaret semblait s'inscrire dans le cadre de la conversion de crédits italiens estimés à 50 millions de dollars, ce genre de mécanisme demeurerait conditionné par des garanties solvables en matière d'intérêt. A ce titre, le chef du gouvernement espagnol, José Maria Aznar, avait averti en juillet 2000 à Alger, devant une nuée d'hommes d'affaire espagnols : « *...Je n'aime ni la politique spectacle ni les grandes déclarations. Il faut être pragmatique et concret* ». A noter que la dette algérienne envers l'Espagne était proche de 2 milliards de dollars au moment de cette déclaration. Côté hexagone, la COFACE ne cessait de mettre en garde le patronat français contre une aventure d'investissement en Algérie où la « *situation n'est pas encore stable* ». Un des intérêts communs (et notamment pour les européens) dans l'investissement en Algérie est la maîtrise du flux migratoire et la prise de participation dans les entreprises stratégiques algériennes semble constituer le meilleur appât pour les européens. Les bruits sur l'ouverture du capital de la SONATRACH n'en étaient-ils pas un prélude ? Toujours est-il que cette dette ne pouvait s'éponger que si le PIB venait à dépasser les taux d'intérêt que le pays doit acquitter. Mais la croissance économique des pays endettés reste hypothéquée par leur qualité de débiteurs. Un projet d'allégement des dettes pour ces pays, dont l'Algérie, a été évoqué par le président français, Jacques Chirac, lors du sommet mondial de la terre de Johannesburg en septembre 2002, mais l'idée n'était qu'au germe. La dette algérienne, en ce

moment-là, était de 23 milliards de dollars et chaque algérien, en naissant, héritait d'une dette de 800 dollars américains, soit 57% de son revenu annuel qui était de 1400 dollars.

Pour gérer sa dette, à défaut de puiser dans ses réserves de change assez précaires, l'état puise dans les poches du contribuable. Mais, en 1998, quand le prix du baril de pétrole est tombé sous la barre des 10 dollars, faisant suite à la crise économique asiatique à partir de juillet 1997, l'état a été contraint à opérer une ponction de 2 milliards de dollars sur les réserves de change pour équilibrer la balance des paiements, fragilisée par la perte de plus de 3.5 milliards de dollars dans les recettes pétrolières et qui a failli la négociation d'un troisième rééchelonnement de la dette puisque le taux d'endettement a atteint un niveau préoccupant de 47% alors que le seuil de 30% est considéré comme seuil de cessation des paiements. Pour rappel, le taux d'endettement correspond au rapport entre les charges financières durant une période et le revenu sur la même période.

Fort heureusement, l'année 2004 a été marquée par un début de flambée des prix du baril faisant suite à la concomitance de facteurs géopolitiques, notamment l'escalade du conflit au Proche-Orient, les séries d'attentats en Irak et les troubles sociaux au Venezuela et au Nigéria (tous deux membres de l'OPEP). Cette flambée, qualifiée de troisième choc pétrolier, a été également soutenue par l'ouragan Katrina qui a dévasté les installations pétrolières américaines au Golfe du Mexique. Le prix du baril, est monté d'environ 25 dollars avant 2004, à 50-70 dollars entre 2004 et 2008, ce qui a permis à l'Algérie d'enranger des recettes d'exportation variant entre 50 et 70 milliards de dollars contre seulement 25 milliards de dollars avant 2004.

Il faut rappeler aussi que les exportations algériennes d'hydrocarbures étaient appuyées par une production qui s'approchait de son plus haut niveau jamais atteint auparavant, soit 232 MMTEP, en 2007, tous hydrocarbures confondus. Profitant de cette embellie 2004-2008, l'Algérie s'est lancée, dès 2004, dans un processus de remboursement accéléré par anticipation de la dette extérieure rééchelonnée qui s'est réduite de 22 milliards de dollars

en 2004 à 8 milliards de dollars en 2006 puis à seulement 5 milliards de dollars en 2007 avant son effacement quasi total en 2008 avec dans les caisses de l'état 143 milliards de dollars comme réserves de change. Ces dernières ont ensuite grossi au rythme du prix du baril, pour atteindre près de 200 milliards de dollars en 2013, à la veille du crash pétrolier de juin 2014. Les algériens séduits et endormis par cette exceptionnelle performance financière consécutive à la bonne tenue des prix du pétrole sur une décennie (2004-2014), n'ont jamais eu à l'idée qu'un jour l'épais matelas de leurs réserves de change fondera comme neige. Et ce fut ainsi dès 2014 quand le prix du baril a plongé de 110 dollars en 2013 à 50 dollars en 2017, les recettes d'exportation de 70 milliards de dollars à 30 milliards de dollars et les réserves de change de 190 milliards de dollars à moins de 90 milliards de dollars sur la même période. Le pays a tout simplement renoué avec le temps de disette après avoir accumulé près de 900 milliards de dollars durant la décennie 2004-2014. Un véritable désastre économique est venu donc frapper, encore une fois, l'Algérie et son peuple à cause de leurs maléfiques dirigeants qui, pour camoufler leur échec, font recours à la planche à billets plutôt qu'à l'emprunt extérieur. Mais cela ne signifiait pas que le pays n'a plus l'intention de recourir aux crédits extérieurs car le désendettement accéléré, opéré par le passé, peut être compris comme un investissement dans la solvabilité permettant de contracter de nouveaux prêts à des taux plus avantageux si besoin est. D'ailleurs, la dette algérienne a déjà été remboursée à plusieurs reprises. Sauf que cette fois-ci la solvabilité reste hypothéquée par la dégringolade du potentiel pétrolier du pays en matière de niveau de production, des réserves récupérables, des volumes exportés et des revenus y afférents.

Classiquement, il y a deux principales raisons justifiant le recours à l'endettement : ou les revenus sont faibles devant les besoins ou alors on dépense sans compter. Dans les deux cas, le recours à l'emprunt est indéniable. Mais il y aurait d'autres raisons, souterraines celles-ci, où la corruption en est l'arôme. Certains pensent que l'Algérie n'a pas manqué de revenus et sa dette puisait ses racines dans l'«affaire des 26 milliards», lancée en

1990, par l'ancien premier ministre, Abdelhamid Brahimi, comme commissions perçues sur les marchés publics et contrats d'importation mal négociés. C'est dire que le pays aurait, à un moment donné, excessivement dépensé. La controverse est de taille mais il n'est pas de mon intention de piocher un terrain aussi dur et profond. Je ne saurais le cultiver. C'est en arriver à dire, néanmoins, que la dette c'est le paiement des erreurs du passé mais le peuple a une part de responsabilité pour avoir trop accepté d'être renfermé dans sa souffrance. Ce peuple, est, cependant, loin d'être un cancre.

Quand le «concept Valhyd» sert d'étrier à ses détracteurs

Mettre le pied à l'étrier c'est «se mettre en situation de réussir quelque chose avec plus de facilité», dit le Petit Robert. Peut-être, le pays aurait pu éviter le vidage de ses caisses et, in fine, les récurrentes tragédies sociales qu'il a vécues, s'il n'avait pas arrêté le plan Valhyd lequel aurait généré suffisamment de recettes par une production à l'export plus conséquente permettant de compenser les chutes répétées des prix du pétrole, d'autant plus que les capacités de production (avoisnant les 55 millions de tonnes par an), déjà usitées sous Boumédiène, s'y prêtent. Ceci n'a pas eu lieu, le nouveau gouvernement en place, sous Chadli Bendjedid, a pris note de cette leçon, pas pour produire et vendre plus de pétrole, mais pour essayer de «libérer», à sa façon, le pays de l'emprise rentière. Préparer l'«après-pétrole» était alors un des ingrédients du second plan quinquennal (1986-1990) poursuivant la politique de restructuration de l'économie nationale et ayant toujours pour inputs la seule rente pétrolière comme moyen de financement, le reste du tissu industriel étant en agonie.

En effet, bien que la politique d'industrialisation du plan Valhyd, ait été jugée comme un péché par l'équipe de Chadli Bendjedid, il n'en demeure pas moins que ce plan avait au moins le mérite d'avoir voulu récupérer le maximum de réserves d'hydrocarbures pour les intégrer dans un processus d'industrialisation rapide et cohérent, dont des chaînes

transformation, et libérer le pays de certaines importations de produits de base. Les dirigeants de l'après Boumediène, réfractaires à ce plan, ont choisi une exploitation rationnée des ressources pétrolières en fonction du niveau de grogne et des besoins sociaux des populations en matière de construction de logements, d'écoles, de routes, d'universités et d'hôpitaux, voire garnir et embellir, pour la tranche aisée de la population, les rayons des grandes surfaces de bananes, de kiwis, d'ananas, d'avocats, de Pepsi, Coca et autres melon d'Espagne,...importés avec l'argent du pétrole qui allait vers l'industrialisation de base du défunt Valhyd. Il s'agit donc de panser superficiellement des crises urgentes sans aucune stratégie ou vision lointaine pour des solutions viables quand il n'y aura plus de pétrole, un travail de sape, et voilà que nous y sommes à nouveau.

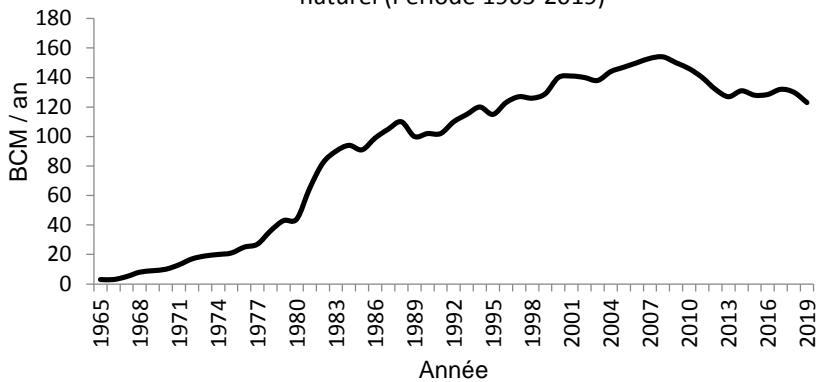
Ces mesures sournoises n'ont d'ailleurs pas suffi pour acheter la paix sociale comme en témoignent les multiples grognements de la rue algérienne, jusqu'à présent. Toujours est-il que l'on n'hésite pas à s'approprier les idées et les acquis physiques et financiers du plan Valhyd comme socle solide pour booster l'industrie pétrolière algérienne durant les années 1980, dans le cadre du plan quinquennal (1980-1984), notamment dans le secteur gazier. Il s'agit tout simplement d'une sorte de réaménagement du plan Valhyd, vu sous un autre angle, puisque visant également le développement de l'industrie des hydrocarbures mais sans pour autant trop solliciter les gisements. Une vingtaine de sociétés parapétrolières a été créée dont les actuelles ENAGEO (géophysique), ENAFOR et ENTP (forage), ENSP (Services aux puits), NAFTAL (distribution carburant), etc.

Aussi, pas moins de six gazoducs ont été lancés, tous reliant le champ de Hassi Rmel à différents centres gaziers : les Issers (GG1, 1981), Arzew (GZ2, 1982 et GZ3, 1989), Oued SafSaf (GO1, 1982), Alrar (GR1, 1987) et l'Italie (Transmed, devenu Enrico Mattei, 1983).

La production gazière passe alors d'une dizaine de BCM en 1970 à 45 BCM en 1980 puis à 90 BCM en 1985 (Fig.12) mais près de la moitié de la production était réinjectée pour le maintien de la pression des gisements en exploitation. Les volumes exportés (GNL seulement), qui ne dépassaient pas les 10 BCM/an, avant les années 1980, ont doublé avec la mise en service, en 1983, du Gazoduc Enrico

Mattei, alimentant l'Italie et la Slovénie via la Tunisie, avec une capacité extensible à une trentaine de BCM par an. Par ailleurs, les productions du condensat, du GPL et des produits raffinés, qui étaient insignifiantes avant 1971, ont cumulé plus de 2 MMTonnes/an au lendemain des nationalisations avant de croître de manière significative, également à partir de l'année 1980, pour atteindre, en 1985, 14 MMTonnes pour le condensat, 2 MMTonnes pour le GPL et 13 MMTonnes pour les produits raffinés.

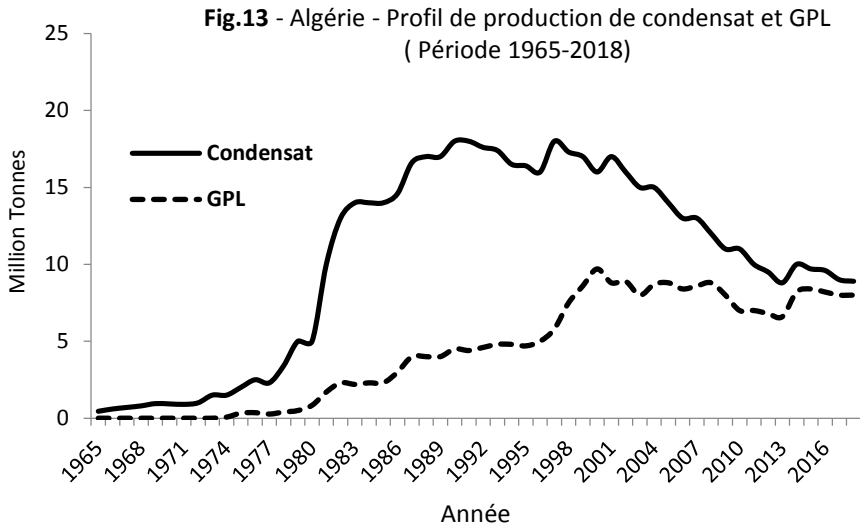
Fig.12 - Algérie- Évolution de la production brute de gaz naturel (Période 1965-2019)



Les productions maximales ont été atteintes aux débuts des années 1990 avec 18 MMTonnes pour le condensat et en 2000 pour le GPL avec 10 MMTonnes. Depuis ces pics, la production de ces deux liquides n'a cessé de baisser, notamment pour le condensat dont la production actuelle est d'environ 9 MMTonnes contre 8 MMTonnes pour le GPL (Fig.13). Ces chutes de production en produits liquides issus du gaz s'expliquent d'abord par une déplétion naturelle des gisements mais cette déplétion reste pour le moins précoce car accélérée par une carence en matière de gestion du gisement. Nous reviendrons sur ce point dans le «Chapitre 3» de cette cinquième partie.

Il est évident qu'étant donné la modeste consommation des produits pétroliers en Algérie, dans les années 1980, les profils de production reflétaient ceux des exportations, excepté le pétrole

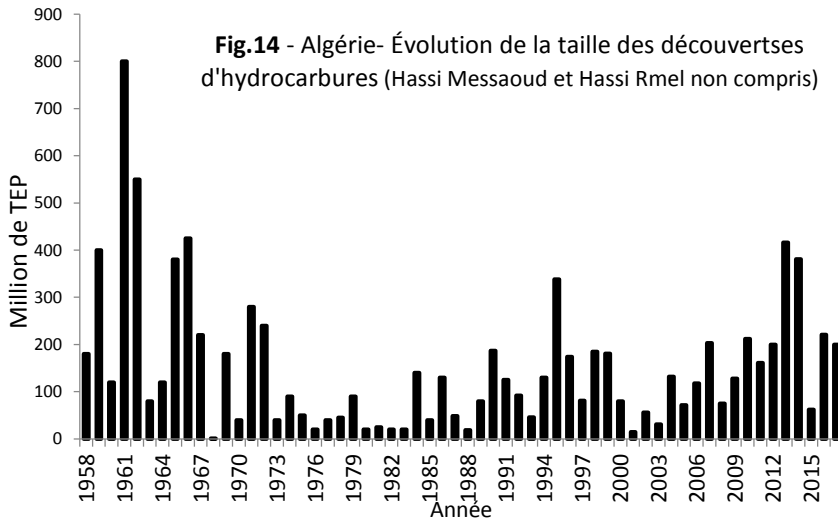
brut dont les quantités exportées ne représentaient plus qu'une dizaine de MMTonnes (soit 33% de la production) et une vingtaine de MMTonnes était livrée aux trois principales raffineries du pays en l'occurrence celle d'Alger (construite en 1964), d'Arzew (1972) et de Skikda (1979). Ces raffineries ne recevaient que 12% de la production avant 1980 soit 6 MMTonnes/an quand le niveau de production avoisinait les 50 MMTonnes/an.



Si l'année 1980 constitue l'amorce d'un effort considérable en production-exportation du gaz, du condensat, du GPL et des produits raffinés, elle reste, rappelons-le, marquée par un début de dé plafonnement volontaire de la production du pétrole brut par l'équipe de Chadli Bendjedid pour se situer à hauteur de 33 MMTonnes jusqu'au milieu des années 1990 avant de rebondir avec le début de la production des associés dès 1995 (Fig.10).

L'année 1980 reste aussi caractérisée par un début de déclin de l'effort de recherche et prospection par les moyens propres. La taille et le nombre de découvertes au lendemain des nationalisations de 1971 et du nouveau code pétrolier ne reflètent pas l'effort de recherche investi jusqu'en 1980-1985. En effet, la période 1971-1985 correspond à un effort de recherche maximal mais aussi au plus bas niveau en matière de la taille des découvertes (Fig.14), une période

durant laquelle, en l'absence d'un partenariat potentiel, la SONATRACH a essayé de régénérer les réserves sans pour autant arriver à compenser les quantités produites par les quelques modestes découvertes réalisées. Ceci dénotait la limite d'âge d'une technologie et de concepts vieillissés et impuissants devant la complexité d'un domaine minier ayant déjà livré l'essentiel de son pétrole facile mais sans pour autant avoir livré tous ses secrets.



Les algériens restent conscients que les retombées de la nationalisation des hydrocarbures devraient être l'utilisation de ses richesses naturelles, comme «*industrie industrialisante*», pour le développement et la diversification de l'économie du pays d'où la nécessité absolue d'augmenter le nombre de découvertes pétrolières et hisser la production pour assurer la pérennité énergétique du pays. Ils décident ainsi d'ouvrir leur domaine minier au partenariat international en promulguant, en 1986, une nouvelle loi sur les hydrocarbures, la loi 86-14 du 19 août 1986.

1.2.3 - Période 1986- 2005

Loi N° 86-14 relatives aux hydrocarbures

La loi 86-14 du 19 août 1986 est, en quelque sorte, une évolution de la loi fondamentale du pétrole, ayant coiffé les nationalisations historiques du 24 février 1971. Par cette nouvelle loi, l'Algérie désormais maîtresse de son pétrole, fixe les règles de l'association, notamment en matière d'expertise et de capacité de financement du partenaire. Par cette loi, l'Algérie ambitionne d'accroître ses réserves pour compenser sa production d'hydrocarbures en faisant appel au partenariat international dans la prospection et l'exploration du domaine minier national encore sous exploré et le développement de certains gisements qui dormaient.

Pour mieux comprendre la motivation profonde de la promulgation de la loi 86-14 sur le partenariat dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, il faut rappeler quelques faits ayant marqué la période 1971-1985:

- Le niveau de la production de pétrole brut a atteint entre 1971 et 1980 un rythme jamais égalé auparavant. Il a atteint 54 millions de tonnes en 1978 (dont 42 millions pour Sonatrach et 12 millions pour ses partenaires).
- En 1980, les réserves prouvées récupérables de pétrole étaient estimées à un (01) Md Tonnes (environ 8 Mds bbl), ce qui couvrirait une vingtaine d'années (jusqu'en 2000 !) de consommation au rythme de production moyen de la décennie (45 MMTonnes/an).
- L'effort de recherche (forage et notamment sismique) en propre a atteint le plus haut niveau depuis l'indépendance du pays mais les résultats s'avèrent des plus décevants puisque les quelques découvertes réalisées restent marginales par rapport aux volumes produits et aux investissements engagés. Le rapport « découvertes-production » étant de l'ordre de 0.27. Cela signifie que les volumes produits sont 3 à 4 fois plus grands que les volumes découverts récupérables. Cette période est caractérisée par le forage de 420 puits d'exploration et seulement la découverte autour de 180 MMTonnes de pétrole récupérables, soit une modeste performance

de 0.43 MMTonnes par puits.

- Les techniques et les concepts de l'exploration utilisés souffrent de l'obsolescence.

- De gros investissements ont été réalisés par la SONATRACH dans le secteur de transport par la construction de pas moins de 12 pipelines (4 oléoducs et 8 gazoducs). D'où le problème de financement de projets à moyen et long termes et notamment l'introduction de nouvelles techniques dans l'exploration.

- Seulement 15% du domaine minier algérien est exploré avant la promulgation de la loi 86-14.

La loi 86-14 qui ne s'applique qu'à la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides qui seront découverts, a la caractéristique d'exiger la santé financière et technologique du partenaire étant donné que ces deux paramètres constituent les pièces manquantes au puzzle de performance de la SONATRACH dans la tentative du maintien du rapport « découvertes-production » au lendemain des nationalisations et du nouveau code pétrolier. C'est ainsi que l'article 26 de la loi 86-14 stipule que : *« nul ne peut être associé dans le cadre de cette loi, s'il ne justifie pas de capacités techniques et financières nécessaires pour mener à bien la prospection, la recherche et l'exploitation et s'il ne souscrit à l'engagement d'y consacrer un effort financier et technique approprié ».*

L'engagement du partenaire à financer totalement les travaux de recherche (coûts récupérables en cas de découverte commerciale), le partage de la production (la SONATRACH ayant droit à un minimum de 51%), le transfert technologique et le droit de regard de la SONATRACH sur les activités opérationnelles caractérisent le type de partenariat adopté par l'Algérie, comparativement à d'autres pays pétroliers comme l'Iran (contrat de service et rémunération par le brut), l'Arabie saoudite (contrat de fourniture de brut, accords commerciaux en contrepartie), le Vénézuéla (le partenaire n'est pas propriétaire du brut, mais peut l'exploiter moyennant une redevance) ou encore l'Irak (Accords de développement). Le modèle algérien n'est autre que celui adopté

vers la fin des années 1960 en Indonésie et qui s'est répandu ensuite dans de nombreux pays.

Dès l'entrée en vigueur de cette loi, en 1986, les compagnies étrangères ont commencé à s'intéresser à un domaine minier algérien, peu exploré, connu par ses potentialités pétrolières, sa situation géostratégique et les faibles coûts du baril produit (c'était l'un des plus faibles au monde, avec en moyenne 3 à 5 dollars par baril). Le contrat type consiste en une première période de recherche qui s'étale sur 3 à 5 années au terme de laquelle le partenaire peut rendre partiellement ou totalement le périmètre contractuel (selon les résultats obtenus) ou passer à une seconde période (habituellement plus courte) et ainsi de suite. Généralement, au terme de la dernière période de recherche, le partenaire passe à la phase de développement-exploitation, si la commercialité des volumes découverts est approuvée par les deux parties. Dans le cas contraire, l'associé rend totalement le périmètre contractuel mais peut négocier un autre contrat de recherche ou prospection sur d'autres périmètres, y compris le périmètre rendu.

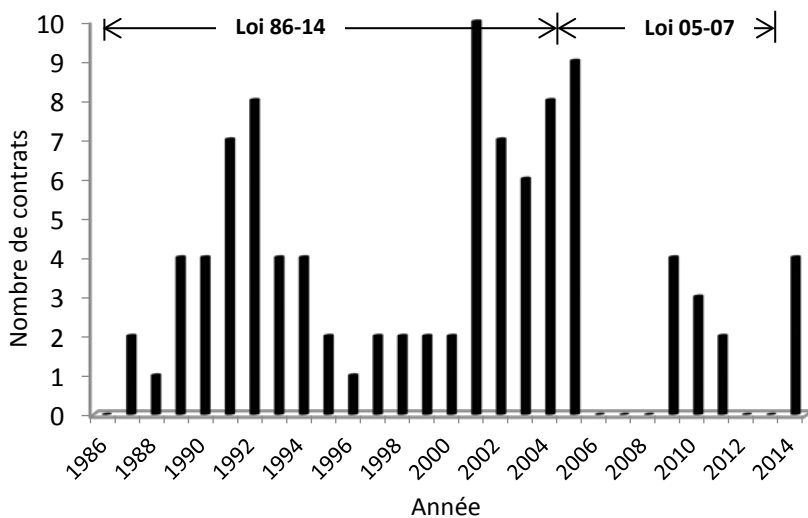
Les fruits de cette loi ont commencé à tomber quelques mois à peine après son entrée en vigueur, par la signature des premiers contrats de prospection avec la française TOTAL (07 octobre 1987), de recherche avec l'italienne AGIP (12 décembre 1987), l'espagnole CIEPSA (09 février 1988), l'américaine ANADARKO (23 octobre 1989), dans laquelle la Sonatrach détenait déjà 11 à 14% des intérêts.

Pour rappel, ces actions de Sonatrach dans le capital d'ANADARKO (et de *Duke Energy* aussi), constituaient une sorte de compensation accordée à l'Algérie, par l'arbitrage international, suite à son gain de cause dans l'affaire *El Paso* (une société étasunienne) quand, dans les années 1970, les américains avaient remis en cause, après signature du contrat, le prix de cession du gaz (GNL) algérien. Ce contrat qui devait livrer à *El Paso* 10 BCM/an de gaz algérien, a été annulé en 1980 pour des raisons connues mais qu'on ne peut évoquer ici.

Jusqu'en 2005, après 20 années de l'ouverture du domaine minier au partenariat étranger, plus de 85 contrats de recherche et prospection ont été signés avec une trentaine de compagnies internationales (dont des *majors*) représentant une quinzaine de nationalités et les cinq continents.

Le premier «rush» des compagnies étrangères a eu lieu durant les années 1991 et 1992, avec la signature de pas moins de 15 contrats d'exploration et le second entre 2001 et 2006 (Fig.15). Le recul des contrats au milieu des années 1990 s'explique par les conditions sécuritaires qui ont beaucoup freiné l'engouement des investisseurs étrangers.

Fig.15 - Algérie- Évolution du nombre de contrats de recherche



L'essentiel du partenariat était contrôlé par les firmes nord-américaines qui se taillaient la part du lion avec 46% des compagnies, suivies des européennes (29%), des océaniques (17%), des sud-américaines (4%) et des africaines (société mixte algéro-libyenne, Alepco, 4%). Plus de la moitié des compagnies est classée dans le «top 50» mondial de l'année 2005. Ce classement tenait compte des réserves, de la production, des capacités de raffinage et des ventes, mais seulement deux partenaires (British Petroleum et Mobil) figuraient dans le peloton des 10 premières

compagnies dans le monde. Toutefois, signalons que l'essentiel des découvertes réalisées en partenariat reviennent aux «modestes compagnies», non classées dans le «top 50».

Ces efforts de recherche ont concerné plus de 20% du domaine minier algérien et ont connu un taux de succès moyen de 40%. Il faut noter cependant que l'effort en partenariat s'est concentré essentiellement dans la partie orientale du Sahara algérien, connue par ses infrastructures et son caractère beaucoup plus pétrolier que gazier et où la SONATRACH n'a opéré que sur seulement 20% des surfaces de recherche, laissant 80% des périmètres à ses partenaires. Le gaz, non couvert par la loi en vigueur est propriété exclusive de l'État algérien. La SONATRACH a d'ailleurs concentré ses propres efforts de recherche à l'ouest, dans le Sahara central, connu, quant à lui, par son caractère essentiellement gazier, un risque exploratoire élevé et une infrastructure quasi inexistante. Les régions Est, où opèrent les partenaires, le «risque» consiste, entre autres, en la découverte de gisements de gaz, sauf pour les partenaires (rares d'ailleurs) ayant le privilège de bénéficier d'une disposition particulière, ou «clause gaz». Un des aspects ayant importuné les partenaires voulant opérer en Algérie dans le cadre de la loi 86 -14, est justement l'appartenance exclusive du gaz qui serait découvert à l'État algérien, moyennant un remboursement des coûts de découverte si celle-ci est commercialement exploitable. Le besoin en gaz pour les partenaires commençait à se faire sentir vers l'année 1990 notamment pour ceux envisageant l'exploitation des gisements de pétrole découverts (réinjection de gaz pour une meilleure récupération du brut). Mais ce besoin est aussi celui de la SONATRACH dans le cadre du plan d'augmentation des capacités de production par l'exploitation de gisements non développés et l'amélioration du taux de récupération de gisements liquides qui commencent à vieillir.

Cette contrainte a conduit à l'amendement, en 1991, de la loi 86-14 et son adaptation aux réalités de l'heure (loi 91-21 du 04 décembre 1991). Du coup, cet amendement porte essentiellement

sur les points suivants : le règlement à l'international des conflits éventuels entre la SONATRACH et ses partenaires étrangers, la possibilité aux partenaires de participer, à hauteur de 49% au maximum, à l'exploitation de gisements pétroliers mais aussi gaziers qu'ils soient déjà en production (augmentation du taux de récupération) ou non encore développés et enfin la participation du partenaire aux découvertes de gaz (partage de production, commercialisation conjointe du gaz à l'exportation et partage des revenus). Le transport du gaz n'étant plus un monopole de la SONATRACH, il s'agit, pour l'Algérie, d'augmenter les capacités d'exportation du gaz naturel et de relancer l'exploration en accordant des incitations supplémentaires avec le recours à l'arbitrage international en cas de différends avec le partenaire.

C'est justement cet amendement qui a, de suite, permis la signature d'une vingtaine de contrats d'exploration et de développement entre 1991 et 1994. Parmi les contrats de développement-exploitation, qui s'étalent généralement sur une vingtaine d'années et qui ont pour objectif soit le développement de gisements non encore exploités soit l'amélioration du taux de récupération de ceux en exploitation, on peut citer celui de Rhourde El Baguel (avec la compagnie américaine Arco) pour le pétrole et ceux d'In Salah (B.P), d'In Amenas (Amoco), TFT (Repsol/Total) pour le gaz. Rien que pour ces quatre contrats, plus 400 puits sont forés en l'espace de quatre ou cinq années avec un montant global des investissements avoisinant les 6 milliards de dollars incluant de nombreuses usines de traitements et le développement des infrastructures de transport et de communication. D'autres contrats de même type ont été signés plus tard sur Ohanet (gaz) avec *Broken Hill Proprietary* (BHP) en juillet 2000, Gassi-Agreb (pétrole) avec *Amerada Hess*, en avril 2000.

La rémunération du partenaire se fait soit en monnaie, pour les contrats de type RSC (Risk Service Contract), comme celui sur Ohanet avec BHP, ou en hydrocarbures liquides (Condensat ou GPL) livrables aux ports algériens, pour tous les types de contrats (Production Share Contract -PSC et RSC).

Les résultats du partenariat «86-14»

Les quatre premières années du partenariat (1986-1990), étaient consacrées aux négociations et aux évaluations préliminaires des surfaces contractuelles. Pendant ce temps-là, l'effort en propre de la SONATRACH a relativement chuté mais il représente, quand même, l'essentiel de l'activité de recherche sur le domaine minier algérien. Cet effort, qui s'est cantonné au nord du pays mais surtout à l'ouest, au Sahara central, s'est concrétisé par la découverte d'un certain nombre de gisements de gaz. Ce n'est qu'en 1990 que les travaux physiques en partenariat ont commencé à voir le jour pour dépasser l'effort en propre à partir de 1991 pour la sismique et 1993 pour le forage (Fig.8 et 9).

Durant la période 1986-2005, couverte par la loi 86-14, les investissements étrangers en exploration, estimés à plus de 4 milliards de dollars, ont porté sur l'acquisition d'un volume d'environ 80.000 kilomètres linéaires de sismique 2D et plus de 15000 Km² de sismique 3D, le forage d'environ 400 puits d'exploration et d'appréciation et la réalisation de 80 découvertes d'hydrocarbures dont essentiellement du pétrole.

Si l'on examine le profil des découvertes réalisées en Algérie depuis les années 1960 jusqu'au milieu des années 1980, période marquée par le début du déclin des travaux de recherche en propre à la faveur des activités de développement et aval, on a l'impression que l'essentiel des gisements algériens a été découvert avant les nationalisations de 1971 et que le profile présage un avenir à découvertes rares ou de plus en plus marginales au vu de la modestie des volumes découverts durant la décennie 1973-1986 (Fig.14).

Mais un optimisme se cachait derrière la sous-exploration des bassins sédimentaires algériens de par leur immense étendue et la faible densité de forage estimée, à l'époque, à moins de dix forages pour 10.000 Km², comparativement aux statistiques et normes mondiales (plus de 100 forages pour la même surface si on inclut les États-Unis), même si ces chiffres et comparaisons, sur

lesquelles nous reviendrons en détail dans le «Chapitre 3» de cette partie, restent très peu vérifiés pour le domaine minier algérien. L'introduction des nouvelles technologies d'exploration par le biais du partenariat a confirmé, peu d'années après, l'idée optimiste que l'on se faisait sur les réelles potentialités pétrolières des bassins algériens. Plus encore, l'Algérie a été classée premier pays au monde en matière de découvertes pétrolières en 1994-1995 et le bassin de Berkine (ex. Ghadamès), siège principal de ces découvertes, céda sa froideur d'antan à la chaleur d'Eldorado. En effet, le bassin de Berkine a longtemps été considéré comme un bassin froid, à faible gradient géothermique, et donc dépourvu d'intérêt pétrolier.

Le partenariat a ainsi donné au domaine minier algérien un regain d'intérêt soudain en l'espace de quelques années durant lesquelles la SONATRACH et ses partenaires ont concrétisé une centaine de découvertes totalisant un volume en place d'environ 1.8 à 2 Mds TEP, dont 73% d'hydrocarbures liquides et 27% de gaz naturel, représentant une moyenne de 5 MMTEP par puits, soit une performance dix fois plus élevée que celle de la décennie 1973-1986.

Ces découvertes, qui représentaient aussi près de 20% des réserves totales récupérables du pays, ont ramené le niveau de ces dernières à celui des débuts des années 1970.

Ces magnifiques résultats illustrent bien la synergie du partenariat tissé par la SONATRACH avec des compagnies de renom, comme l'italienne Agip, les espagnoles Cepsa et Repsol, Pérocanada, l'australienne BHP et l'américaine Anadarko, l'un des plus performants partenaires en matière de volumes découverts en Algérie dans les années 1990.

La mise en production (*first oil*) de certains gisements découverts en partenariat a commencé assez tôt (en 1995-1996), ce qui a boosté la production algérienne, la faisant passer de 36 MMTonnes en 1995 à 50 MMTonnes en 2005 dont 36% en partenariat (Fig.10). Par exemple, le gisement de Hassi Berkine Sud (HBNS), opéré par l'association SONATRACH-ANADARKO, a cumulé

une production de 1.4 MMbbl en 1998. Les premiers chargements du brut par les partenaires consistaient en quelques dizaines de milliers de barils par jour avant d'atteindre, peu d'années après, des centaines de milliers de barils par jour. Le volume total de pétrole exporté par les partenaires pour la seule année 2000 avoisinait les 10 MMTonnes, soit l'équivalent de 22% de la production algérienne (quota OPEP) de la même année.

La taille conséquente des principaux champs découverts sous la loi 86-14 a fait que leur mise en production a augmenté d'année en année la part des associés et a obligé la SONATRACH à baisser la sienne pour se conformer aux restrictions de l'OPEP en matière de quotas. En effet, dans la classification des cinq premiers gisements pétroliers algériens en termes de réserves, trois sont découverts en partenariat sous la loi 86-14 : Ourhoud (2 Mds bbl) qui devait produire 230.000 b/j à l'horizon 2003, Hassi Berkine (1.5 Md bbl) qui est entré en production en 1998 avec 60.000 b/j et atteindra le niveau d'Ourhoud à court terme et Bir Rebaa Nord (1 Md bbl) dont la production attendue vers 2005 était estimée à 500.000 b/j.

Il est clair que ces chiffres correspondaient aux estimations préliminaires de ces gisements, au lendemain de leurs plans de développement. Aujourd'hui, leurs cartographies ont évolué sans pour autant remettre en cause leur potentiel qui demeure le «second Hassi Messaoud» du pays. Evidemment, avec une production journalière qui était d'environ 420.000 b/j et plus de 6 Mds bbl restant à produire, le champ de Hassi Messaoud, représentait, à cette époque, la tête de file des gisements pétroliers algériens et il l'est toujours aujourd'hui.

Qu'a fait Sonatrach durant le partenariat «86-14»?

Contrairement à ce que laisse croire une frange de l'opinion publique, et même au sein du milieu pétrolier national, la SONATRACH n'était pas un «*Sleeping Partner*». Elle ne s'est pas croisée les bras durant ce partenariat. La réussite de ce dernier en matière de résultats est le fruit d'une synergie où l'empreinte des techniciens algériens est profondément gravée.

Pour la compagnie nationale, les années de partenariat sont aussi marquées par une politique ambitieuse de l'entreprise et du pays. C'est d'abord une stabilisation, depuis 1980, du rythme de production totale de pétrole avant de commencer à augmenter à partir de l'année 1995 pour atteindre, plus tard, un pic de 55 MMTonnes en 2008 avec l'apogée des productions en association. Puis, il y a eu l'investissement dans les activités de développement des gisements anciens et notamment la valorisation des ressources gazières dont les capacités de production et de transport ont commencé, à partir de 1980, à connaître une réelle extension. A titre indicatif, une moyenne de 60% du budget de l'entreprise était consacrée au développement des gisements, 20% au transport gazier (gazoducs et méthaniers) et seulement 20% à l'activité Exploration. Celle-ci a été, dans son ensemble, «confiée» aux partenaires étrangers comme opérateurs.

L'entreprise nationale visait surtout à honorer une vingtaine d'engagements contractuels de livraison du GNL et du gaz naturel (vers l'Europe en particulier) pour des durées allant de 5 à 20 ans. Le pays s'est fixé un objectif de porter ses exportations de gaz à plus de 60 BCM par an à l'horizon 2000, objectif atteint prématurément en 1999 avec 60.3 BCM. Un exercice de calcul montrait qu'à l'horizon 2020, l'Algérie devrait exporter 1200 BCM de gaz, soit l'équivalent de près de 40% des réserves dont elle disposait et non sans le risque d'encourir de pénalités si les enlèvements seront inférieurs aux volumes contractuels prévus à être livrés. Cet objectif ne serait donc pleinement atteint sans des réserves de gaz conséquentes et des capacités de production et de transport suffisantes. Mais là était la préoccupation majeure de la SONATRACH. Sur le plan production et transport, la rénovation et l'extension des unités GNL d'Arzew et de Skikda en 1994 (financement par l'Eximbank japonaise) et le dédoublement du gazoduc «Enrico Mattei» répondaient déjà aux engagements de court à moyen termes.

La rénovation des unités GNL avait porté à 44% la part de ce produit dans les exportations du gaz, soit 24% des exportations totales des hydrocarbures. Du coup, cette opération a permis de réduire l'autoconsommation et d'accroître la production des GPL. A lui seul, le secteur GNL consommait plus de 5% du budget annuel de l'entreprise.

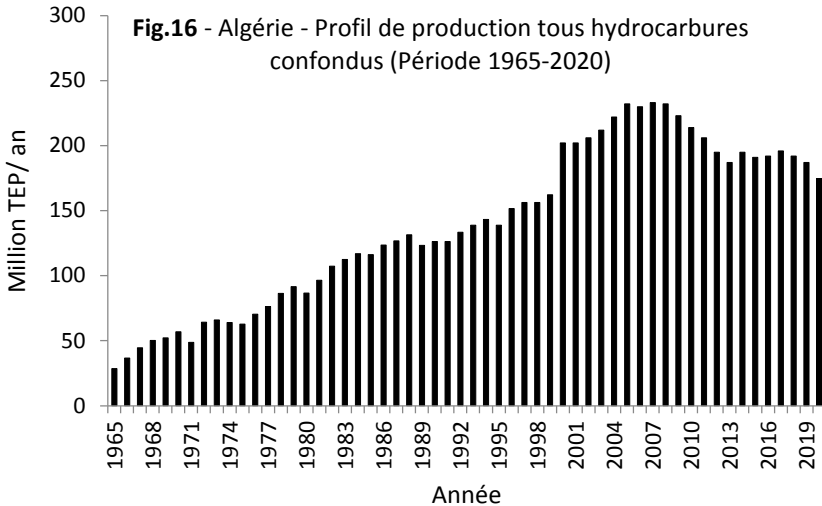
La performance du secteur GNL était corroborée par la conclusion d'une dizaine de contrats long terme de livraison qui pourraient être extensibles au-delà de l'année 2013, au terme de laquelle un volume d'environ 300 BCM de gaz liquéfié aura été exporté, soit l'équivalent de 10% des réserves gazières du pays et 25% des quantités prévues à être exportées à l'horizon 2020.

Le transport par gazoducs était encore plus ambitieux avec le dédoublement des capacités d'«Enrico Mattei» (en 1994) qui en passant de 12 à 24 BCM par an assurent plus de 42% des exportations et 50% des quantités engagées à l'horizon 2020, c'est-à-dire un volume cumulé avoisinant les 600 BCM, ce qui représente 20% des réserves de gaz du pays en ce moment-là.

Bien que les capacités du gazoduc «Enrico Mattei» sont extensibles à 32 BCM par an, parallèlement à ses travaux de dédoublement, la SONATRACH lança le projet du Gazoduc Maghreb-Europe (GME, aujourd'hui «Pedro Duran Farell») reliant le champ de Hassi Rmel à Cordoba (Sud espagnol) et au Rio Maior (Portugal) via le Maroc. Ce projet, auquel ont contribué Rhurgas (une entreprise gazière allemande), GDF (Gaz de France) et Gas do Portugal, a coûté plus de 2.5 milliards de dollars. Durant la première phase, inaugurée le 1er novembre 1996, deux ans seulement après le lancement des travaux par le groupe américain Bechtel, ce gazoduc a une capacité d'exportation de 8 à 10 BCM de gaz par an (6 BCM pour l'Espagne et 2.5 BCM pour le Portugal). La seconde phase de ce gazoduc consistait à étendre son tracé jusqu'aux Pyrénées françaises et sa capacité à 16 BCM par an.

En somme, depuis sa création en 1963, Sonatrach n'a ménagé aucun effort dans le développement de projets visant non seulement à découvrir davantage de pétrole et de gaz mais aussi à développer

les capacités de production et hisser aussi bien le niveau des exportations que satisfaire les besoins internes. La production du gaz est passée de 100 BCM en 1986 à 147 BCM en 2007, celle des liquides de 34 à 50 MM TEP, soit de 123 à 233 MM TEP tous produits confondus (Fig.16).



Parallèlement à ces efforts de production, et au partenariat amont, la SONATRACH a aussi réalisé en effort propre, 55% des forages d’exploration, 66% des découvertes de gaz, 17% des découvertes de pétrole, soit 30% des découvertes totales exprimées en TEP.

Il convient aussi de préciser que les contraintes financières et technologiques ainsi que la stratégie de la compagnie nationale à affronter des bassins sédimentaires à haut risque exploratoire, expliquent la modestie des résultats pétroliers enregistrés par les moyens propre comparativement à ses partenaires étrangers qui opèrent dans des zones plus pétrolières que gazières, matures et dotées d’infrastructures leur permettant de découvrir de gros gisements à moindre coût.

Du reste, l’appel au partenariat, ou «faire-faire», est aussi un moyen de faire de la SONATRACH sachant que la couverture exploratoire du domaine minier algérien est passée de 15%, avant la promulgation de la loi 86-14, à plus de 50% en 2005, même si

le flux de nouveaux contrats de recherche avait enregistré un léger recul au milieu des années 1990 suite aux conditions sécuritaires. Le rush des investisseurs étrangers qui s'est stabilisé à partir de 1995 à une moyenne de deux signatures par an, jusqu'à l'année 2001 quand la procédure d'appels d'offres, à la fois plus réactive et attractive, a permis de signer une dizaine de nouveaux contrats de recherche mais particulièrement avec des partenaires déjà opérateurs en Algérie et sur des blocs déjà évalués puisque rendus par d'autres partenaires.

Cette procédure, un prélude de la prochaine loi sur les hydrocarbures, visait l'attraction des investisseurs étrangers par l'amélioration des conditions économiques, juridiques et administratives qui, il faut le signaler, ont été aussi à l'origine de la baisse des investissements étrangers durant la période 1994-2000. Il est vrai que vu le paysage économique mondial qui se dessinait, et les fluctuations du prix du baril, le partenariat en consortium tend à devenir le meilleur moyen pour diluer le risque et réduire les coûts, et les compagnies majors n'ont pas fait exception à la règle. Ces dernières ambitionnaient à doubler de taille en investissant, nous l'avons vu plus haut, dans des économies d'échelle par fusion. Ce renforcement des synergies qui concerne aussi bien l'amont que l'aval pétrolier a fait de certaines majors des super *majors* et les contrats de type croisé s'imposaient de plus en plus. Le niveau d'appétit d'un partenaire donné n'est plus celui d'il y a quelques années.

Pour la SONATRACH, l'avènement de cette nouvelle donne économique coïncidait avec l'arrivée à terme des responsabilités assignées par l'état algérien. Ce dernier décide de reprendre ses missions de gestionnaire-régulateur, invitant la compagnie nationale à la bousculade au portillon de Ghermoul (alors siège du ministère algérien de l'énergie), pour négocier, au même titre que les sociétés étrangères, son éventuel bloc sur un domaine minier qu'elle avait adopté quarante années durant.

Mais cette longueur d'avance, de la SONATRACH, dans la connaissance du terrain ne peut être une fin en soi. La capacité d'autofinancement, l'approche business des métiers, la réactivité et

le style de management, la réduction des coûts (obligation sociale), d'une part, l'émergence, l'encouragement et la sécurisation des vraies ressources humaines, etc., d'autre part, étaient autant d'aspects négatifs qui nécessitaient le grand ménage au sein de la culture de l'entreprise nationale car elle a toujours été une grosse compagnie plutôt qu'une grande compagnie. Ce sont ces aspects-là qui constituaient justement la longueur d'avance de ses partenaires étrangers concurrents et une composante du handicap dont souffrait et souffre encore la SONATRACH malgré les tentatives de sa libéralisation en 2005, de son statut hybride, dans le cadre de la nouvelle loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

1.2.4- Période 2005-2013

Loi N° 05-07 du 28 avril 2005 sur les hydrocarbures

Dès sa désignation comme ministre de l'énergie et des mines, le 26 décembre 1999, par le président de la république, Abdelaziz Bouteflika, fraîchement élu le 15 avril 1999, Chakib Khelil lança un avant-projet de loi sur les hydrocarbures qui se voulait créateur d'un environnement plus attractif pour les investisseurs étrangers. Cette loi, ou loi de «Chakib Khellil», comme l'appelaient certains, se voulait aussi une loi libératrice qui s'inscrit un peu dans l'esprit de l'ouverture mondiale des marchés pétroliers et gaziers à la concurrence, mais aussi dans le cadre des réformes économiques du pays, qui tardent de venir, et de son adhésion prochaine à l'OMC. D'ailleurs, les méthodes de calcul des prix de vente des produits pétroliers sur le marché intérieur, telles qu'explicitées dans les articles 9 et 10 de cette loi, s'alignaient bien aux demandes exprimées par des pays membres de l'OMC.

Dans le cadre de cette loi, deux agences autonomes sont créées : l'une, l'«agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures», (ALNAFT), est chargée de la gestion et la promotion du domaine minier, de délivrer les autorisations de prospection, d'attribuer des périmètres de recherche, de procéder à des appels à la concurrence, d'évaluer les offres, du suivi des contrats, de collecter les impôts, etc. La deuxième agence,

dénommée «autorité de régulation des hydrocarbures», (ARH), est chargée du bon déroulement des activités pétrolières conformément aux lois en vigueur, sur les plans technique, environnemental et juridique.

Concernant leurs budgets de fonctionnement, ces deux agences, qui n'investissent pas, ont leurs propres ressources financières en percevant zéro virgule cinq pour cent (0,5%) du produit de la Redevance pétrolière. Dans son article 48, cette loi ouvre à SONATRACH, quand elle n'est pas contractante, une option de participation à l'exploitation, avec droit de préemption allant jusqu'à 30 %, sans être inférieure à 20 %. Autrement dit, si le partenaire découvre un gisement dans le cadre de son contrat avec l'état, ce dernier donne à la compagnie nationale, qui n'a rien investi dans la phase de recherche, l'option de prendre 20 à 30% du gisement sans rembourser au partenaire les frais de l'exploration. La polémique consécutive à ce projet de loi a contraint le président Abdelaziz Bouteflika à le geler en décembre 2003 mais pas pour longtemps. Après sa réélection en avril 2004, la loi a été adoptée en mars 2005 par la quasi-totalité des membres de l'Assemblée populaire nationale avec l'approbation de l'union générale des travailleurs algériens (UGTA).

Plusieurs contrats de recherche et d'exploitation furent donc signés avec un taux de participation étrangère allant de 60 à 80%. L'application de cette loi n'a pas tardé à provoquer une véritable levée de bouclier dans les milieux syndicaux et politiques dont particulièrement le parti des travailleurs (PT) de Louiza Hanoune qui voyait en cette loi une privatisation programmée de la SONATRACH.

Aux pressions internes ayant montré patte blanche à ce projet malgré ses multiples moutures faisant passer le droit de préemption à un minimum de 30%, est venue s'ajouter celle externe du président vénézuélien Hugo Chavez qui a pesé de tout son poids pour que l'Algérie révise sa loi sur les hydrocarbures et revienne à la formule 51/49.

Le gouvernement algérien n'a pas trop tardé à sortir une ordonnance (N° 06-10 du 29 juillet 2006), modifiant et complétant la loi 05-07, en fixant dans son article-32 à un minimum de 51% le taux

de participation de SONATRACH-SPA dans les contrats de recherche et d'exploitation, réintégrant ainsi l'entreprise nationale dans sa position d'acteur principal garantissant le monopole de l'État dans le secteur. Le prix du baril s'étant envolé depuis l'année 2004, pour atteindre 65 dollars en 2006, cette même ordonnance introduit dans son article 101 bis une taxe, non déductible, sur les profits exceptionnels (TPE) réalisés par les partenaires étrangers ayant conclu des contrats de partage de production dans le cadre de la loi 86-14. Cette taxe, prenant effet à compter du 1er août 2006, est applicable à la part de la production des hydrocarbures liquides et gazeux du partenaire lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du baril du Brent est supérieure à 30 dollars.

La méthodologie de calcul du taux de la TPE a fait l'objet d'un Décret exécutif (N° 06-440 du 2 décembre 2006) qui fixe ce taux 5% pour une production inférieure ou égale à 5.000 b/j, à 15% lorsque la production est comprise entre 5.001 et 10.000 b/j, à 25% quand la part de la production du partenaire est comprise entre 10.001 et 25.000 b/j, à 35 % pour une production allant de 25.001 et 40.000 b/j et à 50% lorsque la production dépasse les 40.000 b/j. Le caractère rétroactif de la TPE n'a pas tardé à faire réagir les compagnies pétrolières à l'exemple de l'américaine ANADARKO qui s'est montrée très réfractaire à cette taxe en recourant à l'arbitrage international. Bien que les deux parties ont pu trouver un *modus vivendi* à l'amiable qui a coûté, toutefois, à la SONATRACH le paiement de 4.5 milliards de dollars à ANADARKO, comme compensation, l'effet d'entraînement de cette affaire a fini par réveiller la contestation chez d'autres compagnies comme le groupe français TOTAL et l'espagnol REPSOL, qui ont déposé une requête à Genève auprès de la Cour internationale d'arbitrage.

Avec les changements économiques mondiaux, il n'est que légitime que chaque pays reste souverain pour adapter ses lois aux réalités économiques de l'heure. Pourtant, cette forme de taxe a déjà été appliquée par beaucoup de pays dont les Etats-Unis (*Windfall profit tax*), la Russie, etc. Quant à son caractère rétroactif, en Algérie, rejeté par les partenaires, il s'agit de la mise à jour d'une loi et non d'un avenant au contrat entre Sonatrach et ses partenaires.

Nous pouvons dire que de par son caractère hâtif et quelque peu pernicieux, la loi 05-07 n'a pas été couronnée de succès comparativement à la loi 86-14 à laquelle elle était censée ramener un plus pour l'attractivité au domaine minier national. Bien au contraire, les trois appels à la concurrence lancés par ALNAFT (entre 2008 et 2012) dans le cadre de loi «Chakib Khellil» se sont soldés par des échecs : pas moins de 36 périmètres de recherche totalisant plus de 100 blocs ont été mis en promotion mais seulement sept périmètres ont été retenus par les partenaires pour 8 contrats signés en 6 ans, soit une moyenne d'un contrat par an alors que sous la loi 86-14 c'était une moyenne de 8 à 10 contrats conclus par an, exceptée la période 1995-2000 à cause de la précarité des conditions sécuritaires.

La période couverte par cette loi 05-07 a été marquée par une modeste activité de recherche en partenariat avec seulement 40% des forages (sur un total de 580 forages) et 30% des découvertes réalisées (sur un total de 150 découvertes).

Il convient de préciser aussi que cette loi est venue dans une conjoncture assez particulière où l'essentiel des gros gisements algériens ont été découverts, sous la loi 86-14 et son amendement en 1991, et au moment-même où la raréfaction du pétrole facile dans le monde, et l'Algérie n'est pas en reste, commence à dégager de la suspicion sur la rentabilité des investissements, un facteur fondamental pour attirer les entreprises étrangères. Le bon climat des affaires avec le pays hôte et la qualité du management de ses hommes constituent également des baromètres fondamentaux pour l'engouement du partenaire étranger. À ce titre, l'incarcération de plusieurs hauts responsables algériens consécutive au scandale qui a secoué le groupe SONATRACH en 2010, a énormément nui aux flux des investissements étrangers d'autant plus que la sécurité fiscale s'est vue défavorable. Ces freins à l'attractivité du secteur pétrolier algérien ont poussé, en 2013, les autorités du pays à procéder à un nouveau réaménagement de la loi pour rectifier ses déconvenues et notamment sur le plan fiscal.

1.2.5- Période 2013- 2019

Loi N° 13-01 du 20 février 2013

La loi 13-01, du 20 février 2013, en vigueur depuis le 09 mars 2013, et qui vient compléter et modifier la 05-07 de 2005, est perçue comme une loi du salut, d'un nouveau souffle pour le secteur des hydrocarbures. Elle visait à désobstruer les écueils ayant nui à l'attractivité de ce dernier depuis une quinzaine d'années. Ce nouveau texte, supposé plus favorable à l'investissement étranger, devrait rétablir cet engouement des partenaires, qui ne se bousculent plus au portillon d'ALNAFT, par des assouplissements sur les plans administratif, juridique et fiscal, des conditions d'exercice des activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures aussi bien conventionnels que non conventionnels.

Sur le plan fiscal, par exemple, la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) qui était basée sur le chiffre d'affaires dans la loi 05-07, est désormais estimée à base du profit brut réalisé (rentabilité) selon l'article 87 de la loi 13-01. Les mesures fiscales incitatives sont également introduites pour la recherche et l'exploitation des gisements présentant un risque géologique ou économique comme, par exemple, les gisements marginaux et ceux situés dans des zones inexplorées telles l'offshore ainsi que les hydrocarbures non conventionnels dont le gaz de schiste en particulier. Nous reviendrons en détail sur le gaz de schiste en Algérie dans le «Chapitre 4» de la présente partie.

Par ailleurs, conscients de l'accroissement effréné des besoins internes devant le déclin des réserves nationales, les autorités du pays ont accordé une priorité à la satisfaction de la consommation locale, obligeant les contractants, si besoin est, à céder au prix international une partie de leur production au marché national (articles 50 et 51 de la loi).

Depuis la signature, le 29 octobre 2014, de quatre contrats régis par la loi 13-01, aucun appel à la concurrence pour les opportunités d'Exploration des Hydrocarbures n'a été lancé par les autorités algériennes à cause principalement du recul des

investissements consécutif au crash pétrolier de juin 2014, rendant de fait caduc les termes fiscaux de la loi 13-01 que le gouvernement algérien a décidé de réviser, à nouveau, en 2019, les rendant plus attractifs, avant le lancement d'un cinquième appel à la concurrence et alléger la mission de la SONATRACH, pratiquement seule sur le terrain de recherche depuis 2010.

Loi N° 19-13 du 11 décembre 2019

La première mouture de cette nouvelle loi devait être présentée par Ahmed Ouyahia, alors premier ministre, en janvier 2019, devant un conseil interministériel restreint pour sa programmation dans un Conseil de Gouvernement avant sa soumission au vote à l'APN, prévu pour le mois d'avril 2019. Mais avec la crise politique dans laquelle s'est noyé le pays depuis février 2019, la promulgation de cette nouvelle loi a été retardée, voire mise en veilleuse, et quelques articles revus, déjà que sa première mouture, divulguée par certains médias, a de suite, enfanté ses détracteurs au sein de l'opposition mais aussi au sein de la population qui reproche au gouvernement de vouloir vendre le pays et ses richesses aux multinationales étrangères. En septembre 2019, la SONATRACH fait savoir, à travers un rapport rendu public, que la production d'hydrocarbures en partenariat est en nette décroissance alors qu'elle contribuait à hauteur de 33% en 2007, contre moins de 25% en 2019. La compagnie nationale, reconnaissant de fait son incapacité de régénérer, seule, les volumes soutirés et augmenter le niveau de la production en déclin depuis plus d'une décennie, demanda au gouvernement l'urgence de la promulgation d'une nouvelle loi plus attractive pour les partenaires étrangers. Sans trop tarder, le gouvernement Bedoui, installé en le 11 mars 2019 par le Président Bouteflika à la veille de sa démission (02 avril 2019), pour gérer les affaires du pays jusqu'à l'élection d'un président de la république, décide de remettre le dossier de cette loi sur la table et la fait cautionner par le conseil des ministres le 13 octobre 2019 avant d'être adoptée à la majorité par les députés de l'APN, le 14 novembre 2019 et publiée sur le JORADP N° 79 du 22 décembre 2019 (Loi N° 19-13 du 11 décembre 2019).

Cette loi, «plus libérale» et grosse de 238 articles, contre 115 articles pour la 05-07, et qui s'apparente un peu à la loi 86-14, propose quatre types de contrats dont le PSC (*Production Share Contract* ou partage de production), le Contrat de Participation et le Contrat de Services à Risque, avec un allègement fiscal qui, pour certains experts financiers, semble réduire de beaucoup la collecte d'impôts sur les revenus des investisseurs étrangers, ce qui entrainerait un amenuisement de la rente du pays.

Par ailleurs, l'affaiblissement, par cette loi, des prérogatives de l'agence ALNAFT et son contrôle par un «Conseil de Surveillance» composé essentiellement de cadres du ministère, limitant ainsi le rôle régulateur de l'agence à la seule gestion du domaine minier, de la base de données techniques et des affaires administratives, semble traduire la volonté de l'état à récupérer les pouvoirs de décisions stratégiques et notamment en ce qui concerne le recours éventuel, en gré à gré, à l'expertise internationale particulièrement pour les projets à risque tels l'offshore et les hydrocarbures non conventionnels. Le texte retire aussi certaines prérogatives à ALNAFT pour les confier à la SONATRACH qui récupère un peu son statut hybride de juge et partie.

À noter aussi que la suppression inattendue des zones fiscales (A, B, C, D) ne rend pas service au domaine minier algérien. Du fait que ces zones et leurs risques géologiques soient déjà connus par les compagnies, à fiscalité égale les blocs les moins risqués seront les plus convoités par les partenaires. Ce choix discriminatoire va mettre en jachère une bonne partie du domaine minier national, les blocs à haut risque en l'occurrence.

Le projet de cette loi ne date pas de l'année 2019 et n'est pas l'œuvre du gouvernement Bedoui. En effet, le gouvernement, sous le président Bouteflika, y travaillait déjà depuis 2015-2016 suite à l'infructuosité de la loi 13-01 de 2013, et qui se voulait plus attractive sur le plan fiscal, avec, entre autres, l'introduction d'un système d'écrémage des superprofits. Mais la loi 13-01, tout comme celle de 2005 (05-07) n'a finalement pas exaucé les attentes des autorités algériennes. Pour sa part, la nouvelle loi N° 19-13 ne pourra être un

«remake» de celle 86-14 pour la simple raison que, malgré l'allègement fiscal, le domaine minier algérien est arrivé à un stade de maturité exploratoire assez avancé où les gisements découverts sont désormais à la limite de rentabilité pris isolément. Les investisseurs vont dans un pays en géologues d'abord, la fiscalité vient ensuite. La possibilité d'un partenariat lors des prochains appels d'offres n'est pas à écarter mais espérer un engouement des *majors* suite à cette loi relève de l'utopie. Une loi sur les hydrocarbures est certes utile et nécessaire pour gérer le secteur mais en aucun cas elle sera la solution pour réhabiliter ce secteur. La solution est interne et elle existe. À commencer par une meilleure prise charge des gisements anciens à l'exemple de Hassi Messaoud et Hassi Rmel qui ont vieilli avant l'heure sous le poids, à la fois, d'une production effrénée esquivant les gisements et d'un désinvestissement en matière de rénovation des installations dont certaines datant des années 1960, sont dans un état de vétusté alarmant. Tous les maux dont souffrent ces géants qui assurent 70% de la production nationale, sont d'aspects « Engineering de réservoir » et tirent leurs origines dans l'absence d'une volonté politique malgré l'existence, de par le monde, de techniques sophistiquées de management de réservoir et des compétences algériennes pour les mettre en application. Sauf que l'objectif des pouvoirs publics reste le pompage à outrance pour soigner et entretenir la santé de la rente au détriment de celle des gisements. C'est cette mauvaise gouvernance qui explique en partie la chute de la production des hydrocarbures tous produits confondus et celle des réserves du fait que l'effort d'exploration n'arrive pas à reconstituer les volumes consommés annuellement. Le gouvernement qui ne cherche que la facilité pour pérenniser la rente, pense que la solution réside dans la révision de la loi pour attirer les partenaires et le recours aux hydrocarbures non conventionnels dont essentiellement le gaz de schiste pour redresser les pentes déclinantes des réserves et de la production.

Quant à la question du «bradage des richesses» du pays, des «Concessions» et l'atteinte à la souveraineté nationale évoquée par l'opposition et une bonne partie de la population, il y a lieu de signaler que les lois, quelles qu'elles soient sont faites dans l'esprit de

la Constitution algérienne en vigueur. Déjà, la constitution, plus large qu'une loi d'hydrocarbures, stipule dans son article 18, que la propriété publique, qui est un bien de la collectivité nationale, comprend le sous-sol, les mines, les carrières, les sources naturelles d'énergie, les richesses minérales, naturelles et vivantes des différentes zones du domaine maritime national, les eaux et les forêts. Ce projet de loi renvoie à son tour à la constitution en précisant aussi, dans son article 5, que *« Conformément aux dispositions de l'article 18 de la Constitution, les hydrocarbures découverts ou non découverts situés dans le sol et le sous-sol du territoire terrestre et des Espaces Maritimes sur lesquels l'État exerce sa souveraineté et ses droits souverains, sont la propriété exclusive de l'État, qui en assure la gestion dans une perspective de développement durable et la valorisation dans les conditions prévues par la présente loi »*.

Même si ALNAFT semble perdre certaines de ses prérogatives, celles-ci ont été transférées à l'entreprise nationale SONATRACH ou récupérées par le propriétaire du domaine minier, l'État algérien en l'occurrence. Dès lors qu'il s'agit de transactions algéro-algériennes il n'y a pas de menace sur la souveraineté nationale. C'est le cas aussi de la «Concession» qui prête à confusion alors qu'il s'agit d'un arrangement entre ALNAFT et la SONATRACH : ALNAFT accorde à la SONATRACH un droit d'explorer et/ou exploiter des découvertes sur un périmètre en échange du paiement de tous les coûts et taxes spécifiques et en fixant les droits et les obligations de la compagnie nationale. Le citoyen a droit de se poser des questions, c'est légitime, mais il doit être informé qu'il y a «Concession» et «Concession». Pour rappel, depuis le code pétrolier saharien de 1958, jusqu'aux nationalisations du 24 février 1971, les sociétés, même étrangères, avaient des permis exclusifs de recherche assortis d'une «Concession d'exploitation» sur le gisement qui serait découvert. Avant les nationalisations de 1971, la «Concession d'exploitation» était accordée aux sociétés françaises et la SONATRACH, créée le 31 décembre 1963, n'était, rappelons-le, qu'un simple partenaire algérien au sein de l'ASCOOP. Les nationalisations de 1971 sont donc venues mettre fin à ce régime de «Concession» qui profitait aux

sociétés étrangères. Ce n'est plus le cas aujourd'hui, la «Concession» étant accordée par ALNAFT à la SONATRACH et rien qu'à la SONATRACH. Cette dernière peut s'en désengager en la restituant à ALNAFT à tout moment. Quant à la durée de la Concession, d'une trentaine d'années, elle correspond raisonnablement à la durée moyenne de vie d'un gisement en exploitation.

Chapitre 2

L'entreprise nationale SONATRACH Naissance et évolution

2.1 - Logo de la SONATRACH

Le logo de la SONATRACH, représenté par un «S» reposant sur un «H» couché, a été inventé en mars 1967 par Maurice Sinet, dit Siné, dessinateur et caricaturiste français, né aussi, comme la SONATRACH, un 31 décembre (1928) à Paris et mort le 5 mai 2016 à Paris. La barre inférieure du «H» couché représente un réservoir géologique, la petite barre verticale le puits (forage) tandis que la barre supérieure du «H» et le «S» dont elle fait partie, symbolisent le tracé d'une canalisation transportant les hydrocarbures. Les couleurs officielles du logo, telles que choisies par Siné, sont le noir pour le «SH» sur un fond orange.

2.2 - Objet social, statuts et organisation

Depuis la naissance de la SONATRACH, plusieurs textes ont été décrétés pour adapter son objet social, ses statuts et son organisation aux réalités de l'heure.

Décret Exécutif N° 63-491 du 31 décembre 1963

La naissance de la SONATRACH a été officialisée par le décret exécutif N° 63-491 du 31 décembre 1963 (journal officiel du 10 janvier 1964) portant agrément de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures et approuvant ses statuts. Ces derniers ont été modifiés par le décret n° 66-296 du 22 septembre 1966 dont voici les grandes lignes.

Décret Exécutif N° 66-296 du 22 septembre 1966

Le gouvernement définit la nouvelle mission de SONATRACH en élargissant son domaine d'activité pétrolière à la recherche, la production et la transformation en plus de la commercialisation et le

transport des hydrocarbures, en prenant des participations dans les concessions détenues par certaines sociétés étrangères comme ESSO, SHELL, SINCLAIR, MOBIL, ELF...etc.

- La société a pour objet : toutes opérations relatives à la recherche et à l'exploitation industrielle et commerciale de gisements d'hydrocarbures liquides et gazeux et des produits connexes.
- La construction et l'exploitation industrielle et commerciale de tous moyens de transport des hydrocarbures et des substances connexes, soit par voie de canalisations, soit par voie terrestre ou maritime, ou autrement.
- Le traitement et la transformation des hydrocarbures et des substances connexes, tant sur le territoire algérien qu'en d'autres pays.
- La création, l'acquisition, la location de tous établissements et usines pour le traitement industriel des hydrocarbures solides, liquides ou gazeux, et notamment la création d'une industrie de pétrochimie ainsi que de toutes autres industries connexes dérivant de ces hydrocarbures.
- La distribution et la vente, tant en Algérie qu'à l'étranger, desdits hydrocarbures et produits dérivés ou connexes.
- La gestion en son nom propre des actifs détenus par l'État algérien ou qu'il viendrait à détenir dans les différents secteurs d'activité correspondant à l'objet social ci-dessus.
- La participation de la société dans toutes opérations industrielles, financières, commerciales, mobilières ou immobilières, pouvant se rattacher à l'un des objets précités par voie de création de sociétés filiales ou autrement, souscription ou achat de titres ou droits sociaux, fusion, alliance, association en participation ou autrement.
- Et généralement, toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant, directement ou indirectement à l'objet social.
- Le capital social de la Sonatrach, à sa création, a été fixé à quatre cents millions de dinars algériens (400.000.000 D.A). Il est

constitué par des versements en numéraire et par la valeur des actions détenues par l'État dans la SN Repal, la Camel et la raffinerie d'Alger, lesquelles actions sont dévolues à la Sonatrach à titre de dotation.

Avec les nationalisations du 24 février 1971, la modification du code de commerce en 1975, la promulgation en août 1986, de la loi 86-14 sur les hydrocarbures, ouvrant le domaine minier au partenariat étranger, la création du conseil national de l'énergie en avril 1995, l'adaptation du statut de Sonatrach à ces nouvelles données a fait l'objet d'un décret (N° 98-48 du 11 février 1998,) portant statuts de la Sonatrach et modifiant les décrets n° 63-491 du 31 décembre 1963 et le n° 66-296 du 22 septembre 1966, devenant caducs.

Décret Exécutif N° 98-48 du 11 février 1998

- La dénomination sociale «SONATRACH» peut être changée par délibération de l'assemblée générale.
- SONATRACH est transformée, sans création d'une personne morale nouvelle, en une société par actions (SPA) régie par la législation en vigueur sous réserve des dispositions des présents statuts.
- Le capital social de la SONATRACH devient deux cent quarante-cinq milliards de dinars algériens (245.000.000.000 D.A) répartis en deux cent quarante-cinq mille (245 000) actions d'un million (1000 000) de dinars chacune, entièrement et exclusivement souscrit et libéré par l'État.
- Le développement de toute forme d'activités conjointes en Algérie et hors d'Algérie avec des sociétés algériennes ou étrangères; la prise et la détention de tous portefeuilles d'actions, les prises de participation et autres valeurs mobilières dans toute société existante ou à créer en Algérie ou à l'étranger.
- SONATRACH est dotée d'une assemblée générale (AG), composée du ministre chargé des finances, du responsable de l'autorité en charge de la planification, du gouverneur de la Banque d'Algérie, d'un représentant de la Présidence de la République et du ministre chargé des hydrocarbures,

comme président de l'AG.

- Le président directeur général, qui assiste à l'AG, est nommé par décret présidentiel sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures. Il préside le conseil d'administration composé de deux représentants du ministère chargé des hydrocarbures, deux représentants du ministère chargé des finances, un représentant de la Banque nationale d'Algérie, deux représentants des travailleurs, quatre membres du comité exécutif en charge des activités de base de la SONATRACH et une personnalité choisie, en raison de sa compétence dans le domaine des hydrocarbures, par le ministre chargé des hydrocarbures. Ces membres sont nommés par le ministre chargé des hydrocarbures sur proposition des institutions concernées.
- Le président directeur général est assisté dans l'exercice de ses fonctions d'un comité exécutif composé de cadres dirigeants de l'entreprise et dont les membres sont nommés par le président directeur général de SONATRACH après accord du ministre chargé des hydrocarbures.

Décret Présidentiel N° 2000-271 du 23 septembre 2000

- Le Président directeur général, ainsi que les vice-présidents et les directeurs généraux adjoints, sont nommés par décret présidentiel sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.
- Les membres du conseil exécutif, autres que les vice-présidents et directeurs généraux adjoints, sont nommés par le président directeur général de la SONATRACH après accord du ministre chargé des hydrocarbures.

Décret Exécutif N° 18-152 du 4 juin 2018

Ce décret, modifiant le décret présidentiel N° 98-48 du 11 février 1998 portant statuts de la Sonatrach, est venu avec les modifications suivantes :

- Le nombre des membres du comité exécutif faisant partie du Conseil d'Administration passe de quatre à huit cadres dirigeants en charge des activités de base, de la finance, du business

développement et de la stratégie de SONATRACH.

- Le président directeur général, ainsi que les vice-présidents sont nommés par décret présidentiel sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.
- Les membres du comité exécutif, autres que les vice-présidents, sont nommés par le président directeur général de SONATRACH après accord du ministre chargé des hydrocarbures.

2.3 - SONATRACH, une société commerciale depuis 2005

Bien que le décret Exécutif N° 98-48 du 11 février 1998 transforme la SONATRACH en une société par actions (SPA), l'entreprise demeure toujours un outil utilisé par son unique propriétaire, l'état algérien, pour la gestion et la promotion du domaine minier national. Il a fallu attendre la loi 05-07 du 28 avril 2005, pour voir la SONATRACH déchargée des missions qui faisaient d'elle une puissance publique allant de la gestion du domaine minier à la production et la commercialisation des hydrocarbures. Le statut hybride de Sonatrach, exposé à un conflit d'intérêts, n'est en effet pas permis dans le code du commerce algérien.

Ainsi, la SONATRACH se devait de se concentrer sur son métier de base et sa principale mission qui consiste à chercher du pétrole et du gaz pour augmenter les réserves nationales et assurer la pérennité énergétique du pays. Cette séparation des rôles de l'état (propriétaire du domaine minier, promoteur des investissements, régulateur et contrôleur des opérations) et de la SONATRACH justifie la création des deux agences (ALNAFT et ARH). Cette loi n'obligeant plus l'entreprise nationale à construire des gazoducs et oléoducs, lui permet de sauver les montants que nécessiteraient ces projets lesquels peuvent être entrepris par n'importe quelle autre personne physique ou morale, une politique en harmonie avec l'orientation du pays vers une économie de marché. Il était question que la SONATRACH garde ses blocs de recherche et ses gisements sur lesquels elle aura la latitude de nouer des partenariats répondant à ses intérêts, disposera de ses propres réserves et revenus et commercialisera la part de l'état qui payera l'entreprise en fonction du prix du baril sur le marché.

Comme il n'y aura plus de garantie de l'état pour l'entreprise nationale qui doit trouver des moyens de financement pour réaliser ses projets. Mais, sur le terrain, il n'en est rien de tout cela. La SONATRACH est, à ce jour, comme elle l'a toujours été, une entreprise qui vole avec les ailes de l'état. Elle ne possède ni gisements, ni réserves, ni chiffre d'affaires à elle, ni un pouvoir de décision en tant qu'entreprise autonome. La politique énergétique en matière de ressources pétrolières et gazières du pays et les objectifs à atteindre sont du ressort du Conseil National de l'Energie (CNE), créé par décret présidentiel le 19 avril 1995 et composé des ministres de la défense nationale, des affaires étrangères, de l'énergie, des finances et du gouverneur de la Banque d'Algérie. Cet organe suprême dont le secrétariat est assuré par le ministre de l'énergie, est présidé par le président de la république. L'assemblée générale composée du ministre de l'énergie, du ministre des finances, du gouverneur de la banque d'Algérie et d'un représentant de la présidence de la république, plutôt hauts fonctionnaires de l'état qu'actionnaires. Il n'y a pas de contrats de performance avec l'État comme «unique actionnaire». L'assemblée générale est tenue d'adresser son rapport au président du CNE qui est le président de la république.

Les bénéficiaires de l'embellie pétrolière des années 2000 ont permis à la SONATRACH de porter son capital social de 350 milliards de D.A à 500 milliards de D.A en 2008.

2.4 - Effectif, Ressources humaines et motivation

Le groupe SONATRACH emploie près de 200 000 salariés dont environ 150 000 travailleurs au sein de ses 154 filiales implantées, pour la plupart, au sud du pays où activent près de 120 000 travailleurs, soit 60% de l'effectif total du groupe. Durant les cinq dernières années l'entreprise n'a ménagé aucun effort en matière de formation et de recrutement dans différentes activités et catégories professionnelles avec pas moins de 3000 nouvelles recrues par an. Le dernier plan de recrutement de l'entreprise prévoit près de 12 000 nouveaux postes dans les cinq prochaines années. Tout cela paraît bien beau mais c'est tout simplement du tape-à-l'œil sournois.

Cette politique, «populiste», répond beaucoup plus à des considérations politiques et sociales qu'aux besoins réels de l'entreprise. Cette dernière «*forme pour former*» et «*recrute pour recruter*» sans aucune politique assidue de motivation ou de gestion des carrières. La dispersion et la sous-utilisation des compétences, le rejet, la marginalisation, la discrimination et blocage de carrières et l'atteinte à l'échelle des valeurs ont atteint un niveau très inquiétant.

La fuite des jeunes cadres, livrés à eux-mêmes, vers les compagnies étrangères, est un phénomène récurrent après seulement quelques petites années d'expérience passées dans différents services de l'entreprise. Il y aurait, selon l'ex PDG Ould Kaddour, pas moins de 16.000 employés qui ont quitté l'entreprise depuis 2011. Les mauvaises conditions de travail, le manque de rétribution et de motivation des ressources humaines constituent les principales raisons de la fugue de l'expertise et des niches d'excellence de la SONATRACH. Cette dernière est pratiquement la seule compagnie pétrolière au monde à payer un nouvel ingénieur à moins de 500 dollars américains par mois et un directeur à 1600 dollars par mois. Pourtant, la compagnie pétrolière algérienne jouissait d'un véritable réservoir de ressources humaines de qualité tant sur le plan technique que managérial. Elle a longtemps servi de « centre d'apprentissage » au profit des sociétés étrangères. Le débauchage était déjà une menace prévisible pour l'entreprise nationale et pour cause l'absence du volet « ressources humaines » dans les critères de mesure de performance. «*Savoir et pouvoir retenir les meilleurs*» n'a jamais fait partie de la politique de la SONATRACH : le népotisme, le clanisme et l'oligarchie dans le recrutement et les promotions à tous les niveaux ne sont pas en reste. «Il n'y a pas de règles établies», raconte un de ses anciens PDG. La promotion n'obéit pas simplement à des critères professionnels mais souvent à des considérations claniques, régionales ou personnelles. Au niveau managérial, la qualité est également une espèce en voie de disparition. Le développement de poches d'incompétence à tous les niveaux explique les problèmes de gestion reconnus à cette entreprise.

2.5 - Style de management à la SONATRACH

Une des particularités de la compagnie nationale SONATRACH est qu'elle a tout le temps eu mal à la tête du fait de l'instabilité managériale. Depuis sa création, jusqu'à aujourd'hui, l'entreprise a connu plus d'une vingtaine de Directeurs Généraux et Président-Directeurs Généraux dont une quinzaine de PDG depuis l'année 2000 (et pas moins de sept ministres de l'énergie sur la même période), soit une moyenne de un (01) PDG tous les 16 mois (Tab.21).

Il est aisé de s'apercevoir, chez beaucoup de hauts responsables, un manque de leadership et de compétence en management des hommes et des projets.

L'entreprise, changeant perpétuellement de main, ne dispose d'aucune vision stratégique lointaine en termes de projets et d'objectifs. Il n'y a jamais eu de projets d'entreprise mais de projets de l'homme aux commandes : chaque président directeur général arrive avec ses hommes, ses idées et sa manière de voir les choses, balayant d'un revers de main totalement ou partiellement ce que son prédécesseur avait envisagé de faire. Les changements à la tête de la SONATRACH interviennent généralement à la suite d'un changement du chef de l'état, d'un remaniement ministériel ou d'un évènement politique qui consiste habituellement à opérer des rotations et permutations inter-départements ou faisant appel à d'anciennes personnalités qu'on croyait tombées en désuétude, une valse de clans par excellence. Souvent on succède à des nuls et on est remplacé par des négatifs. Après une soixantaine d'années de sa création, la SONATRACH n'a développé aucune culture d'entreprise ou normes de fonctionnement à l'image, par exemple, du rapport annuel d'activité dont la forme et le fond restent tributaires du PDG en place. Un point commun à la majorité des hauts responsables, de cette entreprise, néanmoins, c'est ce type de management caractérisé par des stéréotypes comme la bureaucratie, la lenteur administrative et dans la prise de décision avec, en plus, la monopolisation, la centralisation du pouvoir et la multiplication des règles et procédures assez contraignantes, sans oublier le syndrome de la réunionnite qui consomme jusqu'à plus de 50% du temps journalier.

Tab.21 - Liste des DG et PDG de SONATRACH, ministres de l'énergie et chefs de l'État

	Directeur Général, PDG	Période	Durée	Ministre	Chef de l'État
1	Belaïd Abdesselam	1963-1966	3 ans	Khalifa Laroussi Bachir Boumazza	Ahmed Ben Bella
2	Sid Ahmed Ghozali	1966-1979	13 ans	Belaïd Abdesselam	Houari Boumediène
3	Belkacem Nabi	1979-1981	2 ans	Belkacem Nabi	Chadli Bendjedid
4	Mourad Khellaf	1981-1985	4 ans	Belkacem Nabi	Chadli Bendjedid
5	Youcef Yousfi	1985-1988	3 ans	Belkacem Nabi	Chadli Bendjedid
6	Sadek Boussena	1988-1989	1 an	Sadek Boussena	Chadli Bendjedid
7	Abdelhak Bouhafis	1989-1995	6 ans	Sadek Boussena	Ali Kafi
8	Nazim Zouiouèche	1995-1997	2 ans	Amar Makhloufi	Liamine Zeroual
9	Abdelmadjid Attar	1997-2000	3 ans	Youcef Yousfi	Liamine Zeroual
10	Abdelhak Bouhafis	2000-2001	1 an	Chakib Khelil	Abdelaziz Bouteflika
11	Chakib Khelil	2001-2003	2 ans	Chakib Khelil	Abdelaziz Bouteflika
12	Djamal Eddine Khène	05/2003- 07/2003	2 mois	Chakib Khelil	Abdelaziz Bouteflika
13	Mohamed Meziane	2003-2010	7 ans	Chakib Khelil	Abdelaziz Bouteflika
14	Abdelhafid Feghouli	01/2010- 05/2010	4 mois	Chakib Khelil	Abdelaziz Bouteflika
15	Nourredine Cherouati	05/2010- 11/2011	18 mois	Youcef Yousfi	Abdelaziz Bouteflika
16	Abdelhamid Zerguine	2011- 2014	3 ans	Youcef Yousfi	Abdelaziz Bouteflika
17	Said Sahnoun	2014-2015	1 an	Youcef Yousfi	Abdelaziz Bouteflika
18	Amine Mazouzi	2015- 2017	2 ans	Salah Khebri	Abdelaziz Bouteflika
19	Abdelmoumen O.Kaddour	2017- 2019	2 ans	Mustapha Guitouni	Abdelaziz Bouteflika
20	Rachid Hachichi	04/2019 - 11/2019	7 mois	Mohamed Arkab	(Abdelkader Bensalah)
21	Kamel Eddine Chikhi	11/2019- 02/2020	2.5 mois	Mohamed Arkab	Abdelmadjid Tebboune
22	Tewfik Hakkar	02/2020 - Actuel		Mohamed Arkab Abdelmadjid Attar	Abdelmadjid Tebboune

Cette rigidité de l'organisation de l'entreprise SONATRACH est accoudee à sa structure pyramidale multi étagée, très faiblement aplatie, où la communication verticale est quasi inexistante entre les différents niveaux hiérarchiques depuis le cadre dirigeant jusqu'à la

maitrise, le poste organique primant sur la valeur et l'expertise de l'individu. Une échelle de valeurs les pieds en l'air.

L'absence d'un système d'information, de communication et d'une charte claire des responsabilités laisse le champ libre au chevauchement des tâches et à l'opacité en matière d'objectifs à atteindre à un point où les hauts cadres eux-mêmes ne savent pas où ils vont ni comment aller là où ils prétendent le savoir. À ce titre, lors d'une conférence des cadres dirigeants tenue à Hassi Rmel, en avril 2001, à la question «quels sont les objectifs de la SONATRACH ?», posée par Chakib Khelil, qui venait de prendre les rênes de l'entreprise, les réponses des hauts cadres, présents dans la salle, ont été différentes d'un responsable à l'autre ! D'où la décision de Chakib Khelil de créer des «brainstormings» thématiques sur les activités et les missions de l'entreprise. Il s'agit d'ateliers pour débattre des thèmes relatifs à l'activité de l'entreprise et définir les plans d'action à court, moyen et long termes. Des dizaines de «brainstormings» périodiques regroupant des cadres de différents secteurs ont été organisés aux débuts des années 2000, pour une mise à niveau d'information à l'échelle de l'entreprise (ressources humaines, affaires sociales, exploration-production, informatique, formation, comptabilité, approvisionnement, réduction des coûts, archivage, etc.).

Le style autoritaire du management et peu réactif de certains hauts responsables du groupe SONATRACH explique, en partie, le recul de l'engouement des partenaires à investir en Algérie. Un rapport dans ce sens a été adressé par l'ensemble des partenaires en 2001 au PDG de l'époque, Abdelhak Bouhafas.

Ce rapport, cosigné par les compagnies étrangères opérant en Algérie, dénonce les difficultés administratives et bureaucratiques rencontrées dans l'accomplissement de leurs missions. Ces investisseurs ne voient pas la SONATRACH comme un partenaire désiré mais comme un gendarme redouté.

2.6 - Modernisation de la SONATRACH

Pour beaucoup de hauts responsables de la SONATRACH, le sens de modernisation consiste en une mise à niveau de l'entreprise par rapport aux standards internationaux à l'instar des autres compagnies pétrolières. Il s'agit de changer les réflexes et les mentalités, développer les ressources humaines, mettre en place un management stratégique, maîtriser la technologique, etc. En fait, c'est parce que tout ce package a toujours manqué à SONATRACH que son adoption, révolutionnaire, paraît comme un passage à la modernité. Bien sûr que non, il s'agit tout simplement de combler un retard qui s'est trop creusé depuis la naissance de l'entreprise algérienne. Le concept de modernisation, à l'image des grandes compagnies, par exemple, est tout autre chose : ce package est une nature-même et ne nécessite pas révolution.

Toutefois, le premier projet de modernisation de la SONATRACH a été initié par le PDG Abdelhak Bouhafs aux débuts des années 1990. Ce projet dénommé «PROMOS» (*Processus de Modernisation de SONATRACH*) consistait à préparer «SONATRACH de demain» pour en faire un groupe pétrolier international, centré essentiellement sur ses métiers de base. C'est, au demeurant, dans ce contexte que le même PDG lança, en 1993, à l'occasion de la célébration du trentième anniversaire de l'entreprise, l'idée des JST (*Journées Scientifiques et Techniques de SONATRACH*), une manifestation annuelle regroupant les experts pétroliers nationaux et internationaux pour débattre la situation et les perspectives en matière de techniques et d'innovation dans l'industrie pétrolière tant en Algérie que dans le monde.

Pour Abdelhak Bouhafs, l'un des meilleurs PDG qu'a connus l'entreprise, la modernisation de cette dernière passe aussi par le décalquage des bonnes mentalités, habitudes et comportements observés chez les managers des compagnies pétrolières internationales, notamment à l'occasion des rencontres de travail chez les partenaires de SONATRACH. Le PDG donna à ce «benchmarking» le nom de «SOSIE» (*Système d'Observation par Secteurs d'Information et d'Etude*) et le lança à l'échelle du groupe SONATRACH, le 24 février de l'année 2000, à l'occasion de la

commémoration du 29ème anniversaire des nationalisations des hydrocarbures. Chaque cadre revenant de mission à l'étranger doit élaborer un rapport, selon un modèle préétabli, où seront détaillées toutes les observations et informations utiles pour «SONATRACH de demain». Dans ce cadre, des tas d'actions de formation en management dans de grandes institutions internationales (Essec, Dynargie, Ernest-Young, etc.) ont concerné des dizaines de hauts cadres, mais rien n'a été pris au sérieux. C'est la résistance au changement. Aujourd'hui, on constate les dégâts.

Toutes ces visions de modernisation de la SONATRACH, qui constituaient, pour Abdelhak Bouhafs, un processus dont la philosophie était de faire de l'entreprise un modèle d'envergure internationale, n'ont pas pu être concrétisées : Ce brillant PDG a, à chaque fois, été limogé pour ses gênantes initiatives. Les projets de modernisation lancés par cet homme, limogé à deux reprises, et n'apprenant son limogeage que par voie de presse, ne font plus partie des mémoires à la SONATRACH. La résistance au changement et la lutte des clans ne cessent d'enfoncer l'entreprise nationale dans les abysses de la vieillesse managériale. Abdelhak Bouhafs décède le 29 octobre 2019. Il était déjà en retraite.

Toujours à propos de la modernisation de la SONATRACH, voilà qu'Abdelmoumen Ould Kaddour vient, en mars 2017, avec sa vision moderniste, à lui, et qui consiste en un projet «SONATRACH 2030», visant à placer le groupe dans le «top 5» des meilleures entreprises énergétiques dans le monde, à l'horizon 2030. L'acquisition et la maîtrise des nouvelles technologies, la réduction des coûts, le e-Learning, la formation des ressources humaines et le style de management constituent les piliers fondamentaux du changement, selon ce PDG. J'avoue que c'est ambitieux. Mais, je me suis dit que cela relève de l'utopie pour la simple raison que d'ici 2030, la logique algérienne veut qu'au moins cinq ou six PDG allaient défiler par là et Abdelmoumen Ould Kaddour partira certainement de sitôt, avec son projet dans ses valises. Il fut ainsi. Il a été limogé par le chef de l'état par intérim, Abdelkader Bensalah, le 23 avril 2019. Ma boule de cristal a bien fonctionné. La modernisation c'est aussi l'innovation technologique. C'est le grand point faible de la SONATRACH qui,

après une soixantaine d'années d'existence, n'a aucun brevet ou de véritables centres de recherches nodaux à son actif à l'instar des autres compagnies pétrolières dont des plus récentes.

Citons l'exemple de la malaysienne PETRONAS qui, créée en 1974, a construit, en 1997, sa propre université technologique (*UTP- Université Technologique de Petronas*) où les programmes de recherches touchent une large gamme de domaines (géosciences pétrolières, génie mécanique, technologie de l'information, informatique, physique et chimie appliquées, etc.) avec un centre d'excellence (*Centre of Excellence-COE*) servant de support scientifique et technologique pour les autres compagnies en matière de recherches fondamentales et appliquées (capture de CO₂, imagerie sismique et prédiction des hydrocarbures, les techniques de l'EOR, corrosion, offshore, etc.). La SONATRACH reste une compagnie qui opère sans standards et qui vise seulement à générer des revenus pour l'état sans trop se soucier de l'innovation sous tous ses aspects. Faut-il aussi qu'elle en soit capable pour avoir trop côtoyé l'inculture.

2.7 - SONATRACH à l'international

L'activité internationale de la SONATRACH est confiée à ses filiales «SIHC» (*Sonatrach International Holding Corporation*), créée en juillet 1999, et «SIPEX» (*Sonatrach International Production and Exploration Corporation*). Le groupe a essayé de se déployer au niveau international sur une vingtaine de pays dont huit en Europe (Portugal, Espagne, France, Grande Bretagne, Pays-Bas, Italie, Suisse, Hollande), sept en Afrique (Mauritanie, Mali, Niger, Libye, Tunisie, Egypte, Nigéria) un (01) en Amérique latine (Pérou) et trois en Asie (Irak, Yémen, Singapour). En Europe et à Singapour, la présence de l'entreprise nationale consiste, en général, en un bureau de représentation et de marketing consistant en la regazéification du GNL, le transport du gaz naturel et la pétrochimie tandis qu'en Irak, au Yémen et en Afrique, où des équipes opérationnelles sont sur place, il s'agit essentiellement de projets d'exploration et production où elle participe seule ou en partenariat.

Nous allons passer en revue, de manière non exhaustive, les principaux projets internationaux où s'est engagé le groupe SONATRACH, sans garantir les détails sur les résultats. Ces derniers sont généralement passés sous silence par les autorités du pays.

En Irak

La compagnie algérienne a ouvert, dans les années 1990, sous le régime de Saddam Hussein, un bureau à Bagdad dans le cadre de participation au développement d'un des plus importants champs pétroliers du pays (Touba). Ce projet, dont on ignore le bilan, s'est éclipsé suite à l'invasion de l'Irak par les troupes de Gorges W. Bush en 2003.

Au Yémen

En 1999, SONATRACH signait un MOU (*Memorandum Of Understanding*) avec l'italienne AGIP pour un projet d'exploration-production sur deux blocs pétroliers au Yémen (Bloc 3, «Gardan» et Bloc 2, «Alm Bar») où AGIP opérait déjà seule. Ce projet, où la SONATRACH détenait 40%, en guise de compensation par AGIP au sujet d'un deal, s'est soldé par un échec après le forage de deux puits négatifs réalisés en partenariat.

En Tunisie

Dans le cadre des relations entre l'Algérie et la Tunisie, les deux pays ont créé, le 4 avril 2003, une société pétrolière mixte (NUMHYD) sur une base paritaire (50% SIPEX et 50% ETAP). Cette société, basée à Tunis, et qui est appelée à opérer en Tunisie et en Algérie dans les domaines de l'exploration et la production des hydrocarbures, a bénéficié d'un permis de recherche (Kaboudia) en Tunisie et d'une cession de 30% d'intérêts de l'entreprise tunisienne d'activités pétrolières (ETAP) sur le permis de prospection «Nord des Chotts» qui sera transformé en périmètre de recherche. Les engagements de NUMHYD consistaient, dans un premier temps, en le forage d'un puits d'exploration (10 millions de dollars). Il s'agit d'une société dont le personnel est issu des compagnies nationales des deux pays (SONATRACH et ETAP). L'entreprise algérienne a pour sa

part, cédé à NUMHYD 25% de ses intérêts dans le périmètre de recherche El Hamra (blocs 220a et 220b), situé dans le bassin algérien d'Illizi où la société mixte devait forer, pour 10 millions de dollars, son premier puits en 2008. NUMHYD qui ambitionnait aussi de forer, dès 2009, deux puits dans l'offshore tunisien (périmètre de Kaboudia) pour un coût de 20 millions de dollars, n'a en fin de compte entamé son premier forage Mahdia -2 (MAH-2) qu'en août 2011. Ce puits, profond de 2860 mètres dans l'Aptien, sous une tranche d'eau d'une soixantaine de mètres, a débité quelque 300 barils de pétrole par jour ($2\text{m}^3/\text{heure}$) mais fut temporairement abandonné en raison d'une forte concentration des gaz H_2S (sulfure d'hydrogène) et CO_2 (dioxyde de carbone). Par ailleurs, la forte densité du pétrole (30° API) et sa basse teneur en gaz dissous (GOR de $12\text{m}^3/\text{m}^3$), laissent supposer une faible mobilité du pétrole et donc un faible taux de récupération. Cette découverte dont on ignore les réserves a été appréciée, en octobre 2016 par le puits MAH-3, profond de 2920 mètres et ayant mis en évidence un autre réservoir qui a débité 400 barils de pétrole par jour ($2.5\text{ m}^3/\text{heure}$), tandis que le réservoir productif à MAH-2 s'est avéré sans intérêt (aquifère). En fin de compte, en 2018, la SONATRACH a fini par annoncer l'abandon définitif des puits MAH-2 et MAH-3 pour non rentabilité du projet. Tout comme le projet du bloc «Nord des chotts» qui venait d'être également abandonné, en août 2018, par SONATRACH-SIPEX et l'ETAP suite au résultat négatif du forage KB-2.

Au Pérou

Au Pérou, la SONATRACH participe, depuis l'année 2003, à hauteur de 10%, dans le développement du gisement gazier à condensat de *Camisea* qui est entré en production en 2004. Ce projet regroupe en consortium SONATRACH (SIPEX et SIHC détenant respectivement 80% et 20% des 10%), Pluspétrol (Argentine, 27.2%), Hunt Oil (USA, 25.2%), Tecpétrol (Pérou, 10%) et la sud-coréenne SK (*Sunkyung Group*, 17.6%). La SONATRACH détient également 21% dans le segment de transport aux côtés de Tecgas Camisea (31%), Hunt Oil (19%), SK (9,5%), Pluspétrol (9,16%), Tractebel (8%), Grana y Montero (1,2%) et Tecgas N.V. (0,63%). Le projet Camisea est un

projet intégré qui va du développement à la commercialisation du gaz naturel et du condensat. Les réserves prouvées de ce champ s'élèvent à environ 250 BCM de gaz, 300 MM bbl de condensat et 280 MM bbl de GPL.

Le projet porte sur la construction et l'exploitation sur 33 ans, de deux canalisations de 540 km et 714 km de longueur, destinées respectivement pour les liquides et le gaz. Les investissements de la partie algérienne portaient sur 100 millions de dollars. Quant aux revenus et retour d'investissement, cela reste l'éternelle inconnue dans les rapports d'activités et financiers annuels de l'entreprise. Les commissaires aux comptes certifient la régularité et la sincérité des états financiers mais pas la rentabilité des investissements.

En Libye

L'activité porte sur l'exploration et la production dans les blocs 65 et 95/96, situés dans le bassin de Ghadamès en territoire libyen, dans le cadre de contrats signés respectivement le 12 mars 2005 et le 25 mai 2008, à Tripoli, entre SIPEX et la Compagnie Nationale Libyenne du Pétrole N.O.C. Le bloc 95/96 est en partenariat entre la SONATRACH et les compagnies indiennes Oil India Limited et India Oil Corporation. En 2018, évoquant l'extension de la force majeure, les travaux sur ce bloc, dont le forage A1-96/02, effectué par la compagnie algérienne ENTP, ont été provisoirement abandonnés. Le potentiel pétrolier de ce bloc, évalué par le bureau américain DeGolyer & Mc Naughton (DMN) consiste en un volume de gaz en place d'environ 50 à 100 BCM.

Quant au bloc 65, attribué à la SONATRACH, suite à un appel d'offres lancé par la Libye et dont le potentiel est estimé à une centaine de millions de barils récupérables, semble être une priorité pour la compagnie algérienne qui s'est engagée à y investir 13 millions de dollars sur une période de cinq années et consistant en l'acquisition de 1000 km de sismique 2D et le forage de deux (02) puits. L'association entre la SONATRACH (25%) et la NOC libyenne (75%) avait réalisé dans le bloc 65, en 2009, une première découverte de pétrole dont le débit tournait autour de 9 m³/heure. Il s'agit de la première découverte de la SONATRACH en international suivie d'une

deuxième en 2010 mais aucune information officielle sur les réserves en place n'a été publiée. La compagnie algérienne s'est retirée de la Libye suite à la chute, en 2011, du régime de Kadhafi et la crise sécuritaire qui secoue ce pays. Mais elle avait repris les travaux d'exploration en juin 2012 dans la région de Zentane, près de la frontière avec l'Algérie où une autre découverte a été réalisée en 2013 avant que l'Algérie ne décide de fermer son ambassade à Tripoli et rapatrier ses employés suite à de nombreux enlèvements et attaques visant les représentations diplomatiques étrangères en Libye.

Ce retrait n'aurait cependant pas un grand impact sur le devenir de ces résultats qui restent, selon des sources proches du haut management de la SONATRACH, à la limite de la commercialité.

Au Niger

Au Niger, la SONATRACH explore depuis déjà plusieurs années dans le périmètre de Kafra, à une centaine de kilomètres de la frontière sud de l'Algérie. Ce bloc, attribué à l'entreprise algérienne, seule, en 2005, est passé en août 2015 à un contrat de partage de production (CPP) signé entre l'Algérie et le gouvernement nigérien. Les travaux d'exploration portent sur douze années subdivisées en trois périodes de recherche de quatre années chacune durant lesquelles la compagnie nationale algérienne s'est engagée à acquérir 1000 kilomètres linéaires de sismique en première période puis 400 kilomètres de sismique et le forage de deux puits en deuxième période. Durant la troisième période (optionnelle), la SONATRACH aura à acquérir 400 kilomètres de sismique linéaire et forer un puits d'exploration. L'investissement total de 29.5 millions de dollars portait sur 6 millions de dollars en première période, 15 millions de dollars en deuxième période et 8.5 millions de dollars en troisième période. En 2018, la SONATRACH annonce avoir découvert l'«un des plus grands gisements de pétrole du Niger» suite aux résultats «encourageants» d'un puits (Kafra-1) dont les résultats de test sont tenus confidentiels dans un premier temps. Les deux parties se sont empressées d'annoncer que «l'exploitation du nouveau gisement démarrera au plus tard fin 2018 et va permettre au Niger de produire

90.000 barils additionnels par jour, pour atteindre une production totale de 110.000 b/j», Aux dernières nouvelles, ce puits n'aurait débité que 6.4 m³/heure de pétrole et 112 m³/heure de gaz et les réserves en place de pétrole sont estimées à 248 MM bbl (34 MM Tonnes). Il s'agit donc d'une découverte assez modeste et cette histoire de «*découverte géante*» a l'air de tomber dans le recueil de légendes et la besace des oubliettes.

Au Mali

Le 9 février 2007, SIPEX signa, à Bamako, une Convention de Concession sur le bloc 20 situé dans la partie malienne du Bassin de Taoudenni qui s'étend également sur la Mauritanie et l'Algérie et où la SONATRACH opère déjà, en prospection, sur le périmètre algérien de Chénachène. La convention avec le Mali portait sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures engageant la compagnie algérienne SONATRACH à réaliser, durant une première période de quatre ans, un forage d'exploration dont le coût est estimé à 11.6 millions de dollars mais pour des raisons liées à la fois à l'insécurité et à la crise financière, les travaux ont été suspendus. En avril 2018, à Oran, en marge des journées scientifiques et techniques sur l'énergie, et en présence du ministre algérien de l'énergie et du PDG du groupe SONATRACH, le ministre malien des Mines et du Pétrole a invité la compagnie algérienne à reprendre ses travaux. Par ailleurs, la SONATRACH détenait aussi, depuis le 10 novembre 2006, 25% d'intérêt dans cinq blocs (1, 2, 3, 4 et 9) en partenariat avec l'italienne ENI (50%), opérateur principal, et le groupe pétrolier «Baraka-Mali» (25%), formé par le géologue australien Max de Vietri et l'homme d'affaires mauritanien Isselmou Tajedine. Jusqu'à ce jour, aucun résultat positif n'a été annoncé par la SONATRACH quant à ses activités au Mali voisin.

En Mauritanie

En mars 2008, le groupe français TOTAL a cédé à la SONATRACH une participation de 20 % dans le permis d'exploration situé dans le bassin de Taoudenni (blocs Ta7 et Ta8), en Mauritanie, précédemment détenu à 100 % par la compagnie française.

L'entreprise algérienne participe donc à hauteur de 20% dans les contrats de partage de production avec la TEPM (Total Exploration & Production Mauritanie). Ce bassin semble présenter un intérêt gazier intéressant, notamment après la récente découverte réalisée par la SONATRACH, en mai 2019, dans le périmètre algérien de Chénachène. La SIPEX détient aussi 20% dans le bloc Ta29 et opère seule sur les blocs Ta1, T30, T31, et T35 dans le cadre d'un contrat de partage production signé en novembre 2007 avec l'Etat mauritanien et la Société mauritanienne des hydrocarbures (SMH). Là aussi, après plus d'une décennie de présence en Mauritanie, la SONATRACH n'a encore rien concrétisé comme retour d'investissement. En 2018, SONATRACH-SIPEX en Mauritanie a été liquidée avec le rendu des blocs Ta1 et Ta29 et la fermeture du bureau de Nouakchott. Même si c'est un peu le cas pour le groupe TOTAL, la présence de ce dernier en Mauritanie ne se limite pas à l'activité amont. Le groupe français, qui y a lancé ses activités de distribution en 1999, a plus d'une quarantaine de stations-service opérationnelles à travers le territoire mauritanien.

En Egypte

Le 17 Juillet 2007, SIPEX signa, au Caire, une participation de 20% dans le contrat de Recherche et Production sur les blocs offshore 9 et 10 en partenariat avec la norvégienne Statoil (aujourd'hui Equinor) qui contrôle, en opérateur, 80% des intérêts du projet. Le programme des travaux, sur une période de quatre ans, consistait en l'acquisition d'un volume sismique et le forage d'un puits d'exploration en offshore (Delta du Nil). Ce puits, sous une tranche d'eau de 1700 mètres s'est avéré négatif.

Au Nigéria

Au Nigéria, les intérêts algériens portaient sur la participation au projet du gazoduc *Trans-Saharan Gas Pipeline* (TSGP). Long de 4300 Km, ce gazoduc, coûtant, au départ, une quinzaine de milliards de dollars, devait transporter 30 BCM/an de gaz nigérian vers l'Europe via le Niger et l'Algérie. Ce projet, conclu en 2009 entre les

trois pays, est tombé en désuétude alors qu'il devait être réceptionné en 2015.

Conclusion

Les résultats de l'activité d'exploration de la SONATRACH à l'international restent, jusqu'ici, nuls à insignifiants en termes de découvertes de nouvelles réserves devant les investissements engagés. En somme, au vu de ces piètres résultats, l'activité internationale de la compagnie nationale, notamment celle de SIPEX, s'apparente beaucoup plus à une politique de façade. Les seules opportunités qui auraient pu être fructueuses pour l'entreprise nationale et le pays sont l'Irak et la Libye où les projets portaient sur des gisements et périmètres pétroliers assez prouvés et à moindre risque géologique et commercial. Les ambitions de la SONATRACH affichées en 2008, au moment de l'embellie pétrolière, étaient d'assurer 30% de sa production totale en international à l'horizon 2015, un objectif plus qu'utopique et irréalisable, malgré l'aisance financière, par manque de stratégie claire et pérenne au niveau du top management du groupe. Comme autres pays où la SONATRACH a tenté l'internationalisation de ses affaires, on peut citer l'Angola, la Guinée Equatoriale et le Vénézuéla.

Quant aux recettes annuelles émanant des projets de marketing, relatifs aux affaires gazières, elles ne dépassent pas les 200 millions de dollars dont 75% du projet péruvien. C'est-à-dire que l'internationalisation de la SONATRACH n'a été, jusqu'ici, qu'un véritable compte débiteur sans aucun retour d'investissement engageant des milliards de dollars. «SONATRACH à international» s'est avéré un cuisant échec malgré la haute expertise des jeunes équipes mobilisées par l'entreprise nationale. Mais le choix du pays hôte répond surtout à des considérations beaucoup plus politiques qu'économiques, notamment dans le domaine de l'exploration.

2.8 - Pots-de-vin...Peau de chagrin

Malgré l'aisance financière ayant accompagné l'internationalisation de certaines activités de la SONATRACH et le haut potentiel technique des jeunes cadres détachés à l'étranger dans les projets y

afférents, l'échec de ces derniers reflète bien le faible engagement de certains hauts responsables de la compagnie nationale dans la gestion et la défense des intérêts de l'entreprise et du pays. Pire encore, c'est aussi à travers ces contrats et affaires en partenariat, aussi bien en Algérie qu'à l'étranger, que ces hauts responsables ont pu engranger, des années durant, des dizaines, voire des centaines, de milliers de dollars, comme pots-de-vin avec la complicité de personnalités nationales et de compagnies étrangères pour décrocher des contrats de plusieurs milliards de dollars, un scandale de corruption internationale ayant terni l'image de la compagnie pétrolière nationale et du pays. Ces hauts cadres, dirigeants de surcroît, dont des vice-présidents et des PDG, réduits aujourd'hui comme une peau de chagrin, suite aux poursuites judiciaires et leur incarcération, sont aussi responsables, par leur incompétence et mauvaise gestion, de la situation moribonde actuelle, très préoccupante, du secteur pétrolier algérien.

Plusieurs dossiers de corruption sont ouverts, à partir de 2010, par la DRS (Département du Renseignement et de la Sécurité) dont les officiers judiciaires étaient chargés de mener des enquêtes, dans le cadre d'une opération baptisée « mains propres » et consistant à passer au peigne fin toutes les affaires de corruption subdivisées, selon leur nature, en « Sonatrach 1 », « Sonatrach 2 », « Sonatrach 3 », voire « Sonatrach 4 ». Ces affaires, étant connues de tous, pour avoir fait couler beaucoup d'encre et de salive, je me limiterai, dans ce qui suit, à un résumé succinct de chacune d'elles. Aussi, il n'est pas de mon intention de faire le procès de « X » ou de « Y », seuls les faits rapportés par les médias nationaux et étrangers sont repris ici.

- Affaire « Sonatrach 1 » : Exécutif de la Sonatrach

L'affaire concerne une vingtaine de cadres de haut niveau de la SONATRACH dont son ancien PDG (de 2003 à 2010), Mohamed Meziane, ses deux fils et une dizaine de ses adjoints, dont Abdelhafid Feghouli, alors DG de Tassili Airlines, ex vice-président chargé de l'activité Aval et ex PDG de SONATRACH par intérim (de janvier à mai 2010) et Belkacem Boumediène, le vice-président de l'activité amont,

tous impliqués, selon la justice, dans des affaires de corruption relatives à des contrats passés en gré à gré, en octobre 2007, entre SONATRACH-Activité Aval et l'une de ses filiales, la société mixte algéro-française (Safir), un contrat portant sur la réalisation d'un centre de stockage et de conditionnement de l'Azote à Arzew. Quant à l'activité amont, il s'agit de l'acquisition, avec surfacturation, de deux générateurs électriques auprès de la société Schlumberger ainsi que de la transaction non réglementaire avec le président d'une filiale de la firme allemande *Contal Algérie Funkwerk*, El Smail Mohamed Réda, dans le cadre d'un contrat d'acquisition d'équipements de télésurveillance et de protection électronique de toutes les installations de la SONATRACH à travers le territoire national, accordé en gré à gré, en contrepartie d'actions acquises au profit des deux fils de l'ancien patron de la SONATRACH. L'affaire «Sonatrach 1» couvre aussi quatre autres entreprises étrangères pour l'obtention illégale de marchés publics au préjudice de l'entreprise nationale, dont les pots-de-vin versés par le groupe italien ENI à certains responsables de la SONATRACH. Lors du procès devant le tribunal criminel d'Alger, le 27 Décembre 2015, l'ancien PDG, Mohamed Meziane, qui a déjà purgé une peine de prison pour une autre affaire, estime qu'il était victime d'un «*règlement de comptes à un très haut niveau*» et a réitéré que tous les marchés octroyés par ses services aux partenaires étrangers étaient conclus conformément aux procédures en vigueur. L'accusé a été condamné, le 2 Février 2016, par le tribunal criminel d'Alger à 5 ans de réclusion criminelle avec sursis assorti d'une amende d'environ 15 000 euros, tandis que Belkacem Boumediene a écopé d'une peine de prison de 5 ans par le même tribunal. Des peines de prison allant de 18 mois avec sursis à 6 ans de prison ferme ont été prononcées à l'encontre des autres accusés dont Al Ismail Mohamed Reda Djaafar (6 ans) et les deux fils de Mohamed Meziane (5 et 6 ans) alors que quelques cadres ont bénéficié de l'acquittement.

- Affaire «Sonatrach 2» ou affaire «Chakib Khelil» : Ministère de l'Énergie

Pas moins d'une vingtaine de personnes dont deux morales (l'italienne Saipem et Sorfert, une filiale du groupe égyptien Orascom Industrie, créée entre ce dernier et la SONATRACH) est inculpée. L'affaire porte d'abord sur les pots-de-vin, à hauteur de 3% de la valeur des contrats conclus entre la SONATRACH et Saipem (environ 200 millions d'euros), versés à Chakib Khelil, ancien ministre algérien de l'énergie, par Pietro Tali, patron de la compagnie italienne entre 2007 et 2010, en contrepartie de l'octroi de 7 grands contrats pétroliers en Algérie d'une valeur dépassant les 8 milliards d'euros, entre 2006 et 2011, dont essentiellement la réalisation du complexe de GNL d'Arzew et du gazoduc Hassi-Rmel-Skikda-El-Kala dont le coût linéaire serait, selon les spécialistes de l'activité transport par canalisation (TRC) de SONATRACH, l'un des plus exorbitants dans le monde. Quant à la filiale d'Orascom, elle est accusée d'avoir bénéficié frauduleusement d'un contrat de réalisation et d'exploitation du complexe d'ammoniac et d'urée d'Arzew avec une cession du gaz à un prix d'un demi dollar le million BTU contre 9 à 11 dollars sur le marché. Sont impliqués dans «Sonatrach 2» Mohamed Rheda Hamche, le neveu de Chakib Khelil, et Farid Bedjaoui, le cerveau du scandale de la corruption, comme intermédiaire. La justice italienne a condamné le patron de Saipem et son directeur des opérations, Pietro Varone, à respectivement 4 ans et 9 mois de prison pour corruption internationale, Farid Bedjaoui à 5 ans et 5 mois de prison et la société Saipem à une amende de 400.000 euros et une confiscation de 198 millions d'euros. Le patron de Sorfert, l'égyptien Amr Hassaballah, quant à lui, a été condamné par le tribunal d'Oran, à 5 ans de prison ferme et à une amende de 28 millions de dinars algériens. Quant à Chakib Khelil, il est toujours en liberté et aucun procès n'a été lancé en son encontre par la justice algérienne bien qu'en Italie un mandat d'arrêt international est lancé en son encontre et l'affaire suit son cours.

- Affaire «Sonatrach 3» : La touche présidentielle

Cette affaire qui mobilise jusqu'au gouvernement, concerne la commercialisation du gaz naturel algérien en Espagne. Elle a été évoquée, en 2016, par Djilali Hadjadj, journaliste au *Soir d'Algérie*, militant anti-corruption et porte-parole de l'Association algérienne de lutte contre la corruption (AACC). Il s'agit d'une affaire dans laquelle est encore impliqué l'ancien ministre de l'Energie, Chakib Khelil, mais aussi Chawki Rahal, ancien vice-président de la SONATRACH, chargé de la commercialisation ainsi que Nouria Meliani-Mihoubi, directrice d'un bureau d'études privé, déjà accusée dans l'affaire « *Sonatrach 1* ». Dans son rapport, l'AACC dévoile une certaine relation, pour le moins intrigante, entre le monarque espagnol, Juan Carlos, sa maîtresse, Corinna zu Sayn-Wittgenstein, une aristocrate allemande, comme intermédiaire, et Chakib Khelil. L'affaire concerne les négociations entre l'Algérie et l'Espagne sur le gaz naturel et portent sur le gazoduc Medgaz, le prix du gaz, les complexes pétrochimiques et les conditions d'entrée de l'entreprise espagnole, Gas Natural, dans le projet du gazoduc Medgaz, lancé par la SONATRACH et l'espagnole CEPSA en 2001 et mis en service en avril 2011, pour acheminer 8 BCM/an de gaz algérien vers l'Espagne.

L'AACC s'interroge sur l'étrange désignation de Chakib Khelil, ministre de l'énergie, pour accompagner le roi d'Espagne et sa maîtresse, pour une visite touristique à Djanet, en 2007, au lieu d'être accompagnés par le ministre de tutelle, celui du tourisme.

Trois années après, en 2010, Djilali Hadjadj est arrêté par les autorités algériennes et condamné à une peine de 6 mois de prison avec sursis et à une amende de 50 000 dinars par le tribunal de Sidi M'Hamed, à Alger. L'affaire englobant des milliards d'euros est étouffée mais sa résurgence n'est pas à écarter.

- Affaire «Sonatrach 4»

Il n'est pas impossible que «*Sonatrach 4*» soit aussi, un jour, évoquée dans le cadre d'une enquête internationale sur la corruption dans le domaine pétrolier. Déjà, en avril 2016, une enquête mondiale dans ce sens a été menée par «*The Age*», un journal

australien, d'orientation centriste et le «*Huffington Post*» américain selon lesquels les sociétés coréennes Samsung et Hyundai auraient versé, entre 2007 et 2010, plusieurs millions de dollars de pots-de-vin pour obtenir des contrats en Algérie (et en Libye) et ce, par l'intermédiaire d'*Unaoil*, une société pétrolière, basée à Monaco et appartenant à une famille de milliardaires iraniens. De hauts responsables algériens de la SONATRACH sont soupçonnés d'avoir été corrompus pour accorder des contrats à Samsung et Hyundai totalisant près de deux milliards de dollars, notamment pour la rénovation de la raffinerie d'Arzew par Hyundai en 2008, et celle de Skikda par Samsung en 2009 pour 1.2 milliard de dollars. Les documents d'*Unaoil* révèlent qu'un des responsables de la SONATRACH (sans citer de nom) devait percevoir 750 000 dollars comme pots-de-vin et *Unaoil* aurait touché 16 millions de dollars pour son rôle d'intermédiaire. Des enquêtes menées par le FBI, le département américain de la Justice et la police fédérale australienne seraient en cours.

Malheureusement, pour la SONATRACH, et pour le pays, l'implication de nombreux hauts cadres de la première entreprise nationale et africaine dans ces affaires de corruption est venue émusser ce qui restait de l'attractivité du domaine pétrolier algérien. Mais la corruption en Algérie ne se limite pas au secteur pétrolier. Elle ronge presque tous les secteurs d'activité et certains gouvernants, eux-mêmes, sont au cœur de la corruption, comme en témoigne l'incarcération de pratiquement tous les ministres et les premiers ministres du régime sous Abdelaziz Bouteflika, à l'occasion du Hirak (mouvement) populaire lancé le 22 février 2019, un mouvement qui exige le départ du système, le jugement et l'incarcération de tous ses gouvernants et hommes d'affaires associés, pour corruption et dilapidation des biens de l'état.

La SONATRACH, cette vache laitière, n'a que trop longtemps appartenue aux oligarques du système. Une entreprise a pour mission de créer de la richesse pour ses propriétaires. Oui, c'est bien le cas de la SONATRACH pour ses oligarques, leurs proches et amis, sans plus. La richesse n'ayant pas d'odeur, le peuple n'aurait-il pas mieux en profiter si le capital de l'entreprise était ouvert à

l'actionnariat dispersé national et international à majorité gouvernementale ? De nos jours, injecter de la synergie dans une compagnie c'est en tirer meilleur profit. *«Si l'on donnait du café aux vaches, on traitait du café au lait».*

2.9 - Privatisation de la SONATRACH

Jusqu'ici, la SONATRACH est, selon son statut, une SPA (société par actions) ayant pour unique propriétaire l'état algérien qui en détient 100% des intérêts. Les réformes économiques enclenchées par le pays peu avant les années 2000, ont accouché d'une série de nouveaux vocables dans le lexique de l'exécutif : Restructuration, Participation, Privatisation, Investissement, etc. Le plan prévoyait aussi la dissolution de milliers d'entreprises publiques de production ou de services, libérant de facto des centaines de milliers de travailleurs, la cession totale ou partielle d'entreprises éligibles à la privatisation et l'ouverture à l'investissement étranger dans différents secteurs économiques. Mais qu'en était-il des sociétés publiques opulentes comme la SONATRACH, par exemple ? Il n'a jamais été dit explicitement que le capital de cette entreprise ne soit jamais ouvert à l'actionnariat national ou international.

Selon le ministère de tutelle, l'ouverture du capital social de la SONATRACH ne se fera pas en vertu de la loi en vigueur mais il pourrait l'être après un changement de son statut. Ce qui sous-entend la faisabilité de la chose. À ce titre, Chakib Khelil, alors ministre de l'énergie, déclarait devant l'assemblée populaire nationale (APN), lors de la session du printemps 2000 : *«Le gouvernement a l'intention de revoir le statut de la SONATRACH et de procéder à sa privatisation partielle pour permettre à l'état de tirer des recettes supplémentaires de la vente des actions »*. Une déclaration visant un effet «boomerang» qui, au fond, n'a pas trop importuné le syndicat national de l'entreprise. Ce dernier, qui se dit favorable à la privatisation des entreprises n'ayant plus de moyens précise, néanmoins, qu'il ne faut pas toucher aux entreprises qui «marchent» (faisant allusion à la SONATRACH), même partiellement,

«à condition que le secteur public soit majoritaire, sinon ça sera une privatisation pure et simple de l'entreprise». Et à Chakib Khelil de répliquer, comme pour tranquilliser le syndicat (quotidien Liberté du 3 Mars 2001, avant le départ de Bouhafs): «S'il y aura ouverture du capital de la SONATRACH ça le sera par décision du gouvernement et conformément au programme de l'Exécutif. L'ouverture n'est pas du ressort de l'assemblée générale de la SONATRACH. Le gouvernement définira le niveau d'ouverture du capital et l'actionnariat privé dispersé sera encouragé. Il y aura achat des actions à travers la bourse. Il faut changer le statut de la SONATRACH pour permettre cette ouverture qui sera faite par décret présidentiel. Le propriétaire restera majoritairement l'Etat algérien. On peut vendre 10 %, 20 % et même 70 % des actions comme l'a fait la compagnie italienne ENI mais à travers les 30 % restants, l'État gardera le contrôle», a-t-il estimé avant d'enchaîner que «le gouvernement envisagerait également d'autoriser la vente d'actions de la Sonatrach à des partenaires étrangers». Ouvrir ou non le capital de la première entreprise algérienne semble diviser les algériens et la même personne, aux commandes, peut souffler le chaud et le froid en disant une chose aujourd'hui et son contraire demain. Après avoir déclaré que toutes les entreprises publiques sont concernées pour une éventuelle ouverture du capital, le ministre des finances, Abderrahmane Benkhalfa, a précisé, lors de son passage au Conseil de la Nation, en décembre 2015, en pleine crise pétrolière, que les entreprises stratégiques (comme Sonatrach, Sonelgaz, Algérie Télécoms et autres) sont exclues de l'ouverture du capital, rajoutant que «ces grandes entreprises sont, d'ailleurs, régies par des lois spécifiques empêchant toute ouverture de leur capital». Doit-on comprendre que toute ouverture du capital d'une société est conditionnée par un simple changement de la loi régissant son statut ? C'est en tous cas ce que Chakib Khalil avait annoncé à l'APN en 2000, après avoir tenté de convaincre le président de la république, Abdelaziz Bouteflika dès son investiture à la magistrature suprême, en 1999, de libérer le secteur des hydrocarbures, lever le monopole de SONATRACH sur l'exploration et l'exploitation des gisements pétroliers, la transformer en un groupe économique pour

pouvoir financer l'ambitieux programme présidentiel de développement, tout en en créant les conditions de sa privatisation.

Aujourd'hui, sur les dix premières entreprises pétrolières mondiales, classement basé sur le chiffre d'affaires, cinq sont des entreprises publiques (National Oil Companies - NOC), comme la saoudienne ARAMCO, la russe Lukoil, les chinoises CNPC et SINOPEC et la Kuwait Oil Company (KOC). Il y a environ plus d'une cinquantaine de NOC dans le monde mais celles qui peuvent rivaliser avec les supermajors occidentales, en termes de gestion et d'éthique, sont généralement celles où l'état ne détient pas la totalité des intérêts. C'est le cas, par exemple, de la malaisienne PETRONAS où le gouvernement ne contrôle que 60.7% des actions et les 39,3% sont dispersés sur une dizaine de sociétés nationales et étrangères dont *Permodalan Nasional Bhd* (9.44%), une société locale d'investissement, *Employees Provident Fund* (EPF 8.86%), une sorte de caisse de prévoyance des employés, relevant du ministère des finances et qui gère le plan d'épargne et la planification de la retraite des travailleurs du secteur privé en Malaisie ou encore *Kumpulan Wang Persaraanc*(4.45%), le plus important fonds de retraite de service public en Malaisie avec une taille totale de fonds de 20 milliards de dollars américains ce qui en fait l'un des principaux investisseurs du pays. Comme entités étrangères actionnaires dans PETRONAS, on peut citer *The Vanguard Group* (1.38%), une société américaine de fonds d'investissement, *BlackRock Fund Advisors* (0.78%), une société de placements privée fournissant principalement des services à des sociétés d'investissement, etc. L'ouverture du capital du groupe PETRONAS concerne aussi ses filiales à l'exemple de sa filiale MHB (*Malaysian Marine Heavy Engineering*) où le groupe français de services pétroliers *Technip* devrait s'octroyer une part de son capital entre 8 % et 10 % en août 2010, l'accord a été conclu en août 2010 entre le groupe français et PETRONAS. Cette ouverture sur le monde de la NOC malaisienne lui a permis une bonne santé managériale et financière à même de vouloir racheter, en 2012, une firme canadienne, *Progress Energy*, pour 5.2 milliards de dollars si ce n'était l'opposition du gouvernement canadien.

De même, le géant brésilien PETROBRAS n'est contrôlé qu'à hauteur de 50,3 % par le gouvernement. En plus de quelques actionnaires nationaux, dont BNDES Participações SA (10.1 %), on retrouve, comme pour PETRONAS, *The Vanguard Group, Inc* (1.41%), *BlackRock Fund Advisors* (1.34%) et six autres participations nationales et étrangères avec des parts variant entre 0.3 et 3%.

L'autre exemple est celui de la NOC norvégienne Equinor (ex STATOIL), un groupe pétrolier européen de renom, où le gouvernement norvégien détient 67% des actions et le reste est dispersé sur une dizaine de sociétés étatiques et étrangères dont les omniprésents *The Vanguard Group, Inc.* (0.8%) et *BlackRock Fund Advisors* (0.5%).

Les saoudiens, s'apprêtent aussi à ouvrir partiellement le capital du groupe ARAMCO qui a été totalement nationalisé en 1980 en représailles au soutien américain à Israël lors de la guerre du Kippour en 1973. En 2016, le royaume wahhabite lance le projet de cession de 5% des intérêts du groupe. En juin 2019 le prince héritier Mohammed ben Salman affirme que l'Arabie saoudite reste engagée à vendre jusqu'à 5% du géant pétrolier national ARAMCO sur les marchés financiers, mais seulement au «bon moment», évoquant une fenêtre d'introduction entre la fin 2020 et le début 2021. Le projet vise, comme en Norvège, un appel public à l'épargne et entre dans le cadre du plan national «Vision 2030» qui doit préparer l'après-pétrole et l'investissement dans les autres secteurs économiques hors hydrocarbures. La temporisation des saoudiens pour déclarer officiellement l'ouverture de ce capital s'expliquait par la recherche du moment opportun où le prix du baril est raisonnablement élevé afin d'engranger le maximum de cash possible. ARAMCO n'a été officiellement introduite en bourse (IPO-*Initial Public Offering*) que le 12 décembre 2019, avec une vente, dans un premier temps de 1.5% ses parts sur les marchés boursiers, soit une recette d'environ 25,6 milliards de dollars pour la compagnie, avec l'objectif global, à plus long terme, d'ouvrir au public 5 % de son capital.

L'ouverture du capital des sociétés tend à devenir une nécessité commerciale même chez les compagnies étatiques

autrefois renfermées sur elles-mêmes comme, par exemple, ROSNEFT où le gouvernement russe ne détient plus que 50% du capital tandis que *British Petroleum (BP)* et *Qatar Investment Authority* (Investment Management) détiennent respectivement 19,75% et 18.9%.

La cession des parts d'une compagnie aux investisseurs a cet avantage de voir ces derniers participer à l'augmentation du capital permettant à l'entrepreneur de hisser la valeur de son entreprise et d'éviter de recourir à des crédits bancaires pour le financement des projets et aux paiements des intérêts y afférents. L'entreprise peut aussi bénéficier d'un apport d'expertise en matière de techniques et de management stratégique, d'expériences spécifiques, etc.

Il serait plus intéressant pour l'entrepreneur de détenir un pourcentage de participation plus faible mais qui génère plus de richesse qu'un pourcentage plus élevé mais qui n'arrive pas à développer l'entreprise. Cette dernière doit néanmoins conserver un pouvoir de décision majoritaire dans le conseil d'administration avec tous les droits, dont celui de préemption notamment, lors d'une cession de titres par les associés. Cette association d'investisseurs permet aussi plus d'un œil de contrôle et donc plus de transparence et moins de corruption.

L'ouverture du capital d'une entreprise présente néanmoins ses inconvénients. L'investisseur peut être beaucoup plus motivé par le succès de sa propre stratégie d'investissement que par l'intérêt général de l'entreprise. Par ailleurs, les niveaux d'implication des investisseurs étant différents, ils suivent superficiellement les opérations de la société tandis que l'entrepreneur est souvent confronté, seul, aux réalités du terrain.

Chapitre 3

Réalités actuelles du paysage pétrolier algérien

Introduction

À ce jour, pas moins d'une centaine de contrats d'exploration ont été conclus dont 85% sous la loi 86-14. Rappelons que grâce à cette synergie de partenariat, l'Algérie a été classée, en 1994 -1995, premier pays au monde en matière de découvertes pétrolières et les réserves sont ramenées à leur niveau des années 1970. Le volume total des exportations n'a cessé de croître par la rénovation, entre autres, des unités GNL et le dédoublement des capacités de transport par gazoducs. Les fruits de ces efforts d'investissements stratégiques du pays ont été récoltés notamment durant la décennie 2000-2013 quand tous les voyants macroéconomiques étaient au vert avec une production moyenne annuelle, tous produits confondus, dépassant les 200 MMTEP, atteignant un pic de 233 MMTEP en 2007. La bonne tenue du prix du baril, à trois chiffres, a permis au pays d'engranger suffisamment de recettes propulsant les réserves de changes vers les 200 milliards de dollars avant juin 2014.

Malheureusement, l'Algérie n'a pas tiré le meilleur parti de cette florissante industrie pour la mettre au service du développement économique et social, hypothéquant ainsi toute diversification de son économie en remettant aux calendes grecques sa mutation vers un modèle hors hydrocarbures. Ces derniers contrôlent toujours 97% des exportations, 35% du PIB et 60% du budget de l'État, pendant que tous les baromètres économiques sont au rouge. La déprime du marché pétrolier en juin 2014, consécutive à l'avènement des schistes américains, a vu les réserves de change plonger de 60% et les recettes de 55%. Le déficit budgétaire allant jusqu'à dépasser les 17 milliards de dollars (en 2016), l'austérité, l'augmentation des impôts, l'atteinte aux subventions, l'érosion du pouvoir d'achat et la paupérisation du citoyen accompagnent

désormais la fin des années pétrole à se demander par quel miracle l'Algérie, économiquement à genoux, pourrait encore se relever.

Les ambitions et les objectifs des nationalisations, selon feu Houari Boumediene, étaient de se servir des hydrocarbures, non inépuisables, comme une simple passerelle vers une économie de production créatrice de richesse et une croissance durable en s'extirpant progressivement des méfaits de la rente. La passerelle s'est écroulée sans que l'Algérie ait atteint l'autre rive. Le pays a tout simplement changé de mains et de direction.

Devant l'incapacité d'asseoir une économie de production (hors hydrocarbures), la situation macroéconomique de l'Algérie reste accoudée aux seules recettes d'hydrocarbures, exposant ainsi le pays au risque permanent de naufrage. Voilà qui est fait ! Avec des réserves mitigées, une production en déclin, un marché intérieur de plus en plus boulimique, des volumes exportés à la baisse, un solde commercial érodé et, en plus, un partenariat en repli, les algériens sont interpellés à se remettre en cause, finir avec les versets euphoriques et opter pour des solutions prioritaires, raisonnables, adéquates, rentables et durables.

Ceci est d'autant plus urgent qu'aucun algérien ne peut rester engourdi devant la morosité du constat que voici et qui perdure depuis plus d'une décennie. Une réalité qui défie tous les discours sédatifs se voulant rassurants.

3.1- Le pétrole brut algérien

Une faible reconstitution des réserves nationales

Les réserves officielles nationales n'augmentent plus depuis le début des années 2000 malgré les nombreuses découvertes réalisées. Les volumes mis en évidence peinent à faire redresser la courbe comme par le passé. Entre 2000 et 2018, les quelque 380 découvertes réalisées n'ont ramené en récupérable, que 1053 MMTEP de gaz et 300 MMTonnes de pétrole, soit un total de 1353 MMTEP alors que les volumes extraits et commercialisés sur la même

période s'élèvent à 2440 MMTEP. Ceci correspond à un taux global de renouvellement des réserves de 55%.

Le gouvernement, qui a, par le passé gonflé ses réserves, a tout récemment, le 6 octobre 2015, à l'occasion d'un Conseil des Ministres, fini par communiquer les chiffres officiels, tous hydrocarbures confondus, à environ 4.4 Mds TEP dont 3 Mds TEP pour le gaz et 1.4 Md TEP pour les liquides (soit 44% des réserves récupérables initiales). Nous allons, dans ce qui suit, passer en revue la situation pétrolière puis gazière durant ces 20 dernières années.

Officiellement, à l'échelle des réserves mondiales, selon les rapports annuels de BP de l'année 2018, l'Algérie occupe la 15ème place pour le pétrole avec 12.2 Mds bbl (0.7% des réserves mondiales). Ces chiffres n'ont pas changé depuis l'année 2005 alors que les volumes produits ne sont que faiblement reconstitués. Il fallut attendre ce communiqué du Conseil des Ministres du 6 Octobre 2015, présidé par le chef de l'état, pour que les chiffres officiels des réserves de pétrole et du gaz, revus à la baisse, soient rendus publics. Les réserves de pétrole ne sont, en fait, que de 10 Mds bbl, chiffre qui corrobore mieux les estimations des experts nationaux mais qui maintient le pays toujours à la 15ème place (0.6 % des réserves mondiales). Ce qui était curieux, c'est qu'officiellement et depuis plus d'une décennie, on ne note encore aucun début de déclin notable des réserves prouvées tant pour le pétrole que pour le gaz. Le premier embarras résiderait donc dans la stagnation quelque peu énigmatique du niveau des réserves malgré un rapport découvert-production très inférieur à l'unité à se demander si le domaine minier algérien n'aurait pas déjà livré tous ses secrets en matière de découvertes. Restons d'abord sereins, mais prudents, puisque nombreux sont les pays qui ont déjà connu de situations pareilles à l'exemple du Venezuela.

Durant une vingtaine d'années (1985-2005) les réserves de pétrole du Venezuela ne s'éloignaient pas des 75 Mds bbl avant de connaître un saut spectaculaire entre 2005 et 2012 atteignant près de 300 Mds bbl et faisant de ce pays la première richesse pétrolière du monde (18% des réserves mondiales), rétrogradant ainsi l'Arabie

Saoudite à la deuxième place avec 266 Mds bbl (16% des réserves mondiales). Les réserves algériennes pourraient-elles, aussi, augmenter ou auraient-elles amorcé leur déclin irréversible en relation avec un début de tarissement du domaine minier national ? C'est ce que nous allons voir un peu plus loin dans le présent chapitre.

Une production en déclin

Après le pic de 67 MMTEP en 2008, la production de pétrole brut (55 MMTEP), mélangé à du condensat (12 MMTEP), a chuté sous la barre des 56 MMTEP en 2018 (48 MMTEP pour le pétrole et 8 MMTEP pour le condensat), soit une dégringolade de 16% en 10 ans. Ceci étant un constat indéniable, à se demander, aussi, si la production algérienne n'a pas franchi son pic pétrolier en 2008. Mais un déclin de la production sur quelques années ne signifie pas nécessairement le passage par le pic pétrolier.

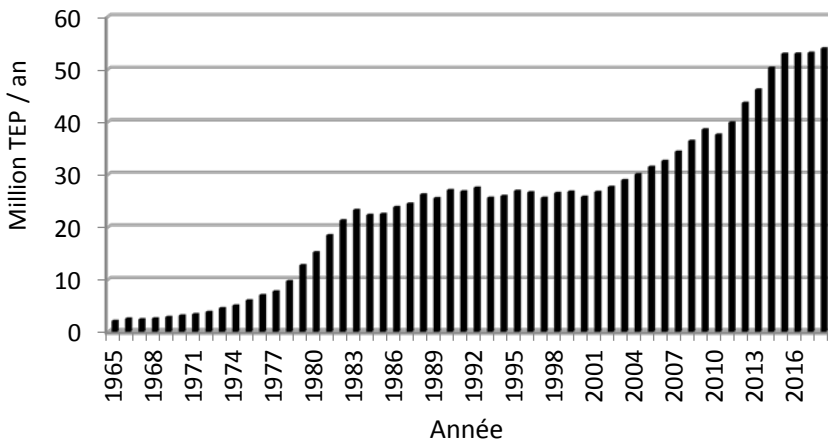
Une chute de la production pourrait être liée à des facteurs occasionnels d'ordre stratégique, technique, sécuritaire, etc. Les événements comme l'attaque terroriste ayant touché l'unité de traitement de gaz de Tiguentourine, en Janvier 2013, peuvent générer un gap dans la production nationale bien que le recul de cette dernière a été amorcé avant cette attaque. Nous avons vu plus haut, dans le «Chapitre 1» de la 3ème partie, que la production du Vénézuéla avait également connu, dans les années 1970-1980, une chute très inquiétante mais qui n'avait rien à voir avec un pic pétrolier. Néanmoins, concernant l'Algérie, la prudence reste de taille: si la production et les réserves n'augmenteraient toujours pas, de manière substantielle, d'ici quelques petites années, cela pourrait bien être soit un signe précurseur du fameux pic pétrolier, tant suspecté par les uns, auquel cas la production algérienne serait déjà passée par son pic pétrolier et gazier en 2008 et qu'une augmentation significative de la production dans les années à venir demeure hautement hypothétique, soit signifier tout simplement un échec dans les efforts de reconstitution des réserves par des découvertes d'exploration plus volumineuses et des taux de

récupération plus élevés. Nous reviendrons en détail sur le pic pétrolier algérien un peu plus loin dans ce même chapitre.

Un marché intérieur de plus en plus boulimique

Avec ses 43 millions d’habitants et un parc roulant de plus de 7 millions de véhicules, l’Algérie serait le 4ème consommateur d’énergie en Afrique avec 53 MMTEP/an en 2018 (Fig.16a), soit l’équivalent d’un peu plus d’une TEP (1.2 TEP) par habitant et par an, derrière l’Afrique du Sud (2.7 TEP), Gabon (2.5 TEP) et la Libye (2.4 TEP).

Fig.16a - Algérie - Évolution de la consommation d’énergie primaire (Période 1965-2018)



La moyenne africaine étant de 0,67 TEP/habitant, il est clair que l’appétit énergétique de l’Algérie semble un peu démesuré comparativement à ces pays si l’on sait que l’Afrique du sud est la première économie (hors hydrocarbures) du continent avec un PIB de 6500 dollars par habitant (malgré ses 57 millions d’habitants) pendant que la Libye et le Gabon (pays pétroliers), avec respectivement 6.5 et 2 millions d’habitants, ont des PIB de 5800 et 7500 dollars par habitant (données année 2017). Le PIB algérien tourne autour de 4800 dollars par habitant (l’un des plus bas dans

l'OPEP). La consommation locale de pétrole ne cesse d'augmenter d'année en année avec, par exemple, le saut de 220 000 b/j en 2004 à près de 400 000 b/j en 2018, soit une croissance de 6% par an. Au total, en 2018, le pays a consommé pas moins de 53 MMTEP tous hydrocarbures confondus, ou 35% des volumes commercialisés estimés à 152 MMTEP.

La surconsommation d'énergie en Algérie a longtemps été encouragée par des tarifs «subventionnés» par l'État et considérés parmi les plus bas au monde. Mais cette notion de subvention des produits énergétiques reste controversée selon les spécialistes dont une partie considère que ces produits ne sont pas subventionnés. Toujours est-il que l'Algérie est classée 5ème pays au monde en matière de bas prix des produits énergétiques. Les prix, fixés par décret en 2005 étaient en moyenne de 21 à 23 DA le litre d'essence et de 780 DA les 1000 mètres cubes de gaz pour le public et la génération électrique et à 1560 DA pour les industriels. En 2008, les prix du gaz sont augmentés à 828 DA/1000m³ et les prix de gros fixés à 1203 DA/1000m³. La troisième augmentation, survenue en 2011, porte le prix du gaz à 1024 DA/1000m³ et à 1404 DA/1000m³ le prix de gros. Le litre d'essence passe, lui, à 41.5 D.A. En moyenne, ces tarifs correspondent à moins d'un demi-dollar aussi bien pour le litre d'essence que pour le MMBTU de gaz.

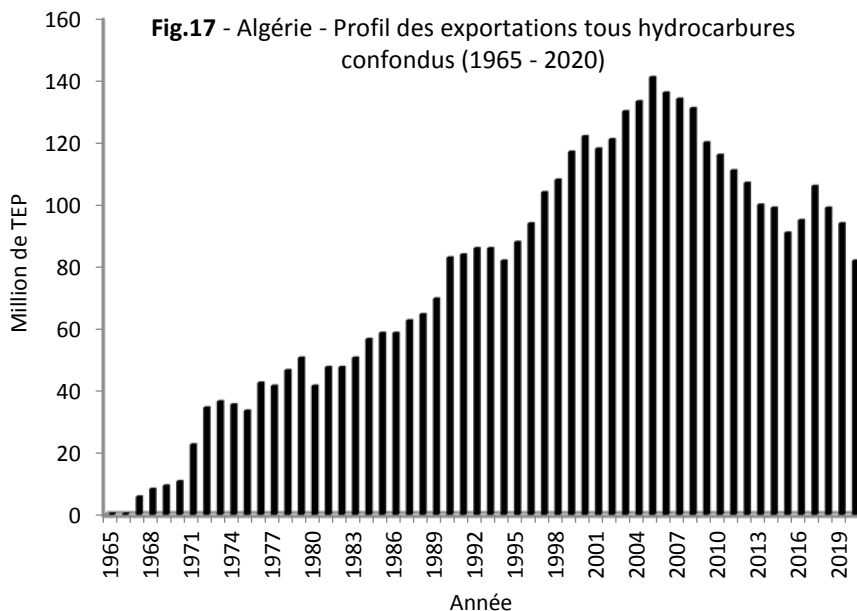
L'Algérie ne corrèle pas encore le prix du carburant à celui du prix du baril de pétrole. Mais avec la crise pétrolière et économique qui secoue le pays depuis juin 2014, le gouvernement décida, en 2017 et 2018, des augmentations progressives des prix en vue de rationaliser la consommation et enrayer le gaspillage.

En janvier 2018, cette hausse, de 5 DA par litre pour l'essence et de 2 DA pour le gasoil, porta les prix à la pompe respectivement à 38,64 DA pour l'essence normale, à 41,67 DA pour l'essence super et à 22,80 DA pour le gasoil. La dernière augmentation dans le cadre de la loi de finances complémentaire (LFC) de 2020, porte le prix du litre d'essence super à 44.97 DA, celui du gasoil passe à 28.06 DA tandis que le prix du GPL reste à inchangé, à 9 DA. En 15 ans, depuis 2005, le prix de l'essence a doublé, passant d'environ 22 DA/litre à 44.97 DA en 2020, ce qui correspond à une modique augmentation de 1.5

DA/an malgré les caprices du marché pétrolier. On voit que l'algérien consomme un produit à la pompe 4 fois moins cher qu'en France et un gaz 6 fois moins cher que le gaz de schiste américain au moment où ce dernier coûte moins de 2 dollars/ MMBTU.

Des volumes exportés en baisse

Conséquence de la décroissance de la production et de l'émergence du marché intérieur, les exportations de pétrole ont chuté d'environ 900 000 b/j en 2005 à 570 000 barils/jour en 2018, c'est-à-dire une diminution des volumes exportés de 36% sur la décennie. Celles du gaz, sur lequel nous reviendront plus loin, ont reculé de 26% sur la même période. Globalement, tous hydrocarbures confondus, les volumes exportés ont baissé de 141 MMTEP en 2005 à 82 MMTEP en 2020, soit une chute de 42% en 15 ans (Fig.17). Pour la première fois dans l'historique des volumes commercialisés, la part du marché intérieur vient de dépasser la moitié des quantités exportées. À ce rythme et en l'absence de nouvelles réserves et de capacités de production conséquentes, les volumes destinés au marché intérieur et extérieur risquent de se substituer les uns les autres. Mais il est clair que le marché intérieur reste prioritaire et par voie de conséquence l'arrêt pur et simple des exportations ne saurait tarder, non sans engendrer de fractures socio-économiques.



Des recettes d'exportation mitigées

En dépit de ce recul manifeste des volumes d'hydrocarbures exportés, à partir de l'année 2005, l'Algérie n'a jamais engrangé autant de recettes que durant la période 2004-2014 avec un total avoisinant les 800 milliards de dollars du fait de la bonne tenue du prix du baril qui a grimpé de 38 dollars en 2004 à 112 dollars entre 2011 et 2012 avant de reculer à 108 dollars en 2013 et dégringoler à 99 dollars en 2014, ce qui donne une moyenne de 83 dollars/baril sur la période. Mais la contribution du pétrole brut dans le chiffre d'affaires ne représente généralement que 33% et celle du condensat 7%, tandis qu'elle est d'environ 21% pour le gaz naturel, 10% pour le GNL, 21% pour les produits raffinés et pétrochimiques et 8% pour le GPL. Les revenus par produits dépendent d'une année à l'autre en fonction des fluctuations des prix internationaux y afférents. Dans le même temps, les profils de production et d'exportation de tous ces produits sont en déclin depuis les années 2005-2008. Les recettes du pétrole brut, cumulées à hauteur de 200 milliards de dollars sur la période, ne sont pas une panacée pour autant. Elles ont juste servi à

couvrir 55% des importations qui ont totalisé jusqu'à 360 milliards de dollars laminant ainsi le solde commercial au plus bas niveau. La chute de la production totale revenant à la SONATRACH au détriment de celle des associés (qui avoisine aujourd'hui 30%), a tendance à faire de la compagnie nationale un «groupe financier» s'alimentant de plus en plus de la fiscalité, comme par exemple la taxe sur le profit exceptionnel (TPE) qui consiste, rappelons-le, à prélever un pourcentage (allant de 5 à 50%) sur la production du partenaire quand le prix du baril dépasse 30 dollars. Il faut noter aussi que l'équivalent d'environ 7% à 10% des recettes d'exportation revient aux partenaires de la SONATRACH.

À ce recul de la production, tous produits confondus, et des volumes exportés, est venu se greffer le crash pétrolier, de juin 2014, qui a érodé de 50% les prix du baril et les revenus annuels qui ont dégingolés d'une moyenne de 66 milliards de dollars entre 2011 et 2014 à seulement une trentaine de milliards de dollars entre 2015 et 2017 avant un léger rebond à 39 milliards de dollars en 2018 et 20 milliards de dollars en 2020, un résultat sévèrement impacté par la pandémie Covid-19.

Un partenariat en repli

Au vu de la loi relative aux hydrocarbures (loi 13-01 du 20 février 2013), incluant l'exploitation des ressources non conventionnelles et l'injection dans l'ambitieux 4ème appel d'offres, en janvier 2014, de blocs considérés comme prometteurs en gaz de schiste, on comprend que l'état algérien est plus que jamais décidé à dérouler le tapis rouge à un partenariat aussi plus que jamais souhaité. Selon le communiqué du conseil des ministres du 6 Octobre 2015, le domaine minier national est prospecté à hauteur de 64%, mais seulement 4% des permis de recherche sont couverts par des projets en partenariat contre, à titre indicatif, 60 % dans les années 1990-2000. Le désinvestissement global depuis la crise pétrolière de 2014 n'explique pas à lui seul ce manque d'engouement des partenaires étrangers vis-à-vis du domaine minier algérien. La lourdeur des taxes prescrites par la loi 13-01 est venue décourager

aussi le flux d'un partenariat déjà en repli depuis 2010 pour des raisons liées aux scandales de la corruption.

Les années à venir ou les années de disette ?

La situation actuelle est déjà assez critique, qu'en sera-t-il pour les années à venir ? Il va falloir produire plus de pétrole et de gaz pour satisfaire durablement la demande à tous les niveaux (le marché intérieur, les exportations et, pour le gaz, la réinjection dans les vieux gisements en déplétion pour le maintien de la pression). Se basant sur cette affectation des volumes produits, une simple extrapolation conservatrice des tendances montre qu'à l'horizon 2030, il faudra au moins 750 000 b/j de pétrole et 60 BCM de gaz par an pour répondre à la demande des 50 millions d'algériens et leurs 15 à 20 millions d'engins roulants.

Dans le même temps il va falloir exporter plus d'un MMb/j de pétrole et pas moins 70 BCM/an de gaz pour assurer une balance commerciale positive. Cela ne pourrait se réaliser qu'avec une production globale d'environ 260 MMTEP/an (1.6 MMb/j de pétrole et 200 BCM/an de gaz), un défi dépassant le pic des années 2006-2008. Ce niveau de production reste conditionné par un accroissement substantiel des réserves au risque de surseoir aux exportations au bout d'une dizaine d'années. Est-ce possible de relever ce défi en si peu de temps sachant que le pays est aujourd'hui en bataille sur deux fronts : le déclin des réserves et de la production, d'une part, et la chute du prix du baril, d'autre part, ce qui limite les revenus et les possibilités d'investissement.

Si pour le marché intérieur il y a la possibilité d'appliquer l'article 121 de la loi en vigueur, régissant les activités d'hydrocarbures, invitant, si besoin est, le co-contractant à limiter sa production et à privilégier l'approvisionnement du marché intérieur, la satisfaction des volumes à exporter, épine dorsale de l'économie algérienne, demeure, quant à elle, problématique. À noter aussi que le recours à cette éventualité n'est autre qu'une forme d'«importation in situ» puisque les hydrocarbures cédés par le co-contractant à la SONATRACH seront payés par cette dernière, seule habilitée à approvisionner le marché national.

Faut-il croire encore aux projections euphoriques ?

Les discours euphoriques des années 2000 faisant état de la possession de grosses réserves permettant de doubler la production, les exportations et couvrir largement les besoins en interne étaient un mirage qui a émoustillé certains responsables du secteur, peu ou mal éclairés sur la réalité des choses. En 2003, Monsieur le ministre, en poste, affirmait à la presse que « *Les capacités nationales sont très importantes et cela va permettre d'augmenter les exportations de gaz de 62 à 85 milliards de mètres cubes par an avant la fin 2010 et à 110 BCM/an dès 2015* ». Nous sommes en 2020, à la veille de 2021, et nos exportations de gaz chutent, plutôt, à moins de 50 BCM/an. De quel potentiel parlaient alors ces hauts responsables ? Fallait-il croire aux projections du PMTE (Plan Moyen Terme de l'Entreprise) 2012-2016 qui ambitionnait, quant à lui, d'investir 68 milliards de dollars dont une cinquantaine en amont pour hisser les réserves et les exportations sachant assurément que les vraies réserves prouvées du pays ne sont pas ces fameux 4500 BCM longuement véhiculés mais d'environ 2740 BCM seulement ? Et sachant, également, que 70% de la production nationale est assurée par les gisements de Hassi Messaoud et Hassi Rmel, en déclin naturel mais aussi pour mauvaise gestion. Ces deux mamelles de l'économie algériennes sont victimes d'un abus de production et de négligence depuis les années 2000. Voilà ce qui semble expliquer la chute de la production et des exportations et le recours très prématuré et injustifié aux hydrocarbures non conventionnels et en particulier l'onéreux gaz de schiste sur lequel nous reviendrons en détail dans le «Chapitre 4» consacré aux hydrocarbures non conventionnels en Algérie.

Même si les caractéristiques techniques de ces deux gisements, qui assurent l'essentiel de la rente algérienne, sont très peu publiées ou connues par beaucoup de responsables en charge, nous pouvons dire que ces gisements ont déjà exprimé leur fatigue et révélé leurs besoins pressants en matière d'injection de grandes quantités de gaz pour le maintien de leurs pressions.

Hassi Messaoud : le géant alité

Selon les informations dont nous disposons, le gisement de Hassi Messaoud aurait des réserves initiales, en place, d'environ 47 Mds bbl dont environ 11 Mds bbl récupérables. La première production de ce gisement, entamée assez tôt, en janvier 1958, avec une dizaine de puits d'exploitation, alors qu'il était encore en évaluation, tournait autour de 10 000 b/j (500 000 tonnes/an). Dans un premier temps, les volumes produits sont évacués au moyen d'un petit oléoduc de 7 pouces entre Messaoud et Touggourt où se trouvait le terminal d'une ligne de chemin de fer permettant d'acheminer le pétrole jusqu'à la mer. Cet oléoduc est ensuite remplacé par un autre de 24 pouces reliant Messaoud au port de Bejaïa. En 1960, avec la multiplication des forages de développement, la production cumulée a atteint 7 MMTonnes puis 9 MMTonnes en 1962, année de l'indépendance du pays, ce qui correspond à une production moyenne de 20 000 b/j entre 1960 et 1962. En 1967, la production cumulée était de 120 MMTonnes, soit une production moyenne de 22 MMTonnes par an (440 000 b/j) entre 1962 et 1967, avec seulement 150 puits producteurs sur les 178 forés en développement (une trentaine de puits de développement n'étant pas encore mis en production).

En 1970, la production issue de Hassi Messaoud a atteint le pique de 500 000 b/j (25 MMTonnes par an), ce qui représente plus de la moitié de la production totale du pays à cette date. Elle a chuté à 380 000 b/j (19 MMTonnes par an) aux débuts des années 2000 et n'est que d'environ 280 000 à 300 000 b/j aujourd'hui (14.5 MMTonnes par an).

Les réserves consommées entre 1958 et 1967 étant de 120 MMTonnes et en admettant une production moyenne de 18 MMTonnes par an depuis 1967 jusqu'en 2018, (360 000 b/j), le volume consommé depuis la mise en production du gisement en 1958 serait proche de 1000 MMTonnes (7.3 Mds bbl), soit 66% des réserves récupérables initiales. Par conséquent, le volume restant à produire serait autour de 3.7 Mds bbl (507 MMTonnes). Si on arrivait à stabiliser un plateau de production à 16 MMTonnes par an, par

l'injection de gaz et d'eau, le gisement pourra produire, en phase secondaire, jusqu'à l'horizon 2050.

Mais depuis l'année 2000, le gisement, qui contrôlait alors 48% des réserves algériennes, a commencé à montrer des signes de fatigue du fait qu'il assurait aussi, en moyenne 44% de la production du brut algérien. Ce gisement dont les réserves actuelles représentent 37% des réserves du pays, ne contribue plus qu'à hauteur de 30% dans la production nationale, suivi des champs en association d'Ourhoud (15%) et de Berkine (12%).

Au 31 décembre de l'année 2015, sur un total d'environ 1600 puits forés, on recense près d'un millier de puits de production dont 800 puits opérationnels, 500 puits à problèmes (puits produisant de l'eau, secs, techniquement inexploitable ou fermés, etc). Il y aurait environ 150 puits injecteurs de gaz, dont 70% sont actifs tandis que sur la soixantaine de puits injecteurs d'eau, seule une moitié serait en activité. Ces chiffres, à titre indicatif, constituent une moyenne et restent donc approximatifs du fait qu'ils diffèrent d'une source à l'autre, ce qui dénote le manque de rigueur dans la gestion fine des données relatives à ce géant pétrolier. Malgré ces efforts d'injection pour le maintien de la pression du gisement, la productivité de ce dernier reste quelque peu déficiente. Il devient même une charge énergivore avec ses dernières consommations journalières de gaz d'environ 40 à 100 millions m^3/j selon les zones et les années, soit un volume total injecté variant entre 15 BCM et 36 BCM par an. À ce jour, le gisement aurait consommé près 450 BCM de gaz ce qui se traduit par des fortes percées de gaz dans certains puits producteurs. Ces derniers, dont le GOR (*Gas Oil Ratio*) initial était de $230 m^3/m^3$, ont actuellement un GOR atteignant $5000 m^3/m^3$, voire 9000 à $10\,000 m^3/m^3$ dans certains puits (c'est-à-dire $5\,000 m^3$ à $10\,000 m^3$ de gaz accompagnent la production d'un (01) mètre cube de pétrole). Ces puits à forte percée de gaz, débitent, en effet, beaucoup plus du gaz que du pétrole, ce qui pénalise le taux de récupération du brut et explique, en partie, le déclin prématuré du gisement. L'autre problème réside, depuis une décennie, dans le déficit des volumes de gaz à injecter qui restent en deçà des quantités nécessaires pour le maintien de la pression bien supérieure à la pression de bulle. À

rappeler que tout déficit en gaz injecté se manifestera par une diminution de la production du pétrole. Le taux de récupération du brut qui était initialement de 25% oscillerait aujourd'hui entre 15% et 18%, notamment dans certaines zones situées au nord du gisement, une chute liée également aux problèmes de l'injection d'eau.

L'injection d'eau, d'une douzaine de millions de mètres cubes par an, quant à elle, devenant problématique, ne contribue que très peu au balayage du pétrole pour diverses raisons dont le manque de pièces de rechange et de maintenance des sites d'injection. Ceci semble aussi le cas de tous les gisements algériens où s'effectue la récupération assistée. L'eau injectée est, par ailleurs produite en grandes quantités avec le brut à hauteur d'une moyenne de 3 m³/h, notamment dans les puits à fortes percées où le débit huile est réduit de 30% à 40%. Ces fréquentes percées d'eau sont à l'origine de la fermeture de certains puits et donc de la chute de la production pétrolière. Faut-il noter aussi que l'eau douce injectée (de l'Albien), non suffisamment traitée, présente des caractéristiques physico-chimiques incompatibles avec l'eau salée du gisement (315 g/l). La réaction chimique entre ces deux eaux se traduit par la formation de dépôts difficiles à éliminer (notamment le sulfate de baryum BaSO₄) obturant les perméabilités du réservoir, qui ne produit essentiellement, que grâce à ses fractures naturelles très vulnérables à la précipitation des sels qui obstruent également les tubings de production et pénalisent ainsi le taux de récupération du pétrole.

Les percées d'eau et de gaz, affectant la production du pétrole, trouvent aussi leur explication dans la mauvaise maîtrise de la géologie structurale du réservoir en termes de cartographie spatiale fine des failles et des fractures, de leur orientation, étanchéité etc. À noter que le champ de Hassi Messaoud est compartimenté en une vingtaine de zones qui diffèrent les unes des autres. Une bonne modélisation du réservoir devrait permettre un meilleur emplacement des puits d'injection pour éviter les chemins préférentiels entre puits injecteurs et producteurs et minimiser les percées d'eau et de gaz qui mettent en péril la production.

Pourtant l'injection d'eau reste le procédé le plus ancien de la récupération secondaire et aussi le plus utilisé et efficace dans le

balayage et le déplacement du pétrole. Le gisement de Hassi Messaoud aurait cumulé plus de 260 millions de mètres cubes d'eau injectés.

En dépit de cet état périlleux du gisement, certains hauts responsables de la SONATRACH (dont son vice-président de l'activité amont, en 2014) continuent de déclarer que ce gisement n'a produit que 18% de ses réserves initiales et qu'on peut aller jusqu'à plus de 30% de récupération. Se basant sur cette déclaration et les réserves initiales prouvées du gisement (11 Mds bbl), il resterait à produire 9 Mds bbl, ce qui représente 90% des réserves pétrolières actuelles du pays ! Aussi, selon le même responsable, «Hassi-Messaoud produit actuellement (en juin 2014), 400 000 b/j de pétrole brut», soit 20 MMTonnes par an alors qu'il n'était qu'à 15 MMTonnes (300 000 b/j) selon le rapport annuel de SONATRACH de la même année. Force est de croire que pour cacher les réalités dramatiques du gisement, certains responsables intègrent les réserves et les productions des zones périphériques. Celles-ci n'ont pourtant aucune communication hydrodynamique avec le gisement de Hassi Messaoud, *stricto sensu*.

La déplétion du champ de Hassi Messaoud se poursuit et a défié toutes les déclarations euphoriques des responsables et leurs projets visant à «injecter de la vie» à ce gisement qui s'essouffle de plus en plus malgré les impressionnants volumes restant à produire. Par exemple, en 2014, SONATRACH signa un contrat de 500 millions d'euros avec une société indienne (*Dodsal*) pour la réalisation d'autres installations de compression et de réinjection de gaz dans certaines zones situées au nord du gisement, lesquelles installations permettront, selon le même vice-président, en 2014, à hisser le plateau de production du champ au-delà du plateau actuel (de 2014) qu'il considère égal à 400 000 b/j de pétrole. Il n'en est rien aujourd'hui,...en 2020.

Tous les maux dont souffre le gisement de Hassi Messaoud sont d'aspects « Engineering de réservoir » mais tirent leurs origines dans l'absence d'une volonté politique en termes d'investissement dans les techniques de la maintenance malgré l'existence, de par le monde, de moyens sophistiqués de management de réservoir et des compétences algériennes pour les mettre en application. Sauf que la

priorité des pouvoirs publics reste le pompage abusif à des fins commerciales pour préserver la santé de la rente au détriment de celle du gisement. Tout a commencé avec l'embellie pétrolière de la décennie 2004-2014.

Malgré l'aisance financière de cette décennie avec, rappelons-le, un cumul de recettes d'environ 800 milliards de dollars, le gouvernement n'a pas pensé injecter de l'argent dans la rénovation des installations pétrolières et gazières, aujourd'hui dans un état de vétusté très avancé, ni investir dans les dernières techniques de gestion intelligente et professionnelle des gisements dont principalement Hassi Messaoud et Hassi Rmel qui représentent 70% du potentiel d'hydrocarbures du pays en matières de réserves, production, exportations et besoins domestiques. Pour peu que son exploitation obéisse aux normes techniques appropriées, le potentiel du gisement de Hassi Messaoud pourrait s'étaler sur, au moins, une trentaine d'années avant de nécessiter le recours à la récupération tertiaire.

Cette manne pétrolière a été déviée, à des fins politiques, pour l'achat de la paix sociale, notamment dans les programmes sociaux comme le logement, le tramway, le métro, les autoroutes,... c'est-à-dire mettre un peu de confort dans le quotidien du citoyen, sachant que le pays est assis sur une poudrière constituée de 43 millions de mécontents dont 70% ont moins de 30 ans. Mais cette manne a aussi été déviée, en partie, pour le propre usage de certains dirigeants politiques et consorts. Depuis juin 2014, le pays a commencé à côtoyer la crotte, le nombre de Harraga a augmenté, tandis que beaucoup de citoyens de l'Algérie profonde prient pour simplement manger. Dans le même temps, tous les gisements pétroliers du pays, et de fait les indicateurs économiques, sont tombés malades depuis déjà les années 2005-2008, la production en déclin de 18%, les volumes exportés de 30 %, les recettes de 50% depuis 2008, les réserves de change de 70% depuis 2013. Ce n'est que maintenant, après-coup, que les gouvernants ont commencé à chercher des recettes miracles pour réanimer ces gisements et pérenniser...leur rente. Mais, ces gisements, laissés trop longtemps moribonds, et faute de moyens financiers, mais surtout de bonne gestion, restent,

aujourd'hui, insensibles au bricolage et continuent leur descente vers les abysses de la déplétion précoce. Pire encore, comme si on voulait achever son blessé, l'option de vente du gaz associé produit de Hassi Messaoud, décidée par le top management de SONATRACH en 2017, pour combler le déficit gazier à l'exportation, constitue, techniquement, une violation des normes d'exploitation, une mesure qui risque d'étouffer davantage le gisement à même de ne produire que du gaz associé et réinjecté, laissant le pétrole au fond.

La déplétion naturelle du gisement de Hassi Messaoud consiste globalement en une chute de pression d'environ 280 Kg/cm² depuis sa mise en production. Pour rappel, la pression initiale était entre 480 kg/cm² et 490 Kg/cm² (490 kg/cm² au premier puits Md-1, découvrant le gisement le 15 juin 1956 avec un débit d'huile de 12 m³/h). La Pression moyenne actuelle, sous l'effet de la réinjection, est stabilisée à hauteur de 195-200 Kg/cm² soit environ 50 Kg/cm² au-dessus de la pression de bulle (qui serait autour de 150 Kg/cm²). La pression du gisement doit être maintenue suffisamment supérieure à la pression de bulle au risque de voir la production du gaz associé se substituer progressivement à celle du pétrole jusqu'à immobilisation totale de ce dernier. Le réservoir, à vocation pétrolière, deviendrait producteur uniquement du gaz et le pétrole y resterait piégé à jamais. L'intention de certains hauts responsables de la SONATRACH était d'extraire jusqu'à 5 BCM/an de gaz du champ de Hassi Messaoud pour les besoins de la vente et honorer les engagements de livraison envers les clients européens, palliant ainsi le recul drastique de la production gazière et des exportations depuis plus d'une décennie.

Pour ces responsables, le gisement de Hassi Messaoud, gros consommateur de gaz, est en passe de devenir un réservoir gazier à exploiter ! Ces mêmes responsables, feignent d'ignorer que cette mesure est une mort programmée du gisement car elle équivaut à réduire le rôle du gaz injecté dans le maintien de la pression et donc mettre en péril le taux de récupération du pétrole déjà assez critique au point où la fermeture éventuelle des puits à pression inférieure au

point de bulle, mènerait droit vers l'asphyxie partielle à totale du gisement pour manque de gaz à réinjecter.

Le pic pétrolier algérien : illusion ou réalité ?

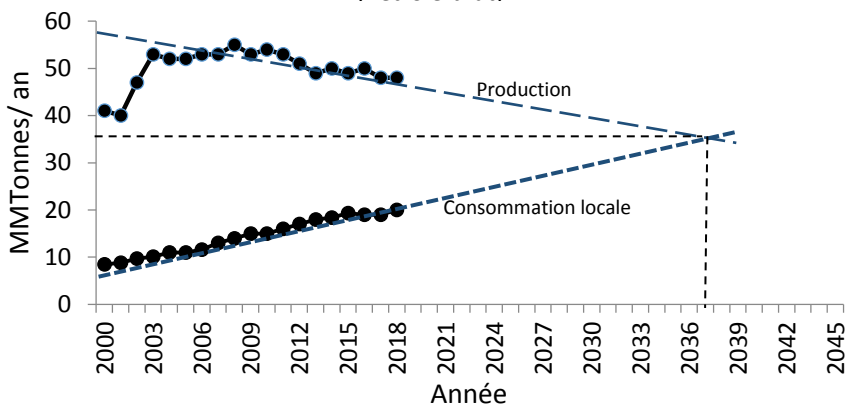
Depuis le début du déclin de la production algérienne de pétrole, dans les années 2006-2008, nombreux sont ceux qui ont attribué le phénomène à l'atteinte du fameux pic pétrolier mais sans avoir fourni d'arguments étayant leur hypothèse. Qu'en est-il au juste ? Quelles sont les réserves prouvées du pays ? C'est pour quand le pic pétrolier algérien ? En quelle année l'Algérie ne produirait plus de pétrole?...Des questions très pertinentes, parmi d'autres, que se pose le citoyen, notamment depuis la chute du prix du baril en juin 2014 et la descente aux enfers de l'économie algérienne. Faisons une petite analyse, loin des discours chimériques et des propos alarmistes et essayons de répondre objectivement à chacune des questions. L'analyse, qui ne concernera d'abord que le pétrole brut (incluant parfois du condensat), est basée sur l'historique des profils de production et de consommation de 1963 à 2018 et le taux de renouvellement des réserves depuis l'année 2000, année à partir de laquelle les données publiques sont plus disponibles et fiables.

La production de pétrole brut de l'Algérie indépendante était de 24 MMTonnes en 1963. Elle a atteint son premier plateau de 54 MMTonnes en 1978, avant de chuter à 30-35 MMTonnes durant la période 1983-1995 (Fig.10). Ceux qui auraient affirmé que le pic pétrolier algérien a été franchi en 1978 auraient eu tort puisque la production a repris son ascension et a atteint un second plateau, le plus haut jusqu'ici, avec 55 MMTonnes en 2008. Depuis cette année-là, la production a, certes, entamé une descente jusqu'à 49 - 50 MMTonnes en 2013-2014 avant de chuter à 48 MMTonnes en 2018 (960 000 barils par jour), soit un déclin de 13% en l'espace de 10 ans. Qu'en sera-t-il pour les années à venir ? Nous envisageons deux scénarios possibles en commençant par le pessimiste et qui suppose que le pic franchi en 2008 correspondrait au plateau maximal de production que pourraient assurer les réserves et ressources totales que recèle le domaine minier national et que même une reprise

épisode de la production dans le court terme, avec l'entrée en lice de gisements qui seront développés entre 2016-2021, ne changerait pas grand-chose. Aussi, compte tenu du fait que ces gisements sont pour la majorité à gaz (Tinhert, Gassi Touil, Ahnet, Touat, Reggane Nord, Isarène,...), l'augmentation éventuelle de la production de pétrole brut va être insignifiante à l'horizon 2021-2022. Si des gisements additifs venaient, tout de même, à enrayer la chute de la production de brut, ça le serait momentanément sur 2 années ou 3 années avant de renouer avec le déclin puisque les découvertes n'arrivent plus à hisser le niveau des réserves prouvées et compenser les quantités pompées. Le plateau de production de pétrole brut à l'horizon 2020-2021 aurait toutes les chances d'être inférieur à celui de 2018-2019 (moins de 48 MMTonnes). Il serait donc difficile de revenir à moyen-long terme au plateau de 2008 si les découvertes continuent à générer des volumes marginaux.

Si cette chute ininterrompue de production, d'environ 1.3% par an, observée sur une décennie, perdure dans le temps, en 2022-2023 la production qui descendrait à 44 MMTonnes par an, sera destinée à 48% à la consommation annuelle interne qui, elle, avoisinera les 23 MMTonnes. Il est à signaler que le taux d'accroissement de la consommation nationale a subitement grimpé de 2% par an entre 1980 et 2000 à 6% par an entre 2000 et 2018. La consommation actuelle, qui avoisine les 20 MMTonnes par an, sera d'au moins 25 MMTonnes en 2025, soit 60% de la production, laquelle ne sera que de 42 MMTonnes. En 2030, la production tomberait à 38 MMTonnes dont 28 MMTonnes pour le marché local et 10 MMTonnes pour l'exportation. Si nous considérons un scénario conservateur optimiste (régression linéaire), les besoins internes égaleront la production vers 2037 avec 35 MMTonnes, année où il n'y aurait plus de place pour les exportations (Fig.18).

Fig.18 - Algérie- Production vs consommation locale (Pétrole brut)



Afin d’assurer une meilleure sécurité énergétique, les exportations de pétrole devront cesser bien avant cette échéance, vraisemblablement vers l’horizon 2030 quand les besoins intérieurs représenteront 73% de la production. Se basant sur ce scénario, plus réaliste que pessimiste, les réserves restantes ne seront plus que de 5.6 Mds bbl en 2030. En considérant une croissance plus accentuée des besoins internes, ces réserves ne peuvent couvrir qu’une quinzaine ou vingtaine d’années de consommation, jusqu’en 2045-2050, horizon où la production pétrolière algérienne passera par l’axe des abscisses. Cette échéance vient corroborer celle de l’extinction du champ de Hassi Messaoud, estimée plus haut, vers l’horizon 2050, d’autant plus qu’actuellement les réserves de ce gisement (507 millions de tonnes) contrôlent 37% des réserves pétrolières algériennes. En outre, les réserves prouvées du brut algérien étant de 10 Mds bbl, à raison d’une production annuelle de 50 MMTonnes, la durée de vie de ces réserves serait donc d’environ 25 à 30 années, ce qui corrobore également les estimations précédentes.

La production de pétrole brute cumulée depuis l’année 2000 à 2018 est d’environ 950 MMTonnes tandis que l’apport cumulé des nouvelles réserves en place (prouvées et probables) découvertes sur la même période avoisine les 1200 MMTonnes en place. Si nous considérons un taux de récupération moyen de 25% (ce qui est la norme actuelle admise), les réserves récupérables découvertes

seront de 300 MMTonnes, ce qui correspond à un taux de renouvellement des réserves de seulement 31%. Ce faible taux de reconstitution des réserves s'explique soit par une incapacité technologique et financière, soit par une maturité avancée du domaine minier algérien où il n'y aurait plus grand-chose à découvrir. Ce point sera développé vers la fin du présent chapitre.

En quelle année l'Algérie ne produirait plus de pétrole selon le concept de Hubbert ?

Nous venons de voir quelle serait la durée de vie de la production algérienne en se basant sur l'exploitation des données historiques. Dans ce qui suit, nous allons estimer cette durée en nous basant sur le modèle de Hubbert, une approche quelque peu indépendante.

Pour rappel, le concept de Hubbert suppose que sa courbe peut avoir une allure symétrique, c'est-à-dire que le temps écoulé entre le début de la production et le pic maximal est sensiblement le même que celui entre le pic et le moment de l'épuisement total des réserves (courbe en cloche d'une loi normale). Cette approche est plus valable dans le cas où la production croît de manière régulière jusqu'à son pic (période d'augmentation) avant de commencer à décroître de manière aussi régulière jusqu'à l'épuisement total du fluide (période de déclin) et ce sans trop d'influence ou d'intervention volontaire du producteur sur le comportement naturel du gisement. Mais le profil de la production algérienne présente trois périodes bien distinctes répondant surtout à la politique énergétique du pays. Entre 1963 et 1980, la production a augmenté de 24 MMTonnes à un pic de 54 MMTonnes en 1978 (une augmentation répondant au Plan Valhyd). Elle a, ensuite, chuté pour se stabiliser à environ 35 MMTonnes entre 1980 et 1996 suite à la décision du président Chadli d'arrêter le plan Valhyd (en pensant laisser aux générations futures leur part de pétrole !). Durant cette période de 16 années, la production des partenaires était pratiquement nulle. À partir de 1996, avec l'entrée en lice de gisements en partenariat, la production a repris son ascension pour atteindre le pic de 55 MMTonnes en 2008, le plus haut niveau atteint, jusqu'ici, par la

production du brut algérien, avant de commencer à baisser progressivement à 48 MMTonnes en 2018 malgré les efforts du pays à la faire remonter. C'est dire que cette dernière dégringolade n'a absolument rien à voir avec les restrictions politiques, stratégiques ou de l'OPEP.

Si le plan Valhyd avait été maintenu, le creux de 1980 et 1996, qu'on peut considérer comme une «pause» politique et délibérée dans l'augmentation de la production, aurait été probablement évité et la production aurait plafonné un peu plus tôt que l'année 2008. Mais comme l'ouverture des vannes obéissait à des décisions politiques mais parfois à des restrictions de l'OPEP, donc sans relation avec la géologie, le pic de la production s'est trouvé renvoyé dans le temps, vers 2008. Le plateau de 2008 constituerait-il le plafonnement géologique de la production pétrolière algérienne ? Autrement dit, peut-on considérer ce plateau comme le pic pétrolier algérien ?

En admettant que la production en Algérie ait débuté potentiellement vers l'année 1960 et que le pic présumé a été atteint en 2008, soit une cinquantaine d'années plus tard, le pétrole algérien cesserait de couler, théoriquement (selon le concept de Hubbert), vers l'année 2056. Mais les observations pratiques sur des champs pétroliers, de par le monde, montrent que compte tenu des besoins croissants de la consommation et la diminution de la taille des découvertes, la courbe de Hubbert n'est pas nécessairement symétrique et le temps écoulé entre le pic et le moment de l'épuisement total des réserves est généralement beaucoup plus court que celui entre le début de production et le pic (Distribution logarithmique inverse). Ainsi, l'horizon 2045-2050 semble être le plus indiqué pour marquer la fin des «années pétrole» de l'Algérie. Le modèle de Hubbert vient étayer, à son tour, les estimations que nous venons de voir plus haut : le pétrole algérien cesserait de couler à l'horizon 2045-2050.

Terminons, tout de même, par un scénario optimiste qui suppose que le domaine minier algérien est encore sous exploré (comme il est toujours supposé par les responsables du secteur) et que le pic en question, franchi en 2008, correspondrait uniquement

aux réserves prouvées en exploitation. Cela suppose qu'un effort de recherche judicieux permettra de mettre en évidence de nouveaux volumes capables de hisser durablement la production à des niveaux jamais atteints auparavant. C'est un peu le cas aux Etats-Unis dont le pic pétrolier conventionnel atteint en 1970 venait d'être dépassé par la production actuelle boostée par les schistes.

Mais si un plateau historique n'est pas rattrapé, voire dépassé, durant une quinzaine d'années (délai raisonnable pour le *first oil*, depuis les découvertes jusqu'à leur première mise en production), nous pouvons admettre que le domaine minier algérien a bel et bien franchi son pic pétrolier géologique, c'est-à-dire que l'essentiel des ressources ultimes du sous-sol algérien a été mis en évidence, d'autant plus que les nombreuses découvertes réalisées chaque année, depuis plus d'une décennie, n'arrivent toujours pas à faire remonter la pente des réserves ni celle de la production. Ainsi, comme nous l'avons évoqué plus haut, si d'ici 2023 la production reste toujours inférieure à celle du pic de 2008 (55 millions de tonnes), il y a de fortes chances pour que ce plateau ne se reproduise plus jamais, auquel cas le pays aurait franchi, effectivement, son pic pétrolier en 2008. Même si la production va augmenter sensiblement de temps à autre, avec l'entrée en lice de certains gisements non encore développés, tant que le plateau de 2008 n'a pas été rattrapé ou dépassé, nous pouvons dire que les modestes volumes découverts annuellement depuis une quinzaine d'années ne seraient que des volumes d'appoint («*Le fond de la marmite*») et que le pays vit actuellement sur la branche descendante de la courbe de Hubbert.

3.2- Le gaz algérien

Introduction

La naissance et l'évolution de l'industrie gazière algérienne ayant été largement développées dans les chapitres qui ont précédé, nous allons voir, dans ce qui suit, la situation actuelle et l'avenir du potentiel gazier algérien. Mais il est utile de rappeler, brièvement, les grands faits marquants de la production gazière en Algérie. Dans les années 1960, elle est restée relativement faible avec pas plus de 3 BCM/an eu égard à l'importance des ressources initiales dont dispose

le pays. En 1970, elle est montée à 10 BCM/an dont le tiers était exporté et le reste utilisé pour les besoins domestiques, la réinjection et la production de l'électricité.

Comme nous l'avons déjà signalé, ce n'est qu'à partir de l'année 1980 que le pays s'est sérieusement penché sur la valorisation de ses ressources gazières. La production a plus que quadruplé, passant à 44 BCM en 1980 puis à 110 BCM en 1988 et les exportations de 7 BCM à 26 BCM/an, suite à la construction de plusieurs gazoducs reliant Hassi Rmel à Arzew, aux Issers, à Oued Safsaf, Alrar, etc., ainsi que ceux destinés à l'exportation dont «Enrico Mattei» vers l'Italie, via la Tunisie, et «Pedro Duran Farell» vers l'Espagne, via le Maroc, suivis, en avril 2011, du gazoduc Medgaz vers l'Espagne puis du projet de gazoduc Galsi, vers l'Italie, mais ce dernier, qui devait être livré en 2013, n'a pas vu le jour pour diverses raisons dont le prix du gaz algérien jugé exorbitant par la partie italienne qui estime que la rentabilité de Galsi, lequel aurait coûté 4 milliards de dollars, sera inférieure à celle du gazoduc russe *South Stream* pour lequel les italiens semblent avoir opté, enterrant profondément l'option de la relance du projet algéro-italien. Toutefois, le réseau de transport pipelinier gazier algérien reste consistant avec une douzaine d'ouvrages totalisant 11000 Km dont 2500 Km pour l'exportation et 8500 Km pour le réseau domestique. Les trois gazoducs vers l'Europe assurent une capacité globale de transport d'environ 60 BCM/an.

Dans les années 1960-1970, l'Algérie fut le leader mondial dans la production et l'exportation du gaz naturel liquéfié (GNL), soit une quarantaine d'années avant ses concurrents actuels (le Qatar en 1996 et la Russie en 2009). Les quatre complexes de liquéfaction, dont deux à Arzew, un (01) à Bettioua et un (01) à Skikda, totalisent, après rénovation et extension des unités d'Arzew et de Skikda en 1994, une capacité de production de gaz liquide équivalente à 34 BCM/an, faisant du pays un acteur gazier incontournable tant stratégique que traditionnel pour le marché européen. L'Algérie avait beaucoup œuvré pour des perspectives compatibles avec la vision européenne et favorables au développement régional. La libération progressive du secteur énergétique algérien, le

positionnement dans les transactions partielles «spot», l'implication de grands opérateurs européens et autres occidentaux comme GDF, Repsol, BPAmoco et Equinor, par l'association en projets gaziers croisés et intégrés, la recherche de nouveaux clients par la prise de participations dans les projets avals, étaient autant de processus de globalisation auxquels le gaz algérien ambitionnait de se souscrire mais assurément pas au détriment de la logique algérienne en matière de pérennité de son industrie gazière au service du pays. Le taux de pénétration du gaz algérien dans le marché européen était des plus éligibles au vu de son potentiel proximal et de ses acquis, consistant en cette longueur d'avance d'une quarantaine d'années l'autorisant à faire face au redesign du secteur gazier sur le vieux continent où les perspectives long terme étaient à la fois ambitieuses et contraignantes. La croissance du secteur gazier algérien a été, en effet, essentiellement motivée beaucoup plus par les besoins du marché énergivore européen que par la demande interne qui reste toutefois prioritaire en termes d'approvisionnement.

Vers la fin des années 1990, bien avant la pose du pipe Medgaz, les gazoducs Enrico Mattei (capacité de 24 à 30 BCM/an), et Pedro Duran Farell (8 à 18 BCM/an) assuraient déjà un acheminement annuel de plus de 33 BCM de gaz vers l'Europe tandis que les quatre unités GNL produisaient 27 BCM/an, dont 26 BCM sont exportés vers le vieux continent. Autrement dit, près de 95% des exportations algériennes étaient destinées à ce marché, correspondant à une part de marché de 16% (la Russie et la Norvège, principaux concurrents de l'Algérie, couvraient respectivement 20 et 12% des besoins du marché européen).

Les projets de construction de nouveaux gazoducs reliant l'Algérie à l'Europe, d'une nouvelle unité GNL et le développement de nouveaux gisements de gaz impliquant des opérateurs européens, s'inscrivaient alors dans une politique d'intégration et de synergie d'un partenariat gagnant-gagnant et durable. Les ambitions du pays, dans les années 1990, étaient de porter la production gazière annuelle totale à 160 BCM et les exportations à 85-90 BCM/an à l'horizon 2005. Mais hélas ! Nous verrons plus bas

que ces ambitions ont buté contre des écueils essentiellement d'ordre humain.

Cette pérennité, l'Algérie l'exprimait par le profilage d'un investissement d'une dizaine de milliards de dollars dans le secteur gazier mais aussi par des réserves prouvées estimées, exagérément, à 4500 BCM aux débuts des années 2000 (couvrant une quarantaine d'années de consommation), une centaine de gisements non encore développés ou en voie de l'être, des ressources possibles à mettre en évidence estimées, selon la SONATRACH, à plus de 2500 BCM et un domaine minier relativement sous exploré, comparativement aux normes mondiales en matière de densité de forage. Tout ce beau package constituait, dans les années 1990, les principales motivations algériennes de vouloir s'imposer en tant que puissance gazière incontournable dans l'espace euro-méditerranéen.

Mais, aujourd'hui, les ambitions algériennes pour l'avenir de leur industrie gazière, qui assure le tiers des recettes d'exportation d'hydrocarbures, ont ou auront-elles les moyens de leur politique ? Pas certain. De par le monde, et l'Algérie n'est pas en reste, les volumes découverts chaque année sont aujourd'hui de plus en plus faibles et la concurrence de plus en plus féroce avec les nouveaux entrants sur les différents marchés gaziers et particulièrement l'énergivore marché européen, la destination naturelle, pertinente et première du gaz algérien.

Le potentiel gazier algérien aujourd'hui

Les réserves algériennes de gaz se cantonnent principalement à l'Ouest du Sahara (bassins de l'Ahnet-Timimoun), pour le gaz sec, et à l'Est du Sahara pour le gaz humide (Bassin d'Oued Mya, Illizi et Berkine) où Hassi Rmel constitue un des plus grands gisements dans le monde. Avec des réserves nationales actuelles prouvées, qui ne sont en réalité que d'environ 2745 BCM (selon le communiqué du Conseil des Ministres du Mardi 6 Octobre 2015), l'Algérie occupe le 15ème rang à l'échelle de la planète (1.5% des réserves mondiales), la deuxième place en Afrique, après le Nigéria, et la tête du classement dans le bassin méditerranéen. Les données, parfois fragmentaires, éparses, voire controversées, dont nous disposons en

terme d'historique de production, nous ont, toutefois, permis de les traiter pour conclure que depuis le début des années 1960, démarrage timide de l'industrie gazière algérienne, la production totale cumulée jusqu'à l'année 2018 s'élèverait à environ 5000 BCM dont 2500 BCM commercialisés (800 BCM localement et 1700 BCM exportés) et 400 BCM torchés, soit un volume total réellement consommé de 2900 BCM. Sachant que les réserves prouvées actuelles (incluant les volumes réinjectés), peuvent être arrondies à 2800 BCM, nous pouvons déduire que le niveau maximal des ressources gazières que le pays aurait connu est d'environ 5700 BCM dont la moitié a été consommée.

Hassi Rmel : le géant essoufflé

Le gisement de Hassi Rmel aurait déjà fourni plus de 60% de ses réserves initiales récupérables, estimées à environ 2350 BCM. Les réserves restantes tourneraient autour 900 BCM, soit 32% des réserves de gaz du pays. Avec une production moyenne annuelle de 75 BCM, ce gisement contribue à hauteur de 55% dans la production gazière totale du pays. A ce rythme, ce gisement ne couvrirait qu'une douzaine années de commercialisation (épuisement probable vers l'année 2030).

La déplétion naturelle, avec le temps, du champ de Hassi Rmel, comme tous les gisements du monde, est un phénomène incontournable et acceptable pour peu qu'il obéisse à des règles bien établies. Ce gigantesque gisement, situé à une profondeur moyenne de 2200 mètres et ayant une pression initiale de 310 kg/cm², présentait un plateau et un profil de production assez satisfaisants durant de longues années. Mais, comme Hassi Messaoud, le gisement de Hassi Rmel est entré, durant les années 2000, dans une période de lassitude caractérisée par un comportement très inquiétant de par sa déplétion prématurée au vu de son énorme potentiel. Avant les années 2000, les volumes de gaz réinjectés, permettaient un bon maintien de la pression, une récupération maximale des liquides associés (condensat et GPL), limitant ainsi la formation du condensat dans le réservoir (le gaz de Hassi Rmel étant un gaz à condensat). Ces réinjections de gaz allant jusqu'à 36 BCM/an, correspondaient à un taux de cyclage, suffisamment sécurisant, d'environ 45%, pour une

production qui était autour de 80 BCM/an. Le taux de cyclage représente le rapport du volume réinjecté au volume produit et la quantité restante (44 BCM) était destinée à la vente. Ce taux de cyclage doit être soigneusement estimé de manière à éviter la chute rapide de la pression du gisement et donc la formation du condensat au sein du réservoir, phénomène pénalisant la mobilité et la récupération du gaz qui, perdant de sa richesse au fond, ne donnera que très peu de liquide en surface. Mais il est naturel qu'avec la production et l'injection du gaz sec traité, donc débarrassé de ses fractions lourdes, la richesse du gaz en produits lourds doive chuter avec le temps au fur et à mesure de la production. Pour Hassi Rmel, cette richesse était initialement de 200 grammes par mètre cube de gaz, pour le condensat et de 80 grammes pour le GPL. Selon les informations dont nous disposons, en 2000, ces richesses étaient respectivement de 140 gr/m³ et 40 gr/m³. Depuis, ces teneurs ont dégringolé de moitié, à 55 grammes par mètre cube de gaz pour le condensat et à 20 grammes pour le GPL. C'est-à-dire que la richesse du gaz en condensat a chuté de seulement 30% en quarante ans (entre 1957 et 2000), soit 1.4 gr/an, un déclin conforme aux normes habituelles. Mais en 18 ans (entre 2000 et 2018) la richesse du gaz en condensat a décliné de 60%, soit près de 5 grammes par an, ce qui explique la chute de la production algérienne de condensat de 18 MMTonnes en 2000 à seulement 8 MMTonnes en 2018 et celle du GPL de 10 MMTonnes à 8 MMTonnes, sachant qu'en Algérie, une bonne partie de ces produits provient du gaz de Hassi Rmel. La principale raison de la dégringolade effrénée de la production de ces produits, à forte valeur ajoutée, depuis les années 2000, à Hassi Rmel comme à travers tous les gisements gaziers du pays, est l'incompatibilité du taux de cyclage avec les caractéristiques actuelles du gisement. Le taux de cyclage appliqué depuis le début des années 2000 (exagérément réduit), ne permet ni un bon maintien de la pression du gisement ni de récupérer suffisamment les produits liquides. Pourtant aux débuts des années 2000 la SONATRACH avait lancé des projets de «boosting» à Hassi Rmel afin d'augmenter sa production et pallier toute insuffisance du taux de cyclage mettant en péril la vie du gisement.

Le «boosting» consiste en une installation visant à comprimer le gaz au niveau du gisement, lors de sa déplétion, afin d'augmenter le volume à récupérer. Dans ce cadre, un projet de «boosting» de Hassi Rmel, sur trois phases, a été lancé en 2001 pour permettre de récupérer des volumes supplémentaires d'environ 500 BCM, selon les responsables du secteur. En 2017, le groupe japonais JGC était chargé de la troisième phase qui visait à maintenir un plateau de production d'environ 80 BCM pendant six à sept ans. Mais le retard et les problèmes de mise en œuvre de ces opérations font que le gisement continue son déclin avec un taux de cyclage descendant jusqu'à 25%, voire ponctuellement à 12%, selon certaines sources.

Quand Hassi Rmel pâtit, le gaz algérien gémit

À partir de l'année 2008, la production gazière algérienne a commencé à chuter de 1.5% % par an, passant de 154 BCM en 2008 à 130 BCM en 2018, un recul qui se poursuit jusqu'à ce jour (Fig.12).

Comme il fallait bien satisfaire les besoins à commercialiser, soit un marché intérieur de plus en plus énergivore et tout particulièrement les exportations, les pouvoirs publics n'ont pas trouvé mieux que de privilégier la commercialisation à la réinjection en réduisant le taux de cyclage, non seulement à Hassi Rmel, mais aussi sur d'autres gisements gaziers. En 2018, par exemple, pas moins de 95 BCM ont été commercialisés sur les 130 BCM produits. Il en résulte que les 35 BCM restants ont été réinjectés, soit un taux de cyclage global très insuffisant de seulement 27%, ce qui entraîne une déplétion précoce et rapide des gisements, l'envahissement des zones à gaz par les eaux et explique la baisse de la production gazière annuelle qui ne suffit plus pour répondre aux besoins d'injection de beaucoup d'autres gisements en déclin, qu'ils soient gaziers ou pétroliers. Les gisements de Hassi Messaoud et de Hassi Rmel ne sont pas les seuls qui consomment du gaz. D'autres anciens champs comme Gassi Touil, Rhourd Enouss, Ohanet, Rhourd El Baguel, Hamra, El Borma et même Hassi Berkine et Ourhoud, découverts dans les années 1990, sont de plus en plus demandeurs de gaz pour le maintien de leurs pressions et la production du condensat et du GPL.

Bien que ce déficit gazier national résulte de la modestie des volumes découverts chaque année devant les quantités extraites et commercialisées, il n'en demeure pas moins qu'il est aussi, ponctuellement, causé par les retards accusés dans l'aboutissement des plans de développement des gisements. Alors qu'un plan de développement, élaboré selon les exigences de l'agence ALNAFT, peut être approuvé dans un délai raisonnable, il ne le sera, habituellement, qu'au bout d'une année, voire plus. À titre indicatif, les gisements qui étaient développés en 2016-2018 concernent les découvertes réalisées il y a une dizaine d'années et même plus. C'est le cas de Touat, Reggane Nord, T'sila, Timimoun, et Tinhert (découverts en 2009). Beaucoup d'autres gisements de gaz mais aussi de pétrole souffrent de cette lenteur administrative pour être développés. On peut citer la découverte de Gazprom en 2010 dans le périmètre El Assel, celles du groupement El M'Zaïd, près d'Ouargla, effectuées en 2007 en partenariat avec le groupe chinois CNPC, et dont le dossier de développement a énormément trainé, pour de petits détails techniques, au niveau de la SONATRACH avant d'être transmis à ALNAFT en 2010 et dont le développement n'a pas encore été lancé. C'est le cas aussi du gisement découvert en 2012 dans le périmètre Hassi Bir Rekaïz en partenariat avec le chinois CNOOC Limited et la compagnie pétrolière publique thaïlandaise (PTTEP), et la liste est longue. On comprend parfaitement pourquoi les prévisions d'augmentation de la production gazière ne sont jamais concrétisées. La SONATRACH qui a produit 128 BCM de gaz en 2016 et 132 BCM en 2017, prévoyait de produire 144 BCM en 2018, 150 BCM en 2019 et 165 BCM en 2020. Au final, elle n'a produit que 132 BCM en 2018, rien que 123 BCM en 2019 (Fig.12) et compte produire 140 BCM en 2023 (selon le rapport annuel de 2018), c'est-à-dire revenir, en 2023, à ce qui a été prévu d'être produit en 2018. Toujours est-il que même si le plateau de 140 BCM sera réalisé en 2023, il reste loin du niveau atteint en 2008 (154 BCM), que nous soupçonnons être le pic gazier algérien. Ce retard dans le développement des gisements gaziers met la pression sur celui de Hassi Rmel lequel doit assurer l'essentiel de la production nationale dont une partie y sera réinjectée.

Comme pour le pétrole brut, la production gazière algérienne est entrée dans une période de déclin depuis le pic de 154 BCM en 2008 et continue sa descente jusqu'à ce jour avec 123 BCM en 2019 affectant de fait les exportations pipelinières qui ont chuté de 42 BCM en 2006 à une trentaine de BCM en 2019. La capacité totale des trois gazoducs étant de 53 BCM (33.5 BCM pour Enrico Mattei, 11.5 BCM pour Pedro Duran Farell et 8 BCM pour le Medgaz), leur taux d'utilisation global durant ces dernières années est d'environ 65% dont 30% pour Enrico Mattei, 85% pour Pedro Duran Farell et 80% pour Medgaz.

Quant aux exportations du GNL, elles ont chuté de plus de la moitié, passant de 29 BCM en 2004 à 13 BCM en 2018. Les quatre unités de liquéfaction GL1Z (de capacité nominale 10.5 BCM), GL2Z (10,6 BCM), GL3Z (6.5 BCM) et GL1K (6 BCM) totalisant une capacité de 34 BCM, ne sont exploitées qu'à hauteur de 38%.

Au total, les capacités d'exportations qui sont de 87 BCM ne sont exploitées qu'à hauteur de 55%. Cela n'a rien à voir avec une quelconque mévente mais c'est à cause du recul de la production gazière du pays suite à l'essoufflement de Hassi Rmel en particulier.

Globalement, depuis les années 2006-2008, la production gazière a reculé de 15% et les exportations de 28%, dégringolant de 65 BCM à 47 BCM en 2018. Le reste de la production est affecté à un marché intérieur galopant et aux besoins de la réinjection dans, particulièrement, les gisements de Hassi Messaoud et Hassi Rmel qui deviennent donc de plus en plus des «clients» potentiels pour le maintien de leur pression.

Même la mise en service de Medgaz en 2011, reliant Beni Saf (Algérie) à Almeria (Espagne), d'une capacité de 8 à 11 BCM par an, n'a pas pu augmenter les exportations pipelinières qui ont continué à chuter de 36.5 BCM en 2010 à 29 BCM en 2015 avant un léger rebond vers 33 BCM en 2018 suite à la mise en production de quelques petits gisements en 2016-2018 dont celui de Gour Mahmoud, au sud d'In Salah (avec BP et Equinor), Touat (GDF-Engie), Reggane Nord (Repsol-DEA-Edison), Timimoun (Total-Cepsa), Isarène-Ain Tsila (Petroceltic-Enel), Tinhert (Sonatrach), etc. Mais les différents plateaux de production de ces gisements, variant

de 1.5 BCM à 5 BCM par an, ne totalisent qu'une vingtaine de BCM. Il est certain aussi que ce recul des exportations est lié à la priorité accordée aux besoins du marché intérieur en forte croissance de 7% par an. De 23 BCM en 2004, la consommation locale est montée à environ 40 BCM en 2018 dont 42% (17 BCM pour la génération électrique et le dessalement de l'eau de mer), 28% (11 BCM) pour les ménages, 21% (8.5 BCM) pour les besoins de Sonatrach et 9% (3.5 BCM) pour les autres industries.

En dépit de ce manque de gaz, et bien que prohibé par la loi algérienne, le torchage représenterait près de 8% des quantités commercialisées, le pays étant classé à la 5ème place mondiale avec 9 BCM/an selon un rapport de la banque mondiale publié en 2017. Mais, selon d'autres sources, le torchage du gaz algérien a débuté de manière conséquente juste après les nationalisations de 1971 avec une moyenne de 10 BCM/an jusqu'en 1983, avant de chuter à 6 BCM/an jusqu'à aujourd'hui. En somme, le volume total torché serait d'environ 400 BCM ce qui correspond à une perte sèche d'environ 130 milliards de dollars pour un prix de 9 dollars/MMBTU, soit 2.5 milliards de dollars partis en fumée chaque année.

Le repli de l'industrie gazière algérienne n'a cependant pas empêché la SONATRACH de vouloir investir dans le renforcement de ses infrastructures et moyens de transport visant, non seulement la pérennité de son gaz sur le marché européen, mais aussi de nouveaux clients, notamment le marché asiatique où la Chine, le Japon et la Corée du Sud consomment 52 % de la demande régionale. Le lancement de nouveaux gazoducs dont le Galsi (projet à l'arrêt), l'acquisition de nouveaux méthaniers en 2017, de capacité 172 000 m³, portant à huit le nombre de bateaux GNL (environ 1 million de m³ GNL) alors que, rappelons-le, les usines de liquéfaction ne tournent qu'à hauteur de 38 % de leur capacité globale, le plan d'investissement de 56 milliards de dollars, entre 2018-2022, dont 80% pour l'exploration et l'augmentation de la production n'est-il pas un signal fort lancé par l'Algérie à ses concurrents comme pour leur dire que le gaz algérien, aux portes de l'Europe, n'est pas prêt à céder de sa part de marché ? Mais dans un environnement concurrentiel,

seule la réalité du terrain compte en matière de concrétisation des objectifs rentables et atteignables dans les délais. En effet, contrairement au pétrole, le gaz est une industrie à lourds investissements. La défense de sa part de marché se heurte à des difficultés financières mettant hors de course nombre de compagnies ou pays producteurs malgré le potentiel gazier dont ils disposent. Les infrastructures de transport coûtent cher et nécessitent plusieurs années pour être construites. Le coût moyen de construction d'un gazoduc de plus de 1000 kilomètres s'élève à plusieurs milliards de dollars et celui d'acquisition d'un méthanier de 100 000 tonnes de GNL est autour de 200 millions de dollars, etc. C'est dire qu'à potentiel énergétique identique, le coût de transport du gaz est 4 à 5 fois plus élevé que celui du pétrole. Arriver à surmonter ces défis c'est disposer d'un avantage concurrentiel permettant de dominer un marché, y défendre et préserver sa part. L'Algérie a-t-elle aujourd'hui, encore et toujours, les moyens lui permettant de s'imposer davantage sur le vieux continent, voire ailleurs, au moment où les frontières gazières s'estompent avec l'émergence de la filière GNL ? Pas si sûr.

Marché européen : point de mire du gaz algérien

La consommation européenne du gaz naturel a baissé entre 2010 et 2014 avant de rebondir en 2015 pour atteindre 535 BCM en 2018. Pas moins de 350 BCM (65 % de la demande) ont été importés dont 270 BCM par gazoducs et 80 BCM sous forme de GNL. À l'horizon 2035, la demande de gaz naturel de l'Europe devrait dépasser les 650 BCM dont 550 BCM importés (85% de la demande), une croissance tirée principalement par les besoins de la génération électrique. En raison de la hausse de la demande, les prix, qui seront très peu indexés sur le pétrole, vont être de type «spot», à court terme, ce qui va conduire à arbitrage entre les différentes sources d'approvisionnement appelées à devenir de plus en plus nombreuses et concurrentes. En dehors des états gaziers européens, qui sont la Grande-Bretagne et les Pays-Bas, les principaux pays fournisseurs de l'Europe (la Russie, la Norvège, l'Algérie et le Qatar), sont sur le point d'être bousculés par les États-Unis, l'Australie, le Nigéria, voire le

Mozambique, la Libye, etc.

La politique d'investissement global des européens dans les infrastructures gazières (gazoducs et terminaux de GNL) vise la diversification des sources d'approvisionnement permettant la compétitivité du marché gazier et la baisse des prix pour une meilleure rentabilité des investissements. Ces derniers répondent non seulement à l'importation du gaz africain, et algérien en particulier, ou du moyen orient, mais aussi à l'accroissement des importations en provenance de l'Asie et du GNL issu du gaz de schiste américain. Dans cette optique, le projet de gazoduc trans-adriatique vient juste d'être entériné pour relier l'Europe du sud au gisement gazier azerbaïdjanais. Par ailleurs, le gaz algérien pourrait même être concurrencé, en Europe, par celui en provenance du Nigéria si le projet du gazoduc Nigeria-Algérie-Europe arriverait à être concrétisé. Ce projet, appelé le *Trans Saharan Gas Pipeline* (TSGP), d'une longueur totale d'environ 4400 Km, devait relier le Nigéria (sur 1000 Km), via le Niger (800 Km) à la côte algérienne de Beni Saf (2400 Km) avant de plonger en offshore (200 Km) à destination de l'Espagne pour alimenter le vieux continent en gaz nigérian à raison de 20 à 30 BCM par an. Le Nigéria occupe le 10ème rang mondial en matière de réserves de gaz avec 5200 BCM, soit deux fois les réserves de l'Algérie. Ce projet, dont le coût était estimé à une quinzaine de milliards de dollars, devait être réceptionné en 2015. Bien que les algériens et les nigériens avaient déjà signé le mémorandum d'entente en 2002 et finalisé les études de faisabilité du gazoduc en 2005, le Maroc, profitant du gel du projet, pour des raisons financières côté nigérian, a voulu le récupérer, en 2016, pour le faire passer par le royaume, soit sur une longueur totale 6000 Km jusqu'en Espagne, ce qui est techniquement et financièrement utopique sachant que son tracé, version marocaine, nécessite la mobilisation et l'engagement d'une dizaine de pays riverains de la CEDEAO en matière de négociation du tracé (offshore ou onshore) et des droits de passage. Sur le plan financier, les pays concernés, totalisant une population de 300 millions d'habitants, comptent parmi les plus pauvres de la planète avec des budgets annuels dérisoires ne dépassant pas les 2 milliards de dollars, exceptés le Nigéria (20

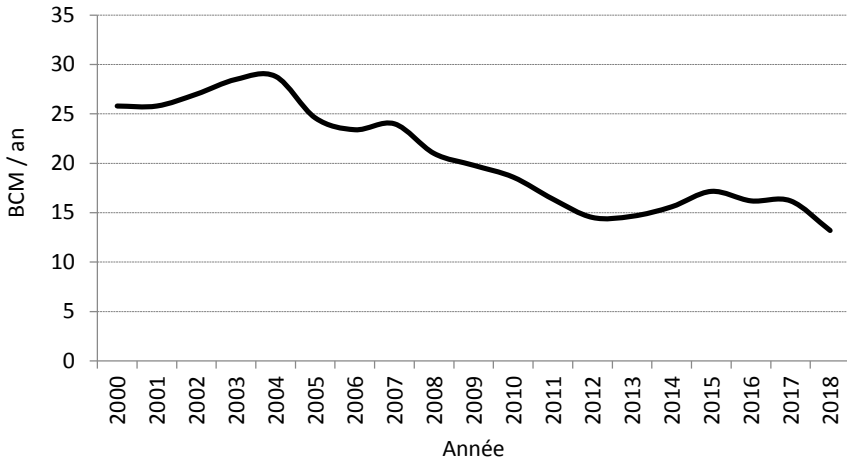
milliards de dollars), le Ghana et la Côte d'Ivoire (une dizaine de milliards de dollars) et des réserves de change de 5 à 10 milliards de dollars, ne totalisant pas l'équivalent de celles de l'Algérie, pourtant en situation économique fragile depuis juin 2014, du fait de la détérioration du marché pétrolier. Un autre écueil, et pas le moindre, est d'ordre politique internationale et qui pourrait éloigner toute contribution des investisseurs étrangers au financement du «projet marocain» que le makhzen compte faire passer par le Sahara occidental. Ce dernier étant officiellement inscrit sur la liste des territoires non autonomes, le Maroc se devait de se conformer à la charte des nations unies en matière de reconnaissance des intérêts et droits des habitants sahraouis de rester maîtres de la mise en valeur future de leur territoire et ressources. Ce projet, version marocaine, a été largement développé dans ma contribution parue dans le quotidien national «Le soir d'Algérie» du 12 juin 2017, sous le titre «*Le fantasme du roi et l'effolement injustifié d'Alger* ».

Toujours est-il que sur le marché gazier européen la concurrence sera féroce tant sur le plan pipelinier que sur celui du GNL et se jouera entre 4 ou 5 pays au sein desquels l'Algérie risque de ne plus figurer pour longtemps. Sur le plan pipelinier, la Russie, premier fournisseur incontournable de l'Europe, avec une part de marché de 33%, dispose de 18% des réserves mondiales et produit plus de 600 BCM/an, dont 170 à 200 BCM/an sont livrés au vieux continent, soit 35% de ses besoins européens. Le projet de gazoduc «*Nord Stream 2*» reliant la Russie à l'Allemagne, sans passer par l'Ukraine, devra permettre à au géant Gazprom de hisser sa part de marché européenne actuellement dominée par le gazoduc «*Nord Stream 1*» opérationnel depuis 2012. Si le «*Nord Stream 2*», contesté par les américains, et qui ne concernent pas uniquement l'Allemagne, arriverait à être opérationnel à partir de 2020-2021, comme prévu, il va permettre à la Russie de rajouter 55 BCM/an sur le vieux continent, ce qui correspond à 10 % de la consommation annuelle de l'Union européenne. Par ailleurs, pour les pays du moyen orient (dont le Qatar) qui détiennent 40% des réserves mondiales de gaz, l'Europe est aussi une alternative que le marché asiatique et de nombreux contrats de livraisons de GNL sont déjà conclus, en

plus des projets de gazoducs reliant deux puissances gazières à l'Europe, en l'occurrence le Qatar (13% des réserves mondiales) et l'Iran (17% des réserves mondiales).

La baisse des exportations algériennes par gazoducs vers l'Europe renvoie le pays à la quatrième place avec une part de marché de 8%, derrière les Pays-Bas (10%), la Norvège (23%) et la Russie (33%). Sur le plan GNL, le Qatar reste pour l'heure le premier fournisseur de l'Europe avec 23 BCM en 2017, suivi de l'Algérie (13 BCM), le Nigéria (12.5 BCM), la Russie (7 BCM) et les USA (5 BCM). Au vu du recul des capacités du GNL algérien et des ambitieux projets russes dans la filière, le produit algérien risque de céder sa deuxième place au GNL russe dans les toutes prochaines années, notamment avec le lancement en 2018, du projet «Arctic LNG 2» de la compagnie gazière russe Novatek avec le groupe français TOTAL et les chinoises CNODC, filiale de la China National Petroleum Corporation (CNPC) et la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC). Ce méga projet, situé au nord de la Sibérie, produira dans un premier temps 28 BCM en 2023, avant d'atteindre ses pleines capacités en 2025. Le GNL algérien, en déclin depuis 2004 (Fig.19), ne tarderait pas à être rattrapé par celui des schistes américains mais aussi par le produit australien qui pourrait même disputer bientôt la première place mondiale avec le Qatar. Le GNL australien va en effet si vite avec des exportations passant de 26 BCM en 2011 à 120 BCM en 2019 et seront de 154 BCM en 2024.

Fig.19 - Algérie - Production GNL (Période 2000 - 2018)



Force est d'admettre qu'aujourd'hui le poids du gaz algérien sur le marché européen n'est plus celui des années 1990. Les contrats long terme expirant pour la plupart en 2019-2021, pour espérer en reconduire certains et préserver sa part de marché sur le vieux continent, l'Algérie se doit de s'adapter aux nouvelles conditions des contrats. Elle doit lutter sur deux fronts : assurer sa pérennité en tant que fournisseur potentiel par la mise à disposition de ses clients des volumes conséquents mais aussi faire face à la pression de ces clients au sujet du prix de cession du gaz au prix spot, un prix qui sera inférieur d'environ 50% de celui pratiqué dans les contrats long terme quand la tarification du gaz était indexée sur le prix du pétrole. Les renouvellements des contrats porteront sur des durées ne dépassant pas une dizaine d'années. C'est ainsi qu'en mai 2019, la SONATRACH a signé avec la partie italienne, une reconduction de contrat pour la livraison au groupe ENI, via le gazoduc Enrico Mattei, d'un volume annuel de 9 BCM sur une durée de 10 ans. Ce contrat a été suivi, en juin 2019, de la signature d'un deuxième accord avec le groupe énergétique italien Enel pour la fourniture de 3 BCM de gaz par an, sur une durée également de 10 ans à partir de 2020, dont deux années optionnelles. Ceci porte à au moins 12 BCM la quantité de gaz algérien qui sera écoulé annuellement sur le marché italien durant les 10 prochaines années.

Le troisième renouvellement de contrat, signé également en juin 2019, entre la SONATRACH et la société portugaise *Galp Energia* porte sur la livraison, durant 10 années, de 2.5 BCM/an. De même, un contrat pour la vente 9 BCM/an à l'Espagnol Gas *Natural Fenosa*, pour une durée de 9 ans, a été conclu en septembre 2018.

Le renouvellement de ces quatre contrats permettra à l'Algérie d'assurer une exportation pipelinière d'au moins 23.5 BCM/an jusqu'en 2030. La reconduction d'autres contrats non encore renégociés, avec la partie française en particulier, devrait permettre de porter les exportations pipelinières totales à une trentaine de 30 BCM par an vers le vieux continent durant les 10 prochaines années, ce qui serait toutefois en deçà du volume pipelinier exporté par l'Algérie vers l'Europe en 2018 et qui était de 33 BCM.

En GNL, la SONATRACH avait aussi signé avec la société turque Botas, en septembre 2018, un avenant à un contrat gazier datant de 2014 en vue d'augmenter le volume des exportations algériennes à 5.4 BCM/ an, contre 4.4 BCM/an auparavant. Tout récemment, en juin 2020, la compagnie nationale et le groupe français TOTAL ont conclu un accord prolongeant de 3 années l'approvisionnement du marché français en GNL algérien à hauteur de 2 MMTonnes/an (2.8 BCM/an).

Mais avec la régression de l'industrie gazière algérienne, la reconduction de certains contrats avec l'Union européenne semble peu suffisante pour faire face à tous ses concurrents potentiels, sachant qu'il serait difficile pour l'Algérie de pouvoir maintenir le cap pour, à la fois, fournir régulièrement sur 10 ans à ses clients les quantités contractuelles et satisfaire la forte demande interne qui a contribué à faire chuter sa part de marché européenne de 16% dans les années 1990 à 8% aujourd'hui. Mais il serait abject d'imputer tout déficit gazier dans les exportations à la seule croissance du marché intérieur alors que le déficit réside dans l'essoufflement des gisements. Le problème est que ces contrats, reconduits pour 10 ans, arriveront à terme vers 2030, année présumée de la cessation des exportations, les réserves restantes serviraient juste pour répondre aux besoins internes du pays. Il est vrai aussi que durant les dix

prochaines années, le prix de cession du gaz sera certainement proche de celui spot, ou du moins un pourcentage des ventes sera au prix spot, ce qui va impacter négativement les revenus du pays d'autant plus que la production algérienne est en déclin, les quantités à exporter seraient également à la baisse d'année en année et la perte de part de marché sur le vieux continent risque de s'amenuiser davantage. Le recul des exportations du gaz algérien vers le vieux continent vient, par ailleurs, des clients européens eux-mêmes qui tendent à revoir à la baisse les quantités indexées sur le pétrole en provenance de l'Algérie sachant aussi que l'objectif des européens est désormais la recherche d'une diversification des sources d'approvisionnement au moment où le nombre de nouveaux entrants compétitifs ne cesse de grossir. Ce qui explique la courte durée des reconductions des contrats et les modestes volumes qui seront livrés, comparativement aux contrats long termes, à l'exemple de l'Italie qui était approvisionnée à hauteur de 22 BCM en 2018 et de seulement 12 BCM en 2019. C'est aussi le cas de l'Espagne qui a réduit ses besoins en gaz algérien (GNL et par gazoduc) qu'elle trouve cher (car indexé sur le pétrole) et a donc préféré s'approvisionner et stocker du GNL à meilleur prix en provenance des États-Unis, de la Russie et du Qatar. Les importations espagnoles du gaz algérien ont, en effet, baissé de 18 BCM en 2018 à 11 BCM en 2019.

À ce rythme, le gazoduc Pedro Duran Farell risque d'être sous utilisé, voire abandonné, selon certaines sources, compte tenu de l'extension de ce Gazoduc, opérée par l'Algérie en 2018 pour le raccorder au gazoduc Medgaz qui relie directement l'Algérie à l'Espagne. Selon la SONATRACH, cela entre dans le cadre de l'augmentation des exportations du gaz algérien vers l'Espagne, ce qui est en contradiction avec la décision espagnole de limiter les volumes en provenance de l'Algérie. Cette extension pourrait trouver son explication, plutôt, par l'éventualité d'une non-reconduction, par le Maroc, du contrat de passage du Gazoduc Pedro Duran Farell par le royaume, un contrat qui arrivera à terme en 2021, auquel cas l'Algérie exportera tout son gaz destiné à l'Espagne via le seul gazoduc Medgaz qui ne passe pas par le Maroc.

En mai 2020, la SONATRACH est devenue majoritaire dans le gazoduc Medgaz après l'acquisition de 19,10% des actions du groupe espagnol CEPSA, correspondant à 8,04 % d'intérêts, faisant passer la participation algérienne de 42.96 % à 51% dans la Société Medgaz SA, qui gère et exploite ce Gazoduc. L'autre espagnol, Naturgy, détient les 49% restants. Les actions de ce Gazoduc n'ont pas cessé de changer de mains depuis le lancement des études de faisabilité en 2002. En 2006, les groupes BP et TOTAL se sont retirés de ce projet. Aujourd'hui, la SONATRACH y est devenue majoritaire au moment même où l'avenir de ses capacités d'exportation de gaz vers l'Europe est des plus hypothéqués.

Le gaz algérien : horizon 2030-2040

L'histoire du gaz algérien peut être subdivisée en deux grandes périodes distinctes. Une période allant de 1957 à 1966, durant laquelle on découvre du gaz plus qu'on en consomme et une deuxième période qui s'étend jusqu'à aujourd'hui et durant laquelle on consomme plus qu'on en découvre. Toutes nos spéculations vont porter sur les 25 prochaines années, ou troisième période du gaz algérien. Si l'on connaît relativement mieux le devenir des réserves disponibles (prouvées), durant les 10 prochaines années (jusqu'en 2030), il reste difficile de pouvoir se prononcer très objectivement sur le devenir de l'Algérie gazière au-delà de cet horizon.

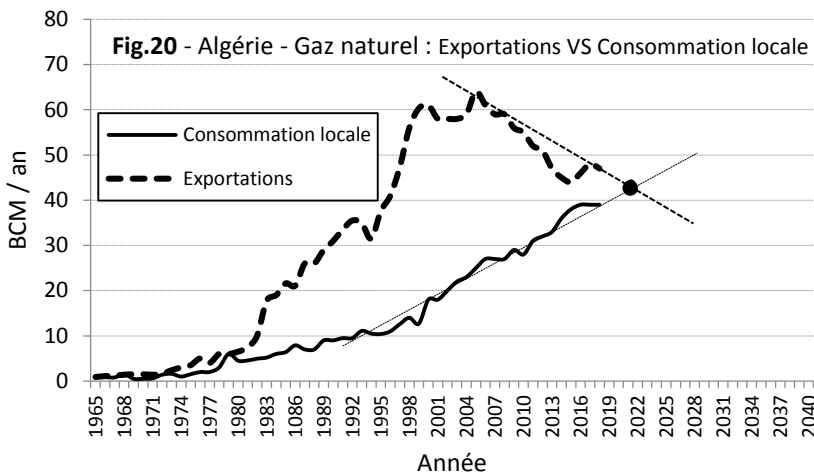
La confrontation du profil prévisionnel conservateur de la production totale de gaz à ceux de la consommation locale et des exportations, à l'horizon 2030-2040, montre qu'en 2030 la production va tourner autour de 95 BCM, dont 55 BCM pour le marché local. Les exportations et la réinjection se départageront les 40 BCM restants (Tab.22).

Tab.22 - Besoins algériens en gaz 2018 - Horizon 2040
(Scénarios conservateurs)

	Prod. Totale	Marché local	Réinj.	Export.	Besoins totaux	Import.
Horizon	BCM	BCM	BCM	BCM	BCM	BCM
2018	132	40	42	50	132	0
2030	95	55	40	0	95	0
2035	85	60	25	0	100	15
2040	70	70	30	0	100	30

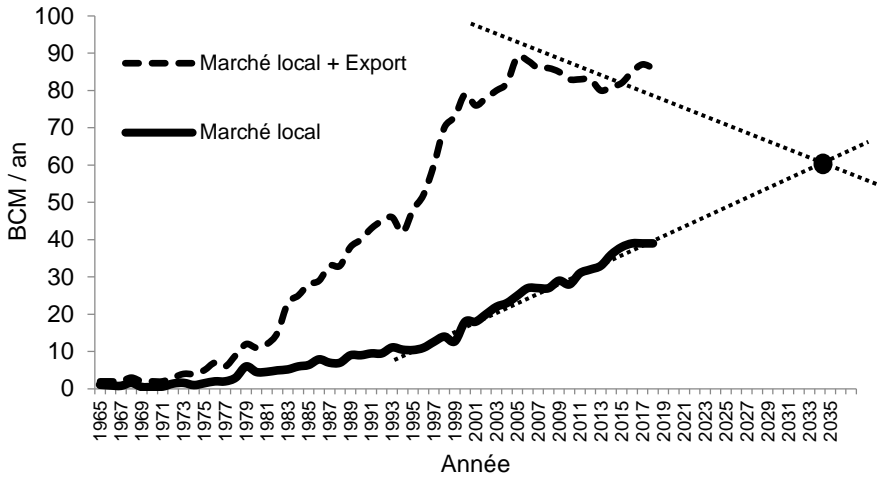
Le profil des exportations, en déclin, indique qu'elles égaleront les besoins du marché local au plus tard vers l'année 2022 (Fig.20) et seulement 25 BCM pourraient être (théoriquement) exportés en 2030. Il ne resterait que 15 BCM pour les besoins de la réinjection, ce qui est d'ores et déjà insuffisant vu que les gisements en déplétion, et qui seront en ce moment-là plus essouffés et plus nombreux, vont nécessiter une réinjection d'au moins 30 à 40 BCM/an. La satisfaction des besoins nationaux étant une priorité, le pays sera alors contraint d'arrêter les exportations dès 2030 pour maintenir un plateau de production raisonnable par la réinjection. Mais cela ne fera que différer le problème puisqu'en 2035, la production qui ne sera plus que de 85 BCM/an arrivera juste à couvrir la demande domestique qui grimpera, quant à elle, à un minimum de 60 BCM/an, ne laissant que 25 BCM pour la réinjection, une quantité encore insuffisante au vu du stade plus avancé de la déplétion des principaux gisements. La «figure 20a» montre ainsi qu'en 2035, au plus tard, quand les volumes commercialisés égaleront les besoins du marché intérieur, l'Algérie ne pourra plus exporter du gaz. Le pays aura plutôt besoin d'au moins 100 BCM pour couvrir, à la fois, le marché local et la réinjection. Le recours éventuel à l'importation de 15 à 20 BCM/an par an dès 2035 est donc un scénario à ne pas écarter. Si on continue les spéculations au-delà de 2035, la production gazière sera de 70 BCM en 2040. Cela ne couvrirait que les besoins domestiques qui seront également à ce niveau. Il va falloir donc importer une trentaine de BCM/an pour

assurer la réinjection. Nous avons tenu compte d'une politique d'efficacité énergétique en termes d'économie d'énergie, limitant les besoins totaux du pays (consommation et réinjection) à une centaine de BCM/an entre 2030 et 2040, dont environ 15 à 30 BCM seront importés dès 2035 à 4 milliards de dollars/an, pour un prix du gaz de 5 dollars/ MMBTU. Mais la question qui se pose est : le pays, rentier jusqu'à l'os, aura-t-il les moyens financiers pour importer continuellement son déficit gazier ? Nous avons vu plus haut que les exportations du pétrole devront cesser aussi vers l'horizon 2030, et la rente avec. Pour les pouvoirs publics, le recours au gaz de schiste s'impose et se justifie de lui-même. Mais à quel prix ? Une éventuelle exploitation du dispendieux gaz de schiste ne servirait donc que pour les seuls besoins internes, auquel cas, les réserves restantes du gaz conventionnel pourront, en ce moment-là, redynamiser les exportations et reconduire la rente pour quelques petites années.

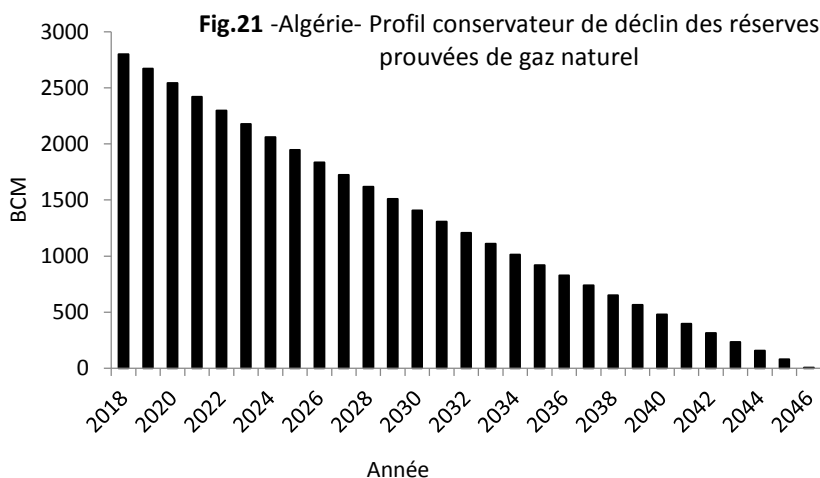


Il faut toutefois noter que ces spéculations se basent sur les réserves gazières prouvées (2745 BCM en 2018) dont la durée de vie est estimée, classiquement, à 21 ans (jusqu'en 2039), au rythme de la production moyenne brute des cinq dernières années (2014-2018), prise autour de 130 BCM par an.

Fig.20a - Algérie - Volumes de gaz commercialisés VS besoins internes



Mais cette approche, purement comptable, reste très subjective car, d’une part, le maintien de ce plateau de 130 BCM/an jusqu’à épuisement total des réserves est quasiment impossible du fait que la production décroît suivant une tendance moyenne de 2 % par an depuis 2008 et, d’autre part, une partie de la production brute (environ le tiers) est réinjectée dans les gisements pour le maintien de leurs pressions et seules les quantités produites et commercialisées ont été réellement consommées. C’est-à-dire qu’en 2039, il y aurait encore quelque chose comme 500 BCM dans le sous-sol, essentiellement comme gaz réinjecté. La meilleure approche de la durée de vie des réserves prouvées est celle basée sur leur atténuation annuelle en fonction de la production dont le taux de déclin moyen est de 2% annuellement depuis une décennie. Cette approche montre que les réserves chutent de manière exponentielle, avec un taux variable en fonction de leur épuisement, autour de 4% par an jusqu’en 2030, de 7% entre 2030-2035 et 9% au-delà de 2035. Partant de 2745 BCM en 2018, les réserves prouvées seront ainsi de 1400 BCM en 2030, de 920 BCM en 2035 avant de dégringoler rapidement à 480 BCM en 2040 pour s’estomper en 2046, soit une durée de vie réelle de 28 ans (Fig.21).



Mais le domaine minier algérien a-t-il révélé tous ses secrets et son potentiel gazier ultime ? Y aurait-il encore des découvertes conséquentes permettant d’augmenter les réserves et faire rebondir la production à un plateau proche ou supérieur à celui atteint en 2008 et qu’on soupçonne d’être le pic gazier algérien ? Une tentative de réponse dans ce qui suit.

Le pic gazier algérien : franchi en 2008 ?

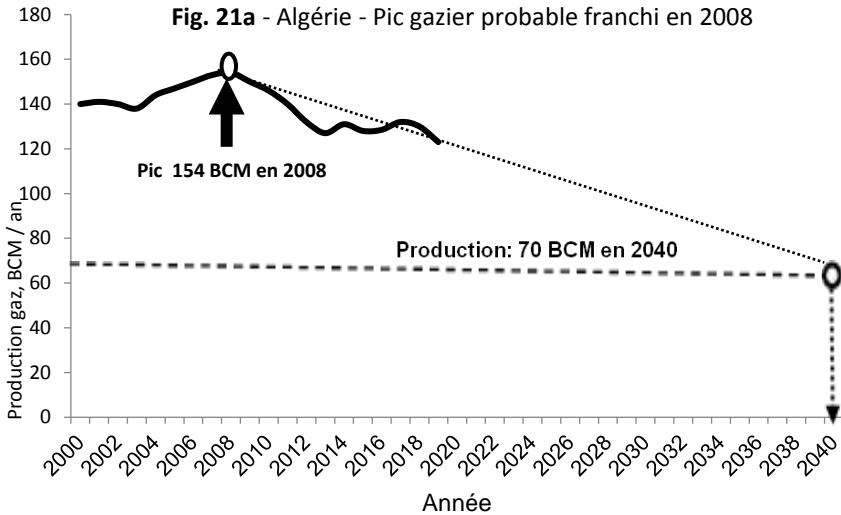
Les premières découvertes de gaz en Algérie (Hassi Rmel, Rhourde Nous, Alrar, TFT, etc.), ont été réalisées en l’espace d’une dizaine d’années (1957-1966). Ce sont les plus grandes en volume (supérieures à 200 BCM). Depuis les années 1960, le cumul annuel des volumes découverts n’excède que rarement les 100 BCM (en moyenne 50 BCM en place). La courbe des tendances de la taille des découvertes est naturellement de type log normal (décroissance avec le temps). Statistiquement, il est difficile de s’attendre à de nouveaux méga gisements en zones matures. Mais le même phénomène a été constaté pour le pétrole dans le bassin de Berkine dans les années 1980. Le recours aux nouvelles technologies en partenariat dans le cadre de la loi 86-14, est venu montrer qu’une tendance de type log normal pourrait être polymodale et que sa première tranche peut signifier la limite d’un

effort ou d'une technique et pas forcément la limite du potentiel pétrolier. Bien qu'un autre Hassi Rmel soit très peu probable en zones matures, celles-ci, ayant été évaluées par des techniques anciennes, recéleraient encore d'importantes réserves entre réévaluation et potentiel *upside* (gisements satellites).

Dans les zones peu explorées (notamment le Sahara ouest et central), les modélisations géochimiques de la SONATRACH, basées sur les quantités générées, expulsées, piégées et identifiées jusqu'ici, tablent sur un reste à découvrir de quelque 1000 BCM. Des estimations plus optimistes, et colportées par les pouvoirs publics, avançaient dans un court passé un reste à découvrir totalisant près de 200 TCF (5600 BCM) à l'échelle du domaine minier algérien ! Trop beau, n'est-ce pas ? Le faible taux de renouvellement des réserves par l'effort exploration depuis près de deux décennies et le recours hâtif au gaz de schiste semblent avoir gommé définitivement cet optimisme de la tête des mêmes pouvoirs.

Mais, comme pour le pétrole, il existerait encore assez de gaz à mettre en évidence pour enrayer le déclin de la production algérienne et booster son plateau à même de rattraper celui de 2008, voire le dépasser. Ce présumé potentiel à la rescousse se subdivise en deux parties : quelques gisements prouvés mais non encore développés, d'une part, et d'éventuels volumes à découvrir dans les zones peu explorées, d'autre part. Le gaz étant une industrie de longue haleine, nous accordons à ces potentiels gaziers trois ou quatre ans pour mettre en productions les gisements non développés et une dizaine d'années pour découvrir et développer le présumé potentiel restant à identifier. Il est clair que pour les gisements non encore développés, l'apport additif devra se manifester par un redressement progressif du profil de production entre 2020 et 2023 au fur et à mesure que tous les gisements non développés entreront en production. Si durant et après cette période, les volumes qui seraient découverts resteront toujours en deçà des quantités produites et commercialisées, force est d'admettre que le plateau maximal de 154 BCM atteint en 2008 (Fig.21a) pourrait bien être le pic gazier du domaine minier algérien,

auquel cas, toute poursuite de l'exploration gazière ne servirait qu'à vider de son air un ballon dégonflé.



3.3 - La solution gouvernementale : quand on prend l'illusion pour de la conviction

Les niveaux de la production, tous hydrocarbures confondus, et des volumes exportés, restent, pour le gouvernement algérien, le baromètre de mesure de la rente et de l'économie nationale. Ces deux niveaux ont atteint leurs pics entre 2005 et 2008 avant d'entamer un déclin qui se poursuit jusqu'à aujourd'hui.

Constatant que la déplétion des gisements de Hassi Messaoud et Hassi Rmel est désormais une réalité, pour faire face à la baisse de la production gazière et pétrolière du pays et au recul des quantités destinées à l'exportation, les décideurs algériens n'ont pas trouvé mieux que de privilégier la manière à l'art pour essayer de reconstituer les réserves et perpétuer la rente: exploiter les hydrocarbures non conventionnels, dont le gaz de schiste en particulier, et pour le type conventionnel, transformer le domaine minier en gryère en creusant plus de cent puits d'exploration par

an, plonger, les yeux bandés, dans l'offshore algérien et vendre une partie du gaz destiné à la réinjection au détriment de la pérennité des gisements. C'est ce qu'on appelle compliquer une situation, déjà extrêmement enchevêtrée, par des intentions et des convictions à la limite de l'absurdité et de l'utopie. Cela dénote un manque avéré de stratégie et de visibilité dans le choix de la politique énergétique. Nous verrons dans les prochains chapitres, que cette «solution» est, d'ores et déjà, vouée à l'échec.

Il est clair que la décision gouvernementale, pour le moins précipitée, d'opter pour les hydrocarbures non conventionnels, trouve sa principale raison dans l'état des réserves prouvées actuelles qui n'arriveraient pas à répondre, dans une dizaine d'années, à la fois, à tous les engagements du pays en matière d'exportation, d'approvisionnement du marché local et de réinjection pour ce qui est du gaz. Ironie du sort, concernant les ressources restant à découvrir par l'effort exploration, c'est la SONATRACH elle-même qui ne cesse de réitérer, dans ses documents officiels, que la moitié du domaine minier national reste inexploquée et d'énormes potentiels dorment encore sous le sable du désert !

Le gouvernement, a, rappelons-le, communiqué les chiffres officiels des réserves, tous hydrocarbures confondus, à environ 4.4 Mds TEP dont 3 Mds TEP pour le gaz et 1.4 Md TEP pour le pétrole, dont 56% ont été consommés, ce qui intrigue les pouvoirs publics.

Cette nouvelle stratégie gouvernementale de communiquer, subitement, des chiffres des réserves aussi dramatiques, vise à faire avaler au citoyen la nécessité absolue du recourir à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels corroborée par un texte (loi 13-01 du 20 février 2013) qui se voulait plus attractif pour le partenariat notamment pour le gaz de schiste. Cette manœuvre laisse aussi penser que le gouvernement et les responsables du secteur sont pratiquement convaincus que l'ère des «années pétrole conventionnel» est révolue, acceptant de fait que les pics pétrolier et gazier ont bel et bien eu lieu vers les années 2007-2008 et que le potentiel non conventionnel reste l'unique issue pour assurer la sécurité énergétique du pays et surtout pour pérenniser la rente.

La réhabilitation de l'investissement dans les hydrocarbures conventionnels tant dans l'activité exploration que dans l'amélioration des taux de récupération des gisements, doit constituer une priorité par rapport aux différents financements non rentables comme les infructueuses dépenses en international, le gaz de schiste et l'incertain offshore qui, encore mal connu, nécessite de sérieuses études approfondies, au lieu de lui coller les modèles récoltés ici et là, dans de pays méditerranéens suite à certaines découvertes . Durant l'embellie pétrolière qui s'est offerte à tous les rentiers entre 2004 et 2014, l'Algérie n'a pas songé injecter de l'argent ni dans la bonne gestion de ses principaux gisements pour améliorer leurs taux de récupération, ni dans la rénovation de ses vieilles installations pétrolières datant des années 1960 et 1970. Les arrêts et pannes techniques durant des mois au niveau de nombreuses installations sont devenus monnaie courante suite à une utilisation abusive eu égard à leur durée de vie limitée. C'est le cas du gisement de Rhourde El Baguel, fermé pendant 6 mois en 2010, la paralysie des sites d'injection d'eau, proie facile de la corrosion, les incendies dans les usines de GNL de Skikda en janvier 2004 et de Bettioua tout récemment, en juillet 2019, pour ne citer que ces exemples.

Tous ces problèmes de maintenance et de non disponibilité de pièces de rechange expliquent, en partie, la chute draconienne de la production, en déclin de 18% depuis les années 2005-2008 alors que pratiquement tous les gisements algériens, dont Hassi Messaoud et Hassi Rmel, ne sont encore qu'au stade de la récupération primaire ou secondaire. Les algériens n'ont pas voulu enrayer le déclin précoce de leurs méga gisements par une gestion faisant appel aux techniques et concepts utilisés par les grandes compagnies pétrolières dans le monde.

Prenons l'exemple du géant français TOTAL qui a signé, en 2018, un accord de partenariat avec Google dans le domaine de l'intelligence artificielle (IA) afin d'optimiser et faciliter l'exploitation de ses gisements de pétrole et de gaz. D'ailleurs, le recours de TOTAL à l'IA a commencé dès les années 1990 et mis en œuvre en 2013. Cet

algorithme s'applique aussi à la maintenance prédictive des différentes composantes des installations (turbines, pompes et compresseurs, oléoducs, gazoducs,...) et permet non seulement de générer un retour d'investissement et des économies appréciables mais aussi d'étirer la longévité du gisement. D'ici quelques années, la compagnie qui ne sera pas utilisatrice de l'IA sera en marge du business pétrolier. Il n'est pas dit qu'il faut investir dans ces algorithmes pour tous les gisements algériens mais ceux de Hassi Messaoud et Hassi Rmel, qui représentent 70% de la production algérienne ne méritent pas de succomber précocement à cause d'un désinvestissement résultant d'un manque de volonté politique au grand dam des compétences algériennes. Il est utile de signaler que le gros problème économique du Venezuela, aujourd'hui, n'est pas l'effet des seules sanctions américaines mais le résultat d'un désinvestissement quasi absent dans le secteur pétrolier durant les années Chavez (de 1998 à 2013) bien que le pays dispose des premières réserves du monde avoisinant les 300 milliards de barils. Hugo Chavez avait tout simplement mal géré la manne pétrolière en l'utilisant pour financer sa politique, réduisant à néant les capacités d'investissement de la compagnie nationale PDVSA. C'est un peu ce que les algériens ont fait avec l'embellie pétrolière et l'aisance financière de ces 20 dernières années.

3.4 - Maturité exploratoire du domaine minier algérien

L'intensification de l'exploration pétrolière n'est pas une panacée

Depuis plus d'une dizaine d'années l'exploration pétrolière en Algérie est entièrement assurée en effort propre, par la SONATRACH, avec une intensification de l'activité forage qui est passée d'une moyenne de 40 à 50 puits par an entre 2000 et 2010 à une centaine de puits par an entre 2010 et 2019. Il se trouve que cette intensification de l'effort exploration n'a pas ramené les résultats escomptés en matière d'augmentation des réserves et de la production en vue de redresser les exportations et entretenir une rente en détresse.

Depuis l'indépendance de l'Algérie, son économie a toujours été gouvernée, à plus de 97%, par les revenus des hydrocarbures. Et voilà que l'économie de rente, comme une rage de dent, vient de faire mal, très mal cette fois-ci, au pays, en l'immergeant dans une autre crise financière pendant que les réserves d'hydrocarbures du pays déclinent et le taux de leur renouvellement peine à compenser les volumes soutirés.

Force est d'admettre que pour apaiser ses crises financières, comme celle qui sévit depuis 2014, l'Algérie, pays mono-exportateur, ne peut compter sur autre chose que les revenus des hydrocarbures. Le pays doit ainsi trouver du pétrole pour se faire de l'argent et se faire de l'argent pour trouver du pétrole (*To find oil to make money & to make money to find oil*), une véritable «*Roue de Deming*» qui a bien fonctionné entre 2005 et juin 2014 quand elle avait réconforté l'aisance financière du pays.

Depuis 2014, la roue a fait marche arrière et la boucle reste difficile à boucler quand le prix du baril et les volumes exportés ne l'autorisent point mais tout en restant, selon l'ancien premier ministre, Abdelmalek Sellal, l'unique moyen pour soulager la douleur.

En effet, lors de la rencontre avec les nouveaux responsables du secteur de l'énergie et des finances, en date du 25 mai 2015, l'ancien premier ministre, conscient de la gravité de la situation actuelle et à venir, n'a pas hésité à «solliciter» les hydrocarbures à la rescousse en demandant à la SONATRACH de s'investir davantage dans l'exploration par l'augmentation de la densité de forages au kilomètre carré, estimant qu'avec 14 forages par 10 000 Km², le domaine minier algérien reste sous-exploré. Comme si l'intensification de l'effort exploration, dès ce matin, empêcherait les caisses de l'état de se vider cet après-midi. Le pays avait besoin d'argent frais et le pétrole est une industrie de longue haleine. Forer et découvrir aujourd'hui c'est exploiter dans 10 ans à 15 ans au meilleur des cas, en Algérie. Aussi, il ne suffit pas de faire des trous pour combler des lacunes et répondre aux besoins du pays. Il est vrai que si l'on ne fore pas on ne découvre pas mais il a été constaté, de par le monde, que l'augmentation du nombre de forages n'est pas systématiquement synonyme de succès exploratoire. Aux États-Unis,

par exemple, les réserves additives ont chuté de moitié pour un même effort d'exploration et les américains l'ont bien compris depuis leur pic pétrolier de 1970. Ce qui justifie leur rabatement sur le non conventionnel. Pour le domaine minier algérien, les statistiques de la décennie écoulée nous enseignent qu'il y a 70% de chance de ne rien découvrir même en intensifiant l'effort exploration. Le taux de succès de l'exploration pétrolière en Algérie a atteint deux pics historiques : l'un dans les années 1950-1960, avec la découverte des principaux gisements géants et avec très peu de forages, l'autre dans les années 1990, avec le partenariat quand ce taux a été porté à 35-40% grâce, particulièrement, aux résultats dans le bassin de Berkine.

Le taux de succès moyen actuel, véhiculé depuis une décennie, est tombé à 25-30% toutes découvertes confondues et c'est durant cette décennie qu'on a foré le plus et découvert le moins en volume. S'agissant de découvertes de taille relativement appréciable, le taux de succès n'est que de 20% (il y a en effet des découvertes dont le débit en surface est marginal).

Ainsi, forer plus de puits pour découvrir plus de pétrole et de gaz n'est qu'un mythe. On ne négocie pas avec la nature car la géologie pétrolière n'obéit pas à la règle de trois. Selon les rapports annuels de la SONATRACH, le nombre de puits forés durant la décennie écoulée a été multiplié par deux et le volume découvert divisé par deux. Où réside donc l'aberration ? On se fixe un objectif de découvrir, par exemple, 500 MMTonnes en place de pétrole par an. Se basant sur un taux de succès des forages d'exploration en Algérie de 20% et une taille moyenne de 30 MMTonnes en place par découverte, combien doit-on forer de puits pour atteindre l'objectif ? Un simple calcul de grand-mère nous dit qu'il faut forer au moins 85 puits pour faire 17 découvertes totalisant les 500 MMTonnes et le tour est joué. Il est ainsi clair que pour découvrir un milliard de tonnes de pétrole il va falloir forer 170 puits et s'attendre à 34 découvertes, etc. Une approche complètement abracadabrante avec la maturité du domaine minier, désormais assez avancée.

L'exploration pétrolière c'est comme la chasse au gibier. Pour y réussir il faut tirer une balle par gibier plutôt que bombarder la forêt. Il s'agit donc de bien forer et non de beaucoup forer. Le concept de la

faible densité de forage en Algérie, de seulement 19 puits /10 000 Km² (selon le Bilan des réalisations du secteur de l'énergie-année 2018) contre une moyenne mondiale de 105 puits/10 000 Km², selon l'ancien premier ministre Abdelmalek Sellal, ne saurait justifier l'intensification, les yeux bandés, de l'effort forage car cette moyenne mondiale présumée de 105 puits/10 000 km² ne peut servir de référence puisqu'elle tient compte de la forte densité, très particulière, aux États-Unis, qui avoisine 550 puits/10 000 Km². D'après les dernières statistiques, la moyenne mondiale, sans les États-Unis, tournerait autour de seulement 31 puits /10 000 Km², faisant donc de l'Algérie un des pays les plus forés de la planète et le plus foré en Afrique, comparativement au Moyen-Orient (9 puits/10 000 km²), à l'Asie-Océanie (7 puits) et à l'Afrique (5 puits).

En plus, l'effort exploration doit être optimisé du fait qu'il est loin de pouvoir, à lui seul, reconstituer les volumes produits annuellement. Selon les rapports du groupe *PFC-Energy*, consultant international en énergie, appuyés par les majors pétroliers, l'activité exploration est censée devoir contribuer, annuellement, à hauteur de 30% au renouvellement des volumes produits et les deux tiers devraient provenir des gisements anciens (révision de la cartographie avec la nouvelle sismique, les possibilités des extensions, amélioration des taux de récupération secondaire et tertiaire, etc.).

Jusqu'ici, la politique de renouvellement des réserves en Algérie est essentiellement basée sur l'exploration géologique et géophysique, qui obéit toujours à des concepts et dogmes pour le moins révolus, ce qui explique la faiblesse de la taille des découvertes réalisées annuellement malgré leur nombre élevé. Cela montre également l'absence de la capitalisation et l'analyse statistique des courbes d'écrouissage et de déclin des différents bassins. En conséquence, les réserves additives issues de l'effort exploration ne peuvent être que marginales comme en témoignent les résultats sur ces vingt dernières années. Depuis la fin des années 1990, plus de 75% des découvertes ont moins de 50 MMTEP en place, 50% ont moins de 20 MMTEP et seulement 4 découvertes (en Association) ont plus de 100 MM TEP en place.

Le premier ministre, Abdelmalek Sellal, avait donc mis la barre trop haut en instruisant la SONATRACH d'accroître la production d'hydrocarbures «*coûte que coûte*». Le challenge de cet impératif semble en effet difficile si les réserves additives issues de l'exploration et de celles «dormantes», non encore développées, ne suffisent pas pour venir à bout des déclin rapides des anciens gisements et de la production nationale. Citons, à titre d'exemple, l'année 2013 quand les nouveaux gisements de Menzel Lejmet et de Gassi Touil (gaz), d'El Merk et d'une unité de Hassi Messaoud (GPL) sont entrés en exploitation mais la production globale a chuté de 4% par rapport à celle de l'année 2012. Le même scénario s'est reproduit en 2018 quand la production a chuté de 2.3% par rapport à 2017 malgré l'entrée en lice d'un certain nombre de gisements en 2016-2018 (Gour Mahmoud, Touat, Reggane Nord, Timimoun, Isarène-Ain Tsila et Tinhert. N'est-ce pas énigmatique ?

Les accroissements des réserves et de la production prendront certainement plus de temps et ne seront possibles et conséquents qu'avec une politique de recherche mieux réfléchi et une gestion plus optimale des gisements en exploitation. Si l'ancien premier ministre tenait à ses instructions pour des résultats redressant la situation actuelle, il fallait autoriser les moyens nécessaires non en termes de finances mais en termes de vision stratégique à adopter pour y arriver. La priorité n'est pas de forer tant de puits par an mais de se fixer des objectifs atteignables et réalistes en matière de réserves additionnelles mobilisables et conséquentes pouvant booster, à moyen et long termes, la production, les exportations et les revenus: c'est ce qu'on appelle un résultat. Ne perdons pas de vue que les obligations de résultat doivent primer sur les obligations de réalisations physiques. Très souvent, les rapports annuels de la SONATRACH s'empressent de vanter le taux de réalisations physiques (nombre de puits forés, nombre de découvertes, kilométrage sismique,...), voire les réalisations en manifestations socio-culturelles et sportives, en œuvres sociales, etc. pendant que le volume des réserves additives, non annoncé, de surcroît, dans certains rapports, demeure très faible comparativement aux volumes produits et aux investissements engagés, sans que personne ne s'en soucie.

Les objectifs assignés à la SONATRACH par le gouvernement, bien que non chiffrés, ne peuvent se concrétiser, non plus, sans l'engagement d'une expertise de qualité notamment en matières de connaissance du terrain, de la maîtrise du risque et des coûts, une expertise dotée d'un bon management des projets «*core business*» de l'entreprise, mais aussi d'un management des hommes capables de les faire aboutir dans les délais et à moindres coûts.

A ce titre, je trouve utile de rappeler qu'en 2005, ma dernière année à la SONATRACH, celle-ci avait aussi fixé des objectifs à atteindre et qui consistaient à forer 100 puits d'exploration par an à l'horizon 2010, augmenter les réserves de 6% par an (sur recommandations de *Petroleum Finance Company -PFC Energy* en 2004), produire deux millions de barils/jour de pétrole et mobiliser 50 TCF de gaz (environ 142 BCM) à l'horizon 2015. Personnellement, encore en activité, j'avais estimé, dans un rapport que j'ai adressé, en 2005, au vice-président de la SONATRACH, et qui a certainement fini dans une poubelle, que ces objectifs relèvent de l'utopie en lui recommandant une stratégie plus réaliste à adopter. À l'échéance, et malgré l'embellie financière de la décennie écoulée, aucun des objectifs fixés n'a été atteint. Pis encore, les voyants sont passés au rouge, et ils le sont encore et toujours au moment où j'écris cette page. Mauvaises prévisions ou mauvaise gestion, personne, sur la chaîne, n'a tenu compte des moyens de sa politique, comme personne n'a trouvé utile de dresser un bilan *post mortem* pour comprendre les raisons de ce qui n'a pas marché, de l'échec du livrable. Qui souhaite revivre les erreurs du passé ? Certainement pas les gouvernements qui défilent.

Ainsi, le meilleur accompagnement d'une telle mission stratégique à objectifs nobles et sensibles demeure la qualité des ressources humaines, du socle au sommet de la pyramide, par leur engagement, intégrité, fidélité et adhésion au projet de l'entreprise, au service de leur pays. En plus de la rémunération, les travailleurs et les travailleuses d'aujourd'hui aspirent, plus que jamais, le droit à la rétribution en termes de reconnaissance et récompense, la motivation par l'écoute, la responsabilisation et l'implication dans les décisions, c'est-à-dire un management participatif où le *leadership*

doit disposer des capacités requises pour mobiliser l'organisation autour d'un objectif en combattant la marginalisation, le rejet et le clanisme. C'est ce type de changement, inexistant à SONATRACH, qui pousse les mêmes ressources humaines à développer leur sentiment d'appartenance à une grande entreprise plutôt qu'à une grosse entreprise. Il est de nature qu'un changement soit imposé par des défaillances et si nous voulons changer en mobilisant les mêmes ressources, rien ne serait différent. Celles-ci doivent nécessairement changer...ou être changées. « *Aucun problème ne peut être résolu sans changer l'état d'esprit qui l'a engendré* ». (Albert Einstein).

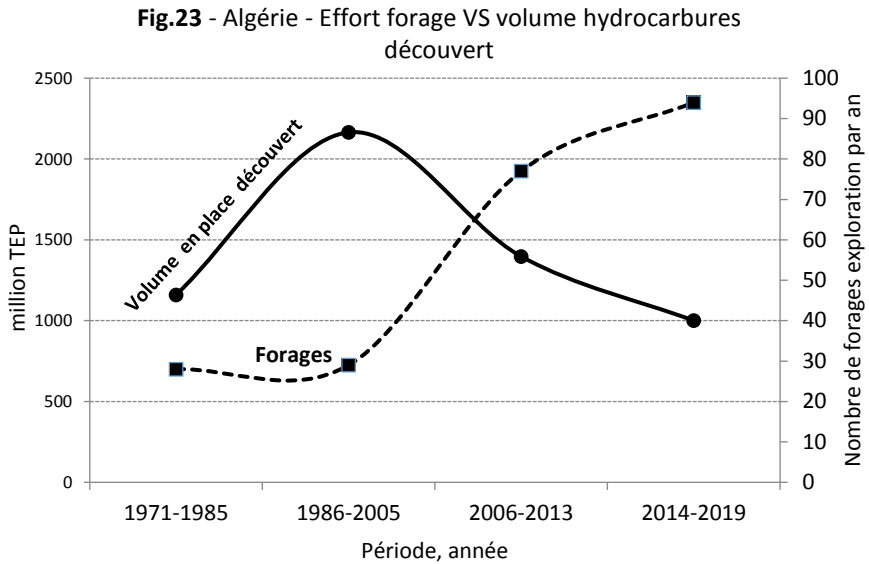
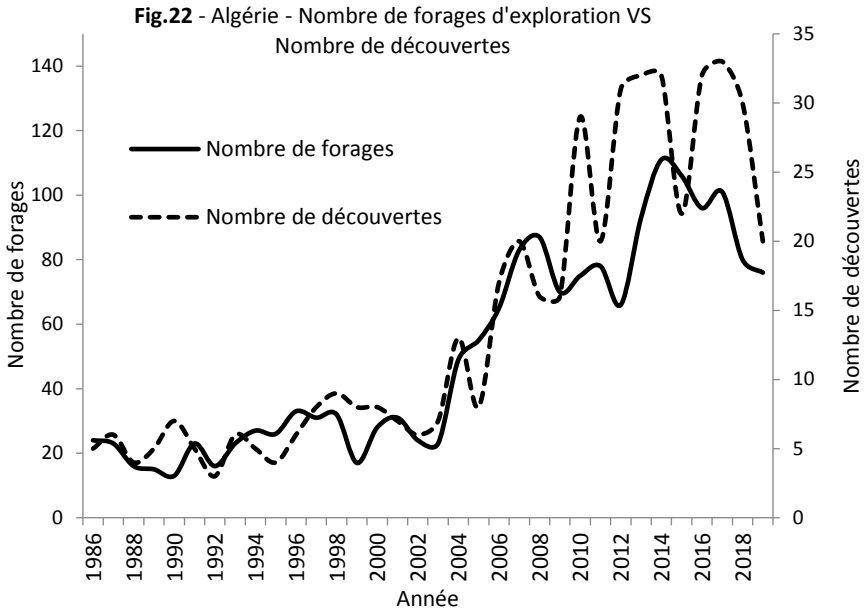
Les consignes et les instructions, ô combien ambitieuses, du premier ministre Abdelmalek Sellal ne sont pas tombées dans les oreilles de sourds. À peine sept mois après ses directives, en décembre 2015, la SONATRACH dévoila euphoriquement le plan de développement de son activité Amont pour la période triennale 2016-2018 durant laquelle la compagnie nationale comptait intensifier l'effort de forage en planifiant la réalisation de 799 puits dont 335 puits d'exploration et 464 puits de développement et ce dans le but d'augmenter les niveaux des réserves et de la production. Cette dernière devra ainsi augmenter de 5% en 2016, selon une déclaration du vice-président Amont de la SONATRACH, à l'agence américaine Bloomberg le 17 décembre 2015. Comme si le sous-sol regorge de pétrole et il suffit juste de le percer pour faire jaillir ce pétrole et la hauteur du jet est fonction du nombre de trous ! Ironie du sort, en 2016 la production totale (192 MMTEP) n'a pratiquement pas changé par rapport à l'année 2015 (191 MMTEP). Pis encore, de 2017 à 2020 elle a chuté de 11%, de 196 MMTEP à environ 175 MMTEP (fig.16).

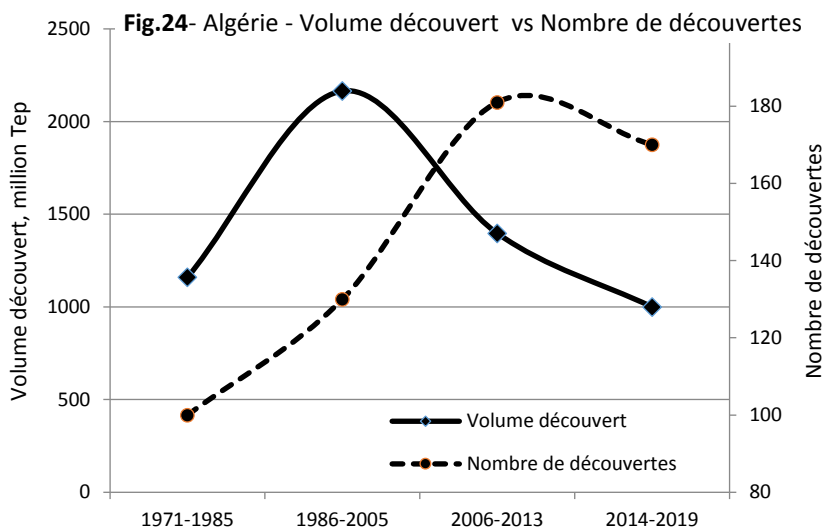
Y aurait-il encore du pétrole à découvrir dans les bassins algériens ?

Devant la difficulté de découvrir des volumes d'hydrocarbures compensant les quantités extraites, les responsables du secteur n'ont donc pas trouvé mieux que de recourir à l'intensification de l'effort forage comme unique moyen de reconstituer les réserves. L'effort forage d'exploration qui était moins d'une trentaine de puits par an

entre 1986 et 2005, est passé à une moyenne de 77 puits entre 2006 et 2013 puis à une moyenne de 95 puits par an entre 2014 et 2019, mais en vain.

Il demeure comptablement vrai qu'avec un taux de succès exploratoire historique de 25 à 30%, il est théoriquement possible que les chances de trouver des accumulations (rentables ou non) augmentent avec l'intensification de l'effort forage, ce qui est bien illustré, d'ailleurs, sur la figure 22. Mais en termes de volume en place il n'est pas certain qu'on va découvrir plus en forant plus dans des zones matures (aux voisinages des infrastructures et des gisements) d'autant plus que la SONATRACH considère comme découverte tout débit en surface supérieur ou égal à 2m³/ heure pour le pétrole et 2000 m³/heure pour le gaz, peu importe le volume en place et sa rentabilité. Le taux de succès exploratoire qui est le rapport du nombre de puits positifs au nombre total de puits forés, reste ainsi un leurre. Prenons un exemple. La compagnie fore cinq puits d'exploration et fait cinq découvertes marginales. Le taux de succès exploratoire est de 100% tandis que celui commercial est nul. Le taux de succès exploratoire ne devrait pas un paramètre de mesure de la performance de l'activité Exploration. Il n'a aucun sens quand les découvertes sont marginales en volume. La confrontation de l'effort forage aux volumes d'hydrocarbures découverts (Fig.23) montre bien que les plus grosses découvertes (Hassi Messaoud et Hassi Rmel non inclus), ont été réalisées durant la période allant de 1971 à 2005 bien que l'activité forage ne dépassait pas 30 puits d'exploration par an. Il est clair que le volume maximal découvert correspond à la période 1986-2005, couverte par la loi 86-14, quand le domaine minier algérien était très attractif pour partenaires étrangers.





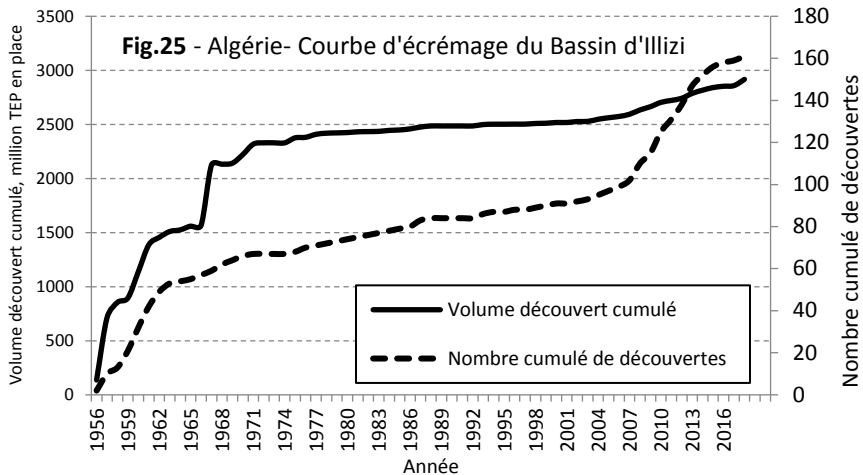
On note également qu’avec l’intensification de l’effort forage à partir de 2005, et malgré le nombre de découvertes cumulées, il n’en demeure pas moins que le volume en place découvert a dégingolé de 2165 MMTEP en place durant la période 1986-2005 à 1397 MMTEP entre 2006 et 2013 puis à 1000 MMTEP durant la période 2014-2019 (Fig.24 et Tab.23).

Tab.23 - Nombre de forages Exploration VS Découvertes

Période (Années)	Nbre Forages Exploration (Par an)	Volume découvert	
		En place (Million TEP)	Découvertes (Nombre)
1971-1985	28	1160	100
1986-2005	29	2165	130
2006-2013	77	1397	181
2014-2019	95	1000	170

Les volumes découverts annuellement depuis l’année 2006 restent très marginaux, parfois économiquement non exploitables pris individuellement, malgré l’intensification de l’effort exploration,

à se poser la question si les principaux bassins sédimentaires algériens n'ont-ils pas livré l'essentiel de leurs potentiels et que la poursuite des travaux de recherche, dans certaines zones, devenues matures, serait un investissement sans retour. Ceci semble être le cas de certains bassins comme celui d'Illizi pour ne citer que ce dernier. Sa courbe d'écrémage (Fig.25) montre que l'essentiel des gros gisements a été découvert entre 1956 et 1980 avec 76 découvertes totalisant 2425 MMTEP en place, soit 32 MMTEP par découverte.



On note qu'entre 1980 et 2005, et malgré l'augmentation du cumul des découvertes, celui des réserves est resté pratiquement inchangé, autour de 2500 MMTEP. Globalement, depuis l'année 1980, jusqu'en 2018, pas moins de 90 découvertes ont été réalisées mais n'ont ramené que 500 MMTEP, soit une moyenne d'environ 5.5 MMTEP par découverte. Malgré l'intensification de l'effort forage entre 2005 et 2018 et le rebond du nombre de découvertes, le volume cumulé en place n'a augmenté que de 355 MM TEP pour 64 découvertes réalisées, ce qui donne seulement 5.5 MMTEP par découverte. Le bassin d'Illizi étant un domaine plus pétrolier que gazier, un taux de récupération de 25% à 30% correspondra à 1.5 MMTEP récupérable par découverte (soit 11 MMbbl par découverte). À 70 dollars le prix du baril (prix optimiste), la valeur monétaire du volume récupérable, en tête de puits, est de 770 millions de dollars, ce qui équivaut aux CAPEX du projet, d'où la non rentabilité d'une

telle découverte prise individuellement. L'utilisation éventuelle des infrastructures «offset» existantes aura bien évidemment un coût.

Ce phénomène de déclin des volumes découverts, constaté également sur les principaux bassins sédimentaires algériens, témoigne de leur état de maturité avancé. La poursuite de l'exploration dans les périmètres proximaux aux gisements en exploitation ne contribuera, désormais, en rien dans l'accroissement des réserves nationales. Les recherches doivent être orientées vers les zones inexplorées, à haut risque géologique certes, mais les éventuelles découvertes seraient plus conséquentes. Il est quasi certain que les zones matures, désormais «stériles», à l'image du bassin d'Illizi, n'ont pratiquement rien à ramener comme réserves additives sur le plan commercial.

Depuis 2005, l'exploration pétrolière en Algérie s'est concentrée sur les zones qui ont déjà fait l'objet de nombreux forages et il y a peu de chances d'y trouver de nouveaux gisements de grande taille. Mais on continue à les explorer dans l'espoir d'y trouver des gisements de plus en plus petits et subtils, c'est-à-dire plus difficiles à localiser et non rentables.

Les autorités algériennes, n'ignorant certainement pas le tarissement de leur potentiel pétrolier conventionnel, cherchent à tout prix, depuis la crise pétrolière de 2014, un moyen pour pérenniser la rente et reconstituer les réserves de change par le recours aux schistes et à l'offshore comme solutions de rechange, au détriment d'une politique exploratoire en zones vierges ou peu matures, voire prolifiques, que ce soit au sud ou au nord du pays. Peut-être pour des raisons financières la SONATRACH évite de prendre de risques géologiques mais pourquoi donc les avait-elle longuement pris en investissant en international sans aucun retour, tout comme l'intention d'investir dans l'incertain offshore et l'onéreux gaz de schiste. Aujourd'hui, l'étau se resserre sur les dirigeants du pays qui ont raté l'occasion d'ériger une économie de production créatrice de richesses quand le pétrole coulait à flots et les recettes le permettaient.

3.5 - L'augmentation du taux de récupération des gisements

Des tentatives avortées

L'augmentation du taux de récupération des gisements algériens est juste un concept que les premiers responsables du secteur aiment employer mais il reste collé au bout des lèvres. Pis encore le taux de récupération primaire et secondaire de certains gisements, dont Hassi Messaoud, a dégringolé de 30 à 40% par rapport à ce qu'il était initialement. Les rares tentatives d'augmentation du taux de récupération ont d'ailleurs été décevantes suite, soit à l'inadéquation des techniques utilisées, soit à des difficultés financières du prestataire.

Le premier exemple est celui du vieux gisement de pétrole de Rhourde El-Baguel, situé à 100 km au sud-est de Hassi Messaoud. Ce gisement, découvert en 1962, avec en son sein quelque 170 MMTonnes récupérables, a fait l'objet d'un contrat de partage de production (51%-49%), signé le 15 février 1996 entre la SONATRACH et l'américaine ARCO (*Atlantic Richfield Company*), avant sa fusion dans BPAmocoArco en 2001. Cet accord, prenant effet à partir du 1er juillet 1996, et donnant naissance à l'entité mixte «*Sonarco*», visait à améliorer le taux de récupération des réserves restantes de pétrole (environ 100 MMTonnes) de 20% à 35%, pour porter la production de 25 000 b/j à 120 000 b/j à l'horizon 2007. Mais pour des raisons techniques liées à la nature du gisement, le nouvel opérateur (BPAmocoArco) n'arrivait pas à aller au-delà des 35 000 b/j.

Le Groupe dirigé par British Petroleum (BP) quitta alors le projet le 31 décembre 2011, laissant à la SONATRACH un goût d'inachevé.

Le 2ème exemple est celui du gisement d'El Gassi-El Agreb et Zotti, situé à une centaine de kilomètres au Sud-Ouest de Hassi Messaoud. Ce gisement, découvert en 1960 avec des réserves initiales d'environ 95 MMTonnes, a commencé à produire en 1964. Le contrat d'augmentation du taux de récupération, d'un montant avoisinant un demi-milliard de dollars, a été conclu entre la SONATRACH et l'américaine Amerada Hess, le 16 avril 2000 quand le gisement avait déjà produit 400 MM bbl. Le contrat portait sur

l'augmentation du plateau de production de 30 000 b/j (en 2000) à 45 000 b/j, soit une récupération de 50 % des quelque 300 MM bbl restant à produire sur une période de 20 ans (jusqu'en octobre 2020). À la suite de ses difficultés financières, Amerada Hess quitta l'Algérie en 2015 en vendant ses actifs à la SONATRACH, lui léguant un gisement dont les objectifs contractuels n'ont pas été totalement atteints.

Le troisième, et dernier exemple, est celui du gisement de Zarzaitine, découvert en 1957 et situé dans le bassin d'Illizi à une trentaine de kilomètres à l'Est d'In Amenas, près de la frontière libyenne. C'est un gisement de pétrole dont les réserves initiales en place sont de l'ordre de 2.3 Mds bbl dont 90% au réservoir du Dévonien F4. Il s'agit d'un anneau de pétrole surmonté d'un chapeau de gaz (gas cap) dont les réserves initiales en place s'élèvent à 7 BCM.

La production du pétrole de ce gisement à partir du réservoir F4 a atteint son pic maximal très tôt en 1962 avec 155 000 b/j. La déplétion du gisement poussa la SONATRACH à lancer un appel à la concurrence internationale pour une expertise capable d'augmenter le taux de récupération de 3% permettant d'extraire 70 MM bbl supplémentaires et produire, in fine, 50% des réserves en place. Le marché fut remporté par la chinoise Sinopec en octobre 2002 et est entrée en vigueur en mai 2003. L'investissement était estimé à 525 millions de dollars dont 75% à la charge de Sinopec qui paiera, en plus, un bonus d'entrée de 41 millions de dollars.

L'accord, d'une durée de 20 ans (2003-2023) portait sur le forage d'une quarantaine de puits, l'injection de gaz miscibles et l'amélioration de l'injection d'eau qui doit atteindre 25 000 m³/jour avant mai 2007. Pour des raisons techniques et économiques, Sinopec a accusé un retard qui n'a pas manqué d'inquiéter les responsables algériens dont le ministre de l'Energie et des Mines, Chakib Khelil, qui lors d'une visite qu'il a effectuée, le 9 novembre 2008, à In Amenas, a reproché au groupe chinois, d'avoir trop traîné la patte en commençant par l'insuffisance des volumes d'eau injectés (seulement 11 000 m³/j, soit 44% de l'objectif convenu). Ces carences techniques, mais aussi financières et managériales, des deux côtés, et qui ont failli à la rupture du contrat, alors que Sinopec

avait déjà investi 200 millions de dollars, ont conduit à la fermeture pure et simple du champ, en novembre 2009, pour une durée de dix-huit mois, à cause d'un problème technique au niveau des installations de surface également trop vieilles dont le rétablissement a permis au gisement de reprendre sa production en mai 2011 pour atteindre 20 000 b/jours en 2013 à partir du réservoir F4, traversé par une centaine de puits dont une trentaine d'injection.

La production d'huile cumulée jusqu'en 2013 est d'environ 920 MM bbl, ce qui représente 40% des réserves du gisement. Le 15 décembre 2013, un avenant au contrat a été conclu à Alger entre les deux parties pour poursuivre les travaux sous l'égide du Groupement SONATRACH-SINOPEC (GSS).

Le point commun à ces trois exemples d'augmentation du taux de récupération de gisements anciens est l'échec dans l'atteinte des objectifs visés malgré le concours de l'expertise internationale, de renom. Il s'agit pourtant de gisements où la SONATRACH a déjà capitalisé une expérience d'une cinquantaine d'années et, en plus, la taille de ces gisements est relativement limitée, comparée à celles de Hassi Messaoud et de Hassi Rmel.

Cela laisse supposer qu'une éventuelle tentative d'amélioration des taux de récupération d'un gisement comme celui de Hassi Messaoud sera beaucoup plus exposée à plus d'aléas techniques et financiers, d'autant plus que ce géant pétrolier constitue la chasse gardée de l'état algérien.

À défaut de nouvelles découvertes palliant la chute de la production du fait de l'épuisement des volumes prouvés, le recours au pétrole difficile, dont celui issu de l'augmentation du taux de récupération des anciens gisements, s'impose de lui-même. Bien que les coûts soient exorbitants, cette option reste la moins entachée d'incertitudes géologiques comparativement à l'exploration et notamment dans les zones inconnues. L'augmentation du taux de récupération a, en effet, affaire à des quantités de pétrole prouvées, donc à des «gisements» supplémentaires disponibles qu'il faut exploiter mais avec la technique la plus appropriée compte tenu des caractéristiques du gisement à savoir son hétérogénéité, les propriétés de la roche, les caractéristiques de l'huile en place, qui

devient moins fluide, etc. Ces étapes de récupération assistée (secondaire puis tertiaire) permettent de soutirer le maximum de pétrole avant l'abandon définitif du gisement. Pour le moment, la production des gisements algériens, dans leur majorité, est assurée soit par l'énergie naturelle du réservoir (récupération primaire) soit par la réinjection de gaz ou d'eau (récupération secondaire) mais la nécessité de recourir à la généralisation de la récupération tertiaire (*EOR-Enhanced Oil Recovery*) commence à se faire sentir pour quelques vieux gisements dont certains compartiments du champ de Hassi Messaoud. Néanmoins, il y a lieu de définir au préalable, parmi les différentes techniques de l'EOR, celle qui tient compte de la dynamique du gisement ainsi que le moment idéal et optimal pour commencer cette opération sur un gisement donné. Si les choses sont faites dans cette optique, les volumes additifs pourraient être beaucoup plus intéressants à même de donner une deuxième vie au gisement en prolongeant sa pérennité sur de longues années encore.

L'EOR à la rescousse

Dans le monde, l'investissement dans l'augmentation du taux de récupération des anciens gisements conventionnels vient de connaître depuis quelques années un vif regain d'intérêt d'autant plus que l'amélioration continue des procédés d'injection pourrait augmenter les réserves récupérables et engranger meilleurs bénéfices. De vastes programmes dans ce marché sont annoncés ou lancés par les producteurs et notamment les NOC. Selon une récente étude réalisée par le cabinet BCC Research (*Business Communications Company*), les investissements dans ce domaine avaient atteint 23 milliards de dollars en 2013 et auraient atteint ou dépassé plus de 40 milliards de dollars en 2019, avec un taux de croissance annuel moyen de près de 10 % sur les cinq prochaines années, notamment chez les compagnies nationales n'ayant pas la possibilité d'augmenter leurs réserves par l'exploration nationale ou internationale. C'est le cas de l'Algérie. Quand les USA avaient atteint leur pic pétrolier en 1970, la récupération tertiaire contribuait, à elle seule, à environ 80% la production totale du brut.

Le cas algérien

L'intensification de l'effort forage d'exploration en Algérie a totalisé pas moins de 1321 puits d'exploration durant la période 2000-2018 donnant lieu à 380 découvertes dont 210 de pétrole et 170 de gaz, soit un taux de succès global de 29%. Rappelons que les volumes produits et commercialisés durant cette période s'élèvent à 950 MMTonnes de pétrole et à 1600 BCM de gaz (1440 MMTEP) tandis que les volumes prouvés et probables en place découverts durant cette période sont de 1200 MMTonnes pour le pétrole et 1500 BCM pour le gaz (1350 MMTEP). En prenant des taux de récupération de 25% pour le pétrole et 78% pour le gaz, les volumes récupérables sont de l'ordre de 300 MMTonnes pour le pétrole et 1125 BCM pour le gaz (1053 MMTEP), ce qui correspond à des taux de renouvellement des réserves de 31% pour le pétrole et 73% pour le gaz. Depuis une vingtaine d'années, le nombre de découvertes n'a pas cessé d'augmenter, mais les volumes additifs n'arrivent toujours pas à régénérer les quantités produites et consommées. Au total, il a été découvert 1.3 Md TEP récupérables et consommé 2.4 Mds TEP durant la période considérée (2000-2018) soit un taux de renouvellement global des réserves de 55%, ce qui signifie que l'on ne découvre annuellement que la moitié de ce qui a été consommé. Il est encore prématuré d'imputer ce phénomène à un début de tarissement du potentiel pétrolier algérien mais il est certain que les courbes de déclin et d'écroulement des principaux bassins, à l'image de celui d'Illizi, ont tendance à montrer que la poursuite de l'investissement intensif dans l'effort d'exploration, pour augmenter les réserves, mérite d'être reconsidérée et optimisée à la faveur de l'investissement dans l'augmentation des taux de récupération des principaux gisements.

Pour le pétrole, prenons, pour modèle, le gisement de Hassi Messaoud avec des réserves initiales en place d'environ 47 milliards de barils dont plus de 11 milliards seraient récupérables (25%). Avec une augmentation du taux de récupération de 3% (devenant 28%), le volume récupérable passerait à 13 Mds bbl, soit un apport supplémentaire de 2 Mds bbl. Si on revient au fameux principe de la «règle de trois», sachant que la taille moyenne d'une découverte

durant ces vingt dernières années est d'environ 25 MM bbl récupérables il va falloir réaliser pas moins de 80 découvertes pour mettre en évidence 2 Mds bbl récupérables ce qui revient à forer 320 puits d'exploration avec un taux de succès historique des forages de 25%. Il faut, à cet effet, une enveloppe budgétaire d'environ 3.2 Mds de dollars rien que pour forer les 320 puits sachant que le coût moyen d'un forage d'exploration en Algérie tourne autour de 10 millions de dollars, sans compter le problème du parc appareil qui reste très limité en Algérie (environ une centaine dont seulement la moitié pour l'exploration). Le coût d'une découverte et de son développement (CAPEX) dépasserait certainement le coût de production si l'on sait qu'un programme EOR nécessite un budget ne dépassant pas le milliard de dollars. À titre indicatif, le contrat EOR de Zarzaitine que nous venons de voir plus haut avait fixé un budget de 525 millions de dollars, et une durée de production d'une vingtaine d'années (2002-2023). Il est cependant vrai qu'un budget EOR reste fonction de la taille du gisement mais il est vrai aussi qu'un programme EOR sur Hassi Messaoud, de par ses immenses réserves restant à soutirer, génèrerait plus de revenus pouvant assurer un bon retour d'investissement bien meilleur que celui d'une exploration en zones matures.

Le gisement de Hassi Messaoud, et tant d'autres, sont encore au stade de la récupération secondaire, mais la nécessité d'un programme EOR, qui ne devrait trop tarder, constitue une immense épreuve que l'Algérie ne peut réussir sans une synergie avec un partenariat de qualité dans le cadre d'un contrat de services à risque, le partenaire rémunéré en numéraire, n'aura pas droit à une part de production et ce conformément à la loi en vigueur régissant les activités d'hydrocarbures.

Devant la diminution avérée de la taille des découvertes depuis plus de deux décennies et la fonte des réserves prouvées, l'augmentation du taux de récupération des anciens gisements algériens serait le meilleur moyen d'accroître la production de manière plus rapide, plus sûre, et sans aucun doute un investissement moins onéreux que d'intensifier l'exploration tous azimuts ou se lancer, prématurément, les yeux bandés, dans

l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels à rentabilité incertaine, d'une part et dans l'aventure offshore à haut risque géologique, d'autre part.

Chapitre 4

Les hydrocarbures non conventionnels en Algérie

4.1- Motivation, atouts et écueils

Pour faire face à la déplétion des principaux gisements de Hassi Messaoud, pour le pétrole et de Hassi Rmel, pour le gaz, la chute de la production globale des hydrocarbures depuis plus d'une décennie, la diminution du niveau des réserves et les faibles volumes découverts annuellement, malgré les lourds investissements de recherche, les officiels algériens ont décidé de chercher la solution en braquant leurs projecteurs vers une autre génération d'hydrocarbures, les hydrocarbures non conventionnels et en particulier le gaz de schiste. Dans son article 5, la loi 13-01, qui n'est plus en vigueur, évoquait et définissait, pour la première fois, la notion d'hydrocarbures non conventionnels mais cette définition est pour le moins assez vague car elle introduit tous les types d'hydrocarbures non conventionnels qui existent de par le monde comme si le domaine minier algérien, qui se limite à deux types seulement (le gaz de schiste et à un degré moindre le pétrole de schiste) renferme tous les types non conventionnels de la planète. Cette loi définissait l'hydrocarbure non conventionnel comme étant un hydrocarbure lié à des réservoirs ou formations géologiques se présentant sous l'une des caractéristiques ou conditions suivantes :

(a) - *Réservoirs compacts dont les perméabilités matricielles moyennes sont égales ou inférieures à 0,1 millidarcy et/ou qui ne peuvent être produits qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée.*

(b) - *Formations géologiques argileuses et/ou schisteuses imperméables ou à très faible perméabilité qui ne peuvent être produites qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée.*

(c) - *Formations géologiques contenant des hydrocarbures présentant des viscosités supérieures à 1000 centipoises ou des densités inférieures à 15° API (Institut Américain du Pétrole).*

(d) - Réservoirs à haute pression et haute température se présentant dans des conditions de pression et/ou de température suivantes :

«Pression de fond égale ou supérieure à 650 bars»

«Température de fond supérieure à 150° C ».

(e) - Le gaz naturel ou «méthane de houille» appelé aussi « Coal Bed Methane» (CBM) qui se trouve dans les micropores des veines souterraines profondes de charbon non exploitées ou incomplètement exploitées. Le méthane de houille (CBM) est adsorbé au cœur de la matrice solide du charbon dans un processus appelé «adsorption». Ce gaz naturel se caractérise par l'utilisation de moyens non traditionnels pour son extraction tels que la diminution des conditions de pression.

Parmi tous ces types d'hydrocarbures non conventionnels, seul le type (b), correspondant aux gaz et pétrole de schiste, caractérise le domaine minier algérien. Au risque de répéter ce qui est déjà dit dans la deuxième partie à propos des hydrocarbures non conventionnels, les réservoirs compacts à perméabilité égale ou inférieure à 0,1 millidarcy, classés dans le type (a), et qui ne peuvent produire commercialement qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée, sont déjà exploités en Algérie depuis que le monde existe. Les Quartzites de Hamra dans l'Ordovicien, par exemple, voire même le réservoir du Cambrien de Hassi Messaoud qui ne produit que par fracturation, ne peuvent donc devenir, par enchantement et du jour au lendemain, des modèles non conventionnels. Quant aux types (c), (d) et (e), ils ne font pas partie des caractéristiques, à grande échelle, des bassins sédimentaires algériens.

Les autorités algériennes ont donc lancé, prématurément, un appât pour les compagnies pétrolières en injectant des blocs présumés potentiels en gaz de schiste à l'occasion du 4ème appel d'offres dont l'ouverture des plis, effectuée le 30 septembre 2014, s'est soldée par des résultats très décevants au vu des attentes des responsables du secteur et notamment quand on sait que la décision d'exploiter le gaz de schiste en Algérie a été officiellement avalisée par le conseil des ministres en date du 21 mai 2014, sous la présidence du chef de l'état, Abdelaziz Bouteflika. Sur les 31 périmètres lancés en appel d'offres, seulement quatre parcelles,

conventionnelles, ont attiré l'attention des partenaires en consortiums dominés par des habitués au domaine minier algérien (Repsol, Shell, Statoil) mais aucune compagnie n'a manifesté le moindre intérêt pour l'exploitation du gaz de schiste tant ambitionné par le gouvernement. Les algériens ont tout simplement été émoussés par l'estimation de leur potentiel pétrolier et gazier non conventionnel, tel que publié par l'ARI (*Advanced Resources International*) dans le cadre d'un rapport établi entre 2011 et 2013, à l'échelle mondiale, pour le compte de l'*US Energy Information Administration (EIA)*. L'estimation du potentiel non conventionnel algérien est l'œuvre des experts américains et la contribution des techniciens de la compagnie nationale SONATRACH s'est limitée essentiellement à la collecte et la mise à disposition des données de forages et de géologie des bassins ciblés.

4.2 - Le pétrole de schiste algérien

Le rapport de l'EIA-ARI, mis à jour en septembre 2015, portant sur 46 pays, classe le potentiel algérien en pétrole de schiste à la 16ème place mondiale avec 121 Mds bbl en place dont 5.7 Mds bbl seraient techniquement récupérables (un taux de récupération de 4% à 5%). Selon mes estimations basées sur les données géochimiques des roches mères existantes, les bassins de l'Est saharien (Berkine et Illizi), en fenêtre à huile, renfermeraient près de 5 Mds bbl, soit 88% des ressources récupérables du pays dont 70% dans la roche mère frasnienne du bassin de Berkine (toujours selon mes propres estimations). Les bassins Ouest (Ahnet, Reggane), plutôt en fenêtre à gaz, ont un potentiel «Shale Oil» très limité estimé à 0.7 Md bbl dont 60% au Frasnien et 40% au Silurien. Le Frasnien du bassin de Berkine constituerait donc le principal objectif pour une éventuelle exploitation du pétrole de schiste algérien, un défi qui reste difficile à lancer et encore moins à relever au vu des coûts y afférents sachant que cette roche mère est située entre 4000 et 4500 mètres de profondeur, ce qui poserait de sérieux problèmes d'ordre technique à cause de la compaction élevée de la roche mère et l'absence des fissures naturelles, limitant la réussite de la fracturation hydraulique

des drains horizontaux qui reste inefficace à cette gamme de profondeur à forte pression géostatique.

4.3 - Le gaz de schiste algérien

Selon le même rapport de l'EIA-ARI, l'Algérie occupe la 3ème place mondiale en gaz de schiste avec 20 000 BCM techniquement récupérables derrière la Chine (31 000 BCM) et l'Argentine (22 500 BCM). Les ressources algériennes de gaz de schiste se cantonneraient (selon mes estimations) à hauteur de 52% dans les bassins Ouest sahariens dont Timimoun (23%), Reggane (17%), l'Ahnet (8%) et Tindouf (4%). Le gros des réserves situées dans les bassins Est sahariens (48%) serait au niveau du bassin de Berkine (40%). Le bassin d'Illizi ne renfermerait que 8% des réserves de gaz de schiste du pays. À l'échelle du Sahara algérien, l'essentiel des réserves de gaz de schiste est rattaché à la roche mère silurienne (70%) tandis que le Frasnien n'en contiendrait que 30%.

La présence de la roche mère, même épaisse, n'est pas un critère suffisant car beaucoup de restrictions entrent en jeu pour faire d'une roche mère un bon «*shale play*». À une profondeur de la roche mère inférieure à 1000 mètres la pression est insuffisante pour «booster» le gaz (ou l'huile) à monter en surface tandis qu'au-delà de 4500 à 5000 mètres, avec la pression géostatique, le schiste devient très compact et imperméable avec l'absence de fissures naturelles ouvertes nécessaires pour favoriser la fracturation hydraulique.

Par ailleurs, il est établi que la richesse en carbone organique total de la roche mère (COT) doit être supérieure à 3%, un critère suffisamment à la portée des roches mères siluriennes (7% au Sahara ouest à 10% à Berkine) et frasnienne (1% à 4% à l'ouest et jusqu'à 7% à l'Est).

Il est également souhaitable que les schistes soient d'origine marine car ils doivent impérativement contenir suffisamment de minéraux cassants (quartz, feldspaths et carbonates) facilitant la fracturation hydraulique. Une roche mère pratiquement 100% argileuse et ductile, s'oppose physiquement à la fracturation hydraulique. La coexistence de tous ces critères, et tant d'autres,

n'est pas garantie sur toute l'étendue régionale d'une roche mère. Il y a donc lieu de cartographier ces paramètres et dégager les zones potentielles, les «*sweet spot*», où tous les critères doivent fonctionner conjointement.

Cela mène à estimer, pour toute roche mère ciblée, un facteur de succès géologique lequel succès constitue un élément précieux d'aide à la décision d'exploiter ou non un schiste. À ce titre, et sans aller dans le détail, selon l'étude de l'EIA-ARI, le facteur de succès pour les schistes algériens se situerait globalement autour de seulement 20% à l'exception du bassin de Berkine où il serait de 50%. Il faut noter que ces estimations du potentiel non conventionnel algérien est l'œuvre de spécialistes américains de l'EIA-ARI et restent extrêmement hypothétiques, voire surévaluées, et une réévaluation contradictoire de ce potentiel par les experts algériens, connaissant mieux le domaine minier national, demeure une nécessité absolue.

Malgré ce présumé haut potentiel du gaz de schiste algérien, le manque d'enthousiasme des partenaires étrangers s'expliquerait par l'incertitude sur la rentabilité d'autant plus que la promotion des schistes algériens coïncide avec la double conjoncture de l'abondance de gaz sur le marché mondial et le désinvestissement imposé par l'effondrement du marché pétrolier depuis juin 2014.

Contrairement à ce qu'a été rapporté par certains médias, il n'y a jamais eu de contrats signés entre la SONATRACH et un quelconque partenaire étranger portant sur l'exploitation du gaz de schiste en Algérie. Le contrat signé avec le groupe français TOTAL, le 17 janvier 2010, sur l'Ahnet, entre dans le cadre du 2ème appel à la concurrence nationale et internationale pour les opportunités d'exploration des hydrocarbures et concerne le gaz conventionnel dans une douzaine de structures déjà découvertes par la SONATRACH et dont les formations géologiques sont considérées, depuis longtemps, comme de grès à faible perméabilité (*tight gas*). L'exploitation du *tight gas* en Algérie date des nuits des temps et ne fait pas recours aux produits chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique des schistes. Ce contrat où la SONATRACH détient 51%, TOTAL 47% et la portugaise *Partex* 2%, est d'ailleurs un premier avenant au contrat signé entre l'entreprise nationale et TOTAL sur le

même périmètre, le 18 septembre 2006, bien avant l'avènement des schistes. Suite à un différend d'ordre fiscal et commercial avec la SONATRACH, le groupe français, s'est retiré de ce périmètre en juin 2014.

Jusqu'à ce jour, les ambitions de l'Algérie concernant l'exploitation du gaz de schiste se sont limitées à des accords de coopération avec quelques compagnies étrangères visant un transfert d'expertise en vue d'évaluer son potentiel. Un des premiers accords est celui signé le 28 avril 2011 entre la SONATRACH et le groupe italien Eni. D'autres accords portant sur des études ont été conclus avec Shell (Anglo-néerlandais), BP (Royaume-Uni) et Equinor le 29 Octobre 2018, Talisman (Canada) en 2014 ainsi qu'avec Chevron en avril 2019 après qu'Anadarko ait proposé à l'état algérien, en janvier 2018, une offre alléchante d'un plan d'investissement de 90 milliards de dollars pour décrocher les permis d'exploitation du gaz de schiste algérien. Aucun contrat d'exploitation par des forages n'a été signé et l'état algérien connaît fort bien la difficulté de convaincre les multinationales pour s'engager, avec la SONATRACH, à signer un contrat d'exploitation de son gaz de schiste dont le vrai potentiel demeure encore mal cerné et une rentabilité des plus hypothétiques.

Les autorités algériennes n'avaient pas tardé à essayer de tenir, seules, le taureau par les cornes en forant, en 2014, trois puits horizontaux sur 600 mètres (dont deux ont été fracturés) dans la région de In Salah (bassin de l'Ahnet), pour prouver aux multinationales l'existence d'un potentiel et la faisabilité de son exploitation. Le 27 décembre 2014, Youcef Yousfi, alors ministre algérien de l'Energie et des Mines, s'est rendu à In Salah pour lancer le forage du premier puits par l'entreprise nationale SONATRACH en collaboration avec Halliburton comme société de services. Mais suite à une mobilisation citoyenne, à In Salah, hostile à l'exploitation du gaz de schiste, le président de la république, Abdelaziz Bouteflika, décida lors d'un Conseil des ministres retreint, tenu le 20 janvier 2015, de geler les travaux de forage.

L'absence totale de communication et de transparence des autorités algériennes et la grande opacité à propos des résultats de

ces forages a énormément alimenté la rumeur, ouvrant le champ à la désinformation et autres «fake news» et la récupération partisane et politique. Les informations dont je dispose, concernant les résultats de ces puits, ont été arrachées difficilement et informellement par-ci, par-là et restent très contradictoires, pourtant récoltées auprès de sources proches des services officiels. Une source parle de 350 000 mètres cubes de gaz par jour durant trois mois avant de chuter à 300 000 mètres cubes six mois après, tandis qu'une autre source fait état d'un débit de 165 000 mètres cubes par jours durant 18 mois. Ces informations du simple au double, sur le même puits (Aht-1) auxquelles s'ajoute le silence de la SONATRACH, laissent planer le doute quant au résultat réel de ces premiers essais, voire sur le potentiel du gaz de schiste algérien lui-même sachant, par ailleurs, que la roche mère ciblée par ces puits (le Frasnien) se situe à une profondeur d'environ 2000 à 2500 mètres, moins complexe que la roche mère silurienne, considérée comme la principale cible mais située à de plus grandes profondeurs. En dépit du scepticisme et de l'indifférence des multinationales face aux schistes algériens, les pouvoirs publics semblent plus que jamais enthousiastes à décréter son exploitation sans maîtriser les contraintes techniques, financières et managériales y afférentes, ni saisir les avis des experts nationaux, indépendants, dont essentiellement des géologues et des économistes.

4.4 - Le modèle américain n'est pas transposable à l'Algérie

Les bienfaits économiques de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis sont le fruit de moult raisons pas nécessairement transposables à d'autres pays. La rentabilité des schistes exige le maintien d'un plateau de production et ce dernier ne peut l'être sans une intense et ininterrompue activité de forage. Par ailleurs, aux États-Unis, la propriété du sous-sol suit celle du sol et par conséquent le propriétaire foncier reste maître du gaz de schiste et peut donc en disposer comme il voudra, en vendre les droits d'exploitation, mais aussi en interdire l'exploitation. Mais les particuliers, matériellement soudoyés par les opérateurs, en tirent un bénéfice compensant les problèmes éventuels, sont plutôt favorables à l'exploitation du gaz de

schiste dans leurs terrains, ce qui incite à forer des milliers de puits. À cela s'ajoute l'incitation fiscale qui consistait, au début du lancement du non conventionnel, en un crédit d'impôt de 0.5 dollar pour un (01) MMBTU de gaz non conventionnel produit à partir des réservoirs à très faible perméabilité. Cette incitation fiscale est contraire à la taxe sur les bénéfices exceptionnels du pétrole brut conventionnel (*Crude Oil Windfall ou Profit Tax Act*), instaurée en 1980, pour récupérer les profits supplémentaires des sociétés pétrolières quand le prix du pétrole augmente. L'équivalent de cette taxe en Algérie est connu sous le nom de TPE ou taxe sur le profit exceptionnel. Ces incitations, à l'américaine, expliquent pourquoi de milliers de puits sont creusés aux États-Unis alors qu'ils ne sont ni productifs ni rentables.

Par ailleurs, si l'on examine les profils de production et de consommation du gaz naturel aux États-Unis, on s'aperçoit que c'est depuis l'année 1990 que le gaz de schiste a commencé à revoir le jour pour connaître un boom spectaculaire à partir de 2008.

Pour les américains, le recours à ce type de gaz est motivé par la concomitance de l'amenuisement des réserves conventionnelles et l'accroissement effréné de la demande locale. Durant les années 2000, ce pays qui comptait alors plus de 315 millions d'habitants et qui ne disposait que de 4% des réserves mondiales de gaz, produisait pourtant autour de 570 BCM de gaz (17% de la production mondiale) et consommait pas moins de 660 BCM (22% de la demande mondiale), soit une importation annuelle avoisinant les 100 BCM. Le pic pétrolier américain ayant été atteint vers l'année 1970, l'objectif des États-Unis à travers le gaz de schiste est, primo, la reconstitution des réserves et la sécurisation des approvisionnements par une indépendance énergétique et, secundo, le développement des exportations, à moyen terme, vers ses marchés pertinents (Canada, Mexique, Japon, etc.) dans un premier temps. En effet, jusqu'à ce jour, plus de 600 000 puits seraient forés dans les schistes dont 200 000 puits (110 000 puits horizontaux et 90 000 verticaux), produisaient en 2018 soit du pétrole, soit du gaz de schiste. Avec une moyenne de 13 000 puits par an, les États-Unis ont réussi le premier pari en hissant leurs réserves de gaz de 36% depuis 2008 (passant de

6600 BCM en 2008 à 9000 BCM en 2018). Dans son dernier rapport de septembre 2015, l'*US Energy Information Administration* estime les ressources récupérables de gaz de schiste américain à environ 17 500 BCM au moment où la production de ce type de gaz (590 bcm par an, soit 69% de la production globale) regorge la totalité du territoire américain. Ce gaz très disponible et à bas prix (2 à 3 dollars le MMBTU contre 8 à 13 dollars avant le boom de 2008) a permis au pays d'arrêter, en 2009, les importations du GNL algérien, entre autres.

Le second pari, celui de l'exportation, a été relancé par le président Barack Obama, comme message à Gazprom de Vladimir Poutine, suite aux événements qui avaient secoué l'Ukraine en 2014. Les États-Unis qui viennent d'engager de nouveaux terminaux d'exportation de GNL ont exporté près de 40 BCM en 2018. Ils veulent signifier à la Russie qu'elle n'est pas la seule à détenir l'arme du gaz naturel. Si le premier pari a été, jusqu'ici, gagné par les américains, la question reste, néanmoins, posée quant à son inscription dans la durée et, partant, à l'aboutissement du second. Répondant à un besoin énergétique impérieux et disposant du monopole technologique, la tentation américaine, très largement justifiée, ne serait pas rêveuse quel qu'en soit l'avenir immédiat ou lointain. Bien au contraire, la prestation américaine ne cesse d'étendre son effet domino à même de séduire des pays producteurs, exportateurs et pourtant encore distants de leur pic pétrolier. C'est justement le cas de l'Algérie qui est entrée, précipitamment, dans la danse sans que la musique s'y prête.

L'Algérie a-t-elle vraiment atteint son pic pétrolier géologique ? A-t-elle bien exploré son vaste domaine minier et épuisé tout son potentiel gazier conventionnel ? Est-elle déjà un grand énergétivore ? Auxquels cas le recours à certains types d'hydrocarbures non conventionnels pourrait se justifier. Mais il n'en est encore rien de tout cela.

Il est vrai que depuis les années 2006-2008 le secteur pétrolier algérien traverse une période de turbulence avec notamment le déclin de production d'hydrocarbures mais l'interprétation trop simpliste, des uns et des autres et peu décryptée de ce malaise

semble plonger le citoyen et les pouvoirs publics dans des conclusions hâtives et alarmistes à même de féconder une polémique faisant état que l'Algérie importera bientôt du pétrole et du gaz. Une légitime inquiétude, certes, mais, comme nous l'avons montré plus haut, le pays commencerait, d'abord, par arrêter les exportations, pour satisfaire les besoins internes, avant de recourir, plus tard, éventuellement, aux importations.

Concernant la politique en matière de stratégie et de transition énergétique, le gouvernement algérien s'en est montré sceptique, voire «lobbyiste», à plus d'un titre. D'abord, la décision officielle de se lancer prématurément dans l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels semble constituer une forme de réponse réfractaire à la question et notamment en allant vers le gaz de schiste dont des blocs ont été intégrés dans le 4ème appel à la concurrence pour l'exploration et l'exploitation. Vient, ensuite, la possibilité d'inviter, si besoin est, les co-contractants à limiter leurs productions et à privilégier l'approvisionnement du marché intérieur en hydrocarbures et ce conformément à la loi pétrolière en vigueur.

La lecture que nous pouvons faire de cette stratégie est qu'en Algérie (comme aux États-Unis), il n'y aurait plus grand-chose à découvrir en matière de pétrole et de gaz conventionnels et par conséquent l'Algérie semble convaincue que son potentiel pétrolier est déjà passé par son pic et entame actuellement la branche descendante de la courbe de Hubbert. Un pic pétrolier qui n'aurait pas dit encore son nom puisque dans le même temps la SONATRACH s'est mise à intensifier la recherche pétrolière conventionnelle par le forage de centaines de puits d'exploration, une vision à la fois biaisée et contradictoire avec le modèle américain sachant qu'aux États-Unis l'essentiel de l'activité de forage concerne les hydrocarbures non conventionnels.

Le seul laboratoire de gaz de schiste dans le monde reste les États-Unis. C'est là qu'il est né, développé et c'est là qu'il a commencé à vieillir sans connaître de maturité et c'est encore là qu'il va être, bientôt, enterré. Son beau plateau euphorique n'aura duré que quelques petites années et les américains le savaient dès le départ. En Algérie, économiquement et géologiquement parlant,

l'exploitation de ce gaz n'aboutira pas de sitôt mais le risque est déjà, unilatéralement, pris. Il a été pris, rappelons-le, lors du conseil des ministres du 21 mai 2014 sous la présidence, on ne peut mieux, du président de la république. S'il y a un risque que quelque chose marche mal, ça marchera mal (Première loi de Murphy). La décision du président de la république de geler, en conseil des ministres retreint du 20 janvier 2015, les travaux de forage à In Salah, vise tout simplement à calmer les esprits en reculant pour bien rebondir. La nouvelle loi sur les hydrocarbures, en vigueur depuis décembre 2019, n'a pas omis d'évoquer dans son article 202, la possibilité d'un taux réduit de la redevance hydrocarbures (5%) et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (20%) dans le cas d'une géologie complexe, de difficultés techniques et d'extraction des hydrocarbures et de coûts élevés de développement et d'exploitation compromettant l'économie du projet. Bien évidemment, ces taux alléchants concernent implicitement les hydrocarbures «*non conventionnels*» bien que ce terme, décrié par les citoyens, n'ait pas été directement utilisé dans les textes de la loi.

L'article 2 de la loi définit, en effet, le terme «hydrocarbures» comme «*Les hydrocarbures liquides, gazeux, y compris ceux issus des formations géologiques argileuses et/ou schisteuses, et les hydrocarbures solides notamment les sables bitumineux et les schistes bitumineux, existant à l'état naturel, autrement dénommés pétrole brut ou gaz naturel, selon le cas, incluant les liquides de gaz naturel, les gaz de pétrole liquéfiés, les condensats, les hydrates de méthane, ainsi que tous les produits et substances connexes extraits et associés aux hydrocarbures*».

4.5 - L'éclatement de la bulle du «Shale Gas» américain

Le «*shale boom*» ne réussit pas au premier venu. Peu de temps après leur engagement dans les projets de gaz de schiste, des dizaines de sociétés, pourtant spécialisées dans le domaine, se sont empêtrées, progressivement, dans le problème de rentabilité et de dégradation financière. Avec des coûts de forage dont 30% à 40% pour la seule fracturation hydraulique, et des prix de vente de gaz en

dessous des coûts réels de production, les marchés de capitaux s'apprêtent à arrêter le soutien des projets non conventionnels. Beaucoup de sociétés ont cédé certains de leurs actifs comme la française TOTAL, BHP Billiton et même Chesapeake, le leader du gaz de schiste américain, dont le patron avait démissionné, en 2013, suite à un scandale à Wall Street qui a prêté à cette compagnie 16 milliards de dollars pour l'achat de licences d'exploitation sur plus de 6 millions d'hectares. Après l'achat des licences, des milliers de forages ont cessé de produire mettant Chesapeake financièrement à genoux. Ou encore, ce cri d'alarme du patron d'Exxon, Rex Tillerson, qui en 2013 avait dit : « *On ne fait pas d'argent, tout est dans le rouge. Nous sommes en train de perdre notre chemise dans ce gaz naturel* ». Pourtant les forages ne sont pas aussi profonds qu'en Algérie.

La production de gaz de schiste américain a commencé à décliner en janvier 2012 sur quatre champs parmi les cinq principaux qui fournissent 80% de la production de ce type de gaz aux États-Unis. Celle de «*Barnett*», l'un des plus potentiels des gisements, est tombée de 20% en deux ans. En 2015, sur les sept gisements américains, six sont passés par leur pic de production et seul le gisement «*Permian*», à l'ouest du Texas, tenait encore la route.

L'éclatement de la bulle de gaz de schiste, quelques petites années seulement après son «boom», a commencé à susciter une tornade d'inquiétudes chez les américains eux-mêmes, mais son souffle ne semble pas avoir ébranlé la gangue algérienne. Cette détonation était bien corroborée par la réduction de 50% des budgets alloués par les compagnies nord-américaines en 2013. Les budgets d'exploitation de ce gaz passent, en effet, de 54 milliards de dollars en 2012 à 26 milliards de dollars en 2013 (Source : Bloomberg). Ces restrictions budgétaires concernent notamment les zones déjà en exploitation tandis que la suspension, voire l'annulation des investissements, concernent les zones n'ayant pas encore fait l'objet d'évaluations concrètes confirmant l'existence d'un potentiel prouvé et économiquement exploitable, comme c'est le cas des schistes algériens.

Si la main tendue par l'Algérie aux investisseurs étrangers, par le biais du quatrième appel à la concurrence sur l'exploration conventionnelle et non conventionnelle des hydrocarbures, n'a pas trouvé d'échos favorables, bien qu'on soit encore aux débuts de l'éclatement de la bulle des schistes, qu'en sera-t-il dans les années à venir quand les bienfaits économiques de l'exploitation de ce gaz, aux Etats-Unis en particulier, ne seront plus qu'un sournois vieux souvenir?

L'Algérie s'est donc trop empressée en voulant exploiter son prétendu gaz de schiste sans recueillir les avis de ses vrais experts et spécialistes sur l'opportunité du dossier. Ces avis semblent clairement exhibés par le désintéressement des partenaires au vu des piètres résultats du quatrième appel à la concurrence dont l'ouverture des plis a eu lieu, publiquement, le 30 septembre 2014.

Depuis le boom des schistes en 2008, les principaux investisseurs du secteur ont dépensé près de 200 milliards de dollars de plus qu'ils en ont gagné, alors que des compagnies ont perdu jusqu'à 80% de leur valeur boursière. Les puits s'épuisent très rapidement et pour stabiliser la production, les opérateurs doivent forer continuellement des centaines ou des milliers de puits, ce qui nécessite des dépenses colossales pendant que l'investissement dans les schistes est désormais de plus en plus confronté à un manque de moyens et supports financiers. En 2018, par exemple, Wall Street a investi deux fois moins dans le secteur qu'en 2017 et la majorité des compagnies ont réduit leurs budgets de plusieurs milliards de dollars à cause de ce repli des investissements. Il est à signaler que 25% des revenus de vente du pétrole de schiste produit aux États-Unis servent à rembourser les dettes des entreprises, faut-il encore que le prix du baril soit au moins autour de 50 dollars pour que quelques compagnies puissent poursuivre leurs activités. Mais l'indépendance énergétique et la hausse de la production pétrolière étant un projet politique des États-Unis. Ces derniers soutiennent par tous les moyens la production des schistes au point où les pertes encourues par les investisseurs restent à la charge du budget public. Ces mêmes investisseurs sont aussi «sauvés» par la nouvelle stratégie de l'OPEP dont les accords avec des non OPEP (alliance connue sous le nom

«OPEP +»), a permis aux prix de se maintenir à des niveaux assez hauts, répondant aux intérêts des pays membres et, par ricochet, permettre aux producteurs des schistes de rentabiliser leurs projets. Néanmoins, cette rentabilité reste conditionnée par la pérennité de la cohésion du groupe «OPEP + ».

Ces problèmes de rentabilité mais aussi de la surestimation des réserves par l'agence américaine, commencent à se faire sentir très sérieusement aux Etats-Unis, détenteurs pourtant de l'expérience et de la technologie de fracturation, et font tache d'huile à travers d'autres chantiers ouverts dans le monde.

En Pologne, le généreux potentiel de 5300 BCM estimé, en juin 2011, par l'agence américaine d'information, est tombé à 4100 BCM dans son rapport mis à jour en septembre 2015. Mais les dernières estimations faites par les géologues polonais font état de seulement 346 BCM à 768 BCM, soit sept fois moins que l'estimation faite par l'agence américaine. Le nombre de concessions est alors passé de 58 à 32 et bien que le gaz ait été produit dans certains puits, beaucoup de compagnies (Exxon, Talisman et Marathon Oil) ont abandonné leurs licences d'exploitation et en 2013 c'était au tour du groupe français TOTAL de renoncer aux recherches, estimant qu'il faut une cinquantaine de puits pour tester la faisabilité et plus de 300 puits pour juger de la rentabilité. Au Royaume Uni, GDF-Gaz de France Suez, l'autre groupe français investissant dans le gaz de schiste, annonçait des coûts de production fluctuant entre 8 et 12 dollars/MMBTU alors que sur le marché européen le prix indexé du gaz est de 10 dollars/MMBTU et celui «spot» autour de 5 à 7 dollars. Au vu de ces constats, et tant d'autres, il était quasi certain que l'intention de l'administration Obama d'accélérer les exportations de gaz vers l'Ukraine et l'Europe, pour contrecarrer la menace de coupures d'approvisionnement en gaz russe, restera, à long terme, une simple vue de l'esprit. Les européens resteront dépendants du gaz conventionnel russe malgré les différents politiques. Si l'Algérie veut défendre ce qui lui reste de sa petite part de marché européenne devant la Russie, la Norvège et le Qatar, elle a tout intérêt à surseoir au projet du gaz de schiste pour mieux explorer et revaloriser son gaz conventionnel et hisser en urgence ses réserves à

moindre coût. En gaz de schiste, le mythe du gain facile, de par des coûts exploratoires nuls, est trahi par des coûts d'exploitation dévastateurs, menant droit vers la banqueroute. Un coup de poker dès l'amont-projet et une véritable hécatombe économique en aval-projet, en cas de non rentabilité.

4.6 - Pourquoi le gaz de schiste est inopportun en Algérie

Mono exportateur, l'Algérie est encore très mal préparée pour tenir, d'une seule main, le taureau par les cornes mais au vu des dernières lois relatives aux hydrocarbures, favorisant l'exploitation des ressources non conventionnelles, on comprend que l'état algérien est plus que jamais décidé à suivre l'expérience américaine comme preuve concrète des bienfaits économiques de l'exploitation du gaz de schiste. L'Algérie avait de l'expérience à revendre en matière d'industrie de gaz conventionnel (notamment le GNL) et sa décision d'exploiter le «*shale gas*» va lui conférer la qualité non pas d'acheteur d'expérience mais de bailleur de loyer pour l'expérimentation. Si les américains, principale «mère porteuse» de l'obèse gaz de schiste algérien, croyaient assurément en leur gros «bébé», qui va les empêcher à être les premiers à soumissionner pour exploiter cette obésité de 20 000 BCM qu'ils ont estimés eux-mêmes ? Une des caractéristiques des américains, énergivores, est, en effet, de courir derrière toute source d'énergie là où elle se trouve. Pour eux, il s'est avéré que l'Algérie est la troisième puissance du monde en gaz de schiste sauf si, business oblige, ils partagent la conviction de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) qui avait estimé, auparavant, les ressources algériennes à seulement 6000 BCM, auquel cas ils céderont ce «petit volume», qui reste à vérifier et à rentabilité incertaine, à ceux moins boulimiques et moins initiés, pour tester leurs techniques et savoir-faire.

En novembre 2014, la SONATRACH devait décider de la reprise ou non du projet GALSI (c'est selon). A comprendre qu'en l'absence de contrats de gaz de schiste, le GALSI et ses capacités d'exportations de 8 BCM par an vers la Sardaigne (Italie) retomberont dans les oubliettes générées par le prétendu litigieux prix du gaz algérien à céder aux italiens qui mettent en doute la rentabilité de l'ouvrage.

Mais l'absence d'un partenariat gazier et le repli de la production algérienne auraient aussi pesé de tous leurs poids sur le gel, voire l'annulation du projet GALSI.

Ce manque d'engouement de la part des investisseurs étrangers dans le «*shale gas*» algérien, trouve donc son explication dans le volet économique plutôt que dans le volet sécuritaire comme beaucoup le pensaient. L'acte isolé de la décapitation du ressortissant français Hervé Gourdel, le 21 septembre 2014, soit 10 jours avant le dépôt des offres et l'ouverture des plis ne peut faire subitement de l'Algérie un pays à «haut risque» comme il l'a été dans les années 1990 quand le pays traversait une période d'insécurité très généralisée mais les contrats d'exploration avec les compagnies étrangères se signaient par dizaines. Il est utile de préciser que même si des évaluations préliminaires font de l'Algérie la troisième puissance mondiale en gaz de schiste, avec un minimum de 20 000 BCM récupérables (soit 7 fois les réserves conventionnelles officielles actuelles) il y a lieu de ne pas se gonfler le torse car les choses ne sont pas aussi simples que ça. Les raisons qui entravent l'exploitation du gaz de schiste dans le monde sont nombreuses mais dans la majorité des cas, notamment dans les pays développés, c'est le risque de contamination des nappes phréatiques par les produits toxiques de la fracturation qui préoccupe les écologistes et les populations.

En Algérie, les personnes interrogées sur leur opposition à l'exploitation du gaz de schiste évoquent, aussi, dans leur écrasante majorité, le risque de la contamination des nappes phréatiques par les produits chimiques contenus dans le cocktail du fluide de fracturation, sans plus. Ils dansent sur le pied gauche. Les apôtres du schiste, addicts à la *Dutch disease*, eux voient dans ce projet le «*Sésame, ouvre-toi !*», une richesse pérennisant la rente et remettant aux calendes grecques la volonté du développement d'une économie de production, sans plus. Ils dansent sur le pied droit. Il y a ceux qui ne savent plus sur quel pied danser. Ce sont les plus intelligents de nous tous. Ils ne croient pas, aveuglement, au premier mythomane. Ils veulent du concret, du tangible, de l'établi. Ils croient en la moitié de ce qu'ils voient et en rien de ce qu'ils entendent.

Ils sauront où mettre les pieds, pas pour danser mais pour distinguer entre l'intox et l'information, pour s'éloigner de l'alarmisme sournois des uns et de l'euphorie chimérique des autres car chez les uns comme chez les autres, on s'abreuve puis on véhicule, prenant comme bible ou coran ce que dit «Oncle Sam» ou «Da Meziane». On se range derrière le plus « fort », celui que l'on croit proche du Bon Dieu. Le *shale gas*, pour «Oncle Sam» ou gaz de schiste, pour «Da Meziane», ne cesse de faire couler de torrents d'encre et de salive, sur fond de mensonge des uns et de l'ignorance des autres pour sauver, dans un sens ou dans l'autre, les générations futures, nos enfants, dit-on. Mais, sans doute, dans ce dossier, la vérité ne sortira pas de la bouche de nos enfants. Ces derniers ne connaissent pas le schiste et ils ne le connaîtront, peut-être, jamais. La vérité, sort plutôt, d'abord de nos méninges puis de nos poches. Il ne faut pas jouer le savant quand on n'a pas la notion de la chose ni le riche quand on n'a pas le sou. Mais la pure des vérités, elle, sortira du puits. L'histoire ne pardonnera pas.

J'ai eu l'occasion de dire et d'écrire, à travers les médias nationaux et internationaux, qu'en Algérie le gaz de schiste n'a pas un grand avenir immédiat parce que son exploitation ne sera pas rentable mais je n'avais pas trouvé opportun de développer d'arguments qui soient convaincants pour étayer mes opinions, le contexte ne se prêtait pas. J'ai eu, aussi, assez d'occasions pour attirer l'attention sur les risques ou les contraintes auxquels serait exposée ou non l'exploitation du gaz de schiste en Algérie. Il s'agit de la lourde logistique, du management, de l'environnement, du manque d'eau, du risque géologique et enfin d'une rentabilité contingente.

Contraintes logistiques et managériales

Sur le plan logistique et managérial, l'exploitation du gaz de schiste demande une réactivité et des prises de décisions rapides, voire instantanées, notamment quand il s'agit d'acquisition et d'acheminement du matériel vers les chantiers. Un projet «*shale gaz*» nécessite, en effet, la mobilisation ininterrompue de centaines

d'appareils de forages et des milliers de camions et d'engins spécifiques.

Les exploitations actuelles de gaz de schiste dans les pays les plus avancés dans le domaine se caractérisent par une forte densité de forages (un puits tous les 200 à 300 mètres). En Algérie, l'essentiel du matériel de forage et produits de fracturation étant importés, la lenteur des transactions bancaires et des formalités administratives au niveau des douanes, par exemple, constitueraient un «*NPT-Non Productive Time*» très coûteux pour le projet. Le NPT avoisine déjà 20% en forage conventionnel. Le parc d'appareils de forage en Algérie, d'environ une centaine d'unités seulement, est lui-même insignifiant pour les puits conventionnels. Malgré la baisse de l'activité forage imposée par la pandémie Covid-19 en 2020, le nombre d'appareils de forage actifs aux États-Unis tournait autour de 650 unités pour le pétrole et d'une centaine pour le gaz. Le nombre total d'appareils de forages avait atteint 2000 unités opérationnelles entre les années 2008 et 2016.

Impacts environnementaux et sanitaires

Le risque écologique et sanitaire, une vive polémique qui anime l'opinion publique, divise les algériens, pour n'avoir jamais été suffisamment ou convenablement expliqué, d'autant plus que beaucoup de citoyens, à In Salah en particulier, campent toujours et légitimement sur leur position faute d'orientations claires, fines, pragmatiques et professionnelles à ce sujet. Des exemples de contamination des nappes aquifères de par le monde (États-Unis et Canada en particulier), est un fait que personne ne peut nier même si le célèbre film «*Gasland*», visionnable en streaming et hautement médiatisé par les antagonistes au schiste, montrant un robinet en flamme, aurait exagérément amplifié et généralisé le risque car même si cela existe, ça reste limité à des cas où la géologie ne s'y prête pas et les conditions d'exploitation peu respectueuses de l'environnement.

Au Sahara algérien, le contexte géologique des bassins candidats au gaz de schiste est tel que les nappes phréatiques sont relativement moins exposées à ce risque pour des raisons

indéniables. D'une façon générale, la contamination des nappes peut se faire de deux manières possibles : soit directement par le biais des fractures hydrauliques et/ou naturelles et les failles préexistantes, soit par le biais des espaces annulaires du puits. En Algérie, les nappes sont situées, plus haut, à environ 2000 mètres à plus de 4000 mètres des schistes à fracturer (selon le bassin et la roche mère ciblée). Mais la mauvaise cimentation des tubages, phénomène très courant, et non encore maîtrisé, dans ces argiles ductiles, pourrait ouvrir des brèches dans l'étanchéité du milieu et menacer, à long terme, les aquifères en question.

a) Contamination par la fracturation et les failles préexistantes

En Pennsylvanie, par exemple, la capitale du gaz de schiste américain, il s'agit de cas où la nappe phréatique et la roche mère sont proches et interconnectées par des failles ouvertes et alimentées par les fractures hydrauliques, notamment en zones accidentées et actives comparables à celles du domaine alpin du bassin méditerranéen, dont le nord de l'Algérie, à forte sismicité.

Concernant le Sud algérien, compte tenu des caractéristiques géologiques des bassins de la plateforme saharienne, les épaisses séries argileuses et salifères plastiques et imperméables séparant les nappes aquifères (dont l'Albien) du schiste, jouent le rôle d'amortisseur de cassures empêchant les failles ouvertes et les fractures naturelles de se prolonger vers le haut. Quant à la possibilité d'alimentation de ces failles subverticales par les fractures hydrauliques induites, nous pouvons dire que leur étanchéité, assurée par le sel massif et les argiles plastiques, ne permet aucun cheminement du gaz méthane et encore moins du fluide de fracturation depuis le schiste jusqu'à la nappe aquifère.

Par ailleurs, les techniques actuelles de la fracturation hydraulique arrivent à confiner le réseau de fractures dans la seule couche ciblée du schiste, les empêchant de se propager verticalement au-delà de son épaisseur utile qui est, pour les roches mères algériennes, de quelques dizaines de mètres. En effet, la fracturation hydraulique se fait dans un plan vertical perpendiculaire à la direction du forage horizontal, plus précisément

perpendiculairement à la contrainte tectonique principale mineure. Les fractures se propagent verticalement et horizontalement tant que la pression d'injection est supérieure à la contrainte tectonique minimale et leur profondeur dépend de la capacité des équipements de pompage en surface. À mesure que la fracture horizontale s'étend, le niveau de pression d'injection requis pour fracturer les schistes tend à dépasser la capacité de pompage des équipements de surface et en ce moment-là la propagation de la fracture s'arrête.

Les recherches menées par *Durham Energy Institute* (Juin 2013) sur plus d'un millier d'exemples à travers le monde, montrent qu'il y a moins de 1% de chance qu'une fracture hydraulique puisse se propager à plus de 350 mètres. Une fracture hydraulique s'estompe également dès qu'elle rencontre des niveaux ductiles (difficiles à casser) qui peuvent exister à l'intérieur même du schiste ciblé. Ces niveaux font donc office de milieu de confinement en orientant la fracture dans une direction horizontale au sein de la couche plus cassante.

Ainsi, pour les bassins sahariens, les schistes étant situés à plus de 2000 mètres des nappes aquifères, les chances de la contamination directe par les fractures hydrauliques demeurent très faibles. Cette extension maximale des fractures explique pourquoi les puits sont forés à environ 400 à 600 mètres l'un de l'autre. Néanmoins, même si le processus de contamination est géologiquement difficile à soupçonner, l'étude du champ de contraintes tectoniques in situ régnant dans la région par l'analyse d'échantillons en laboratoire, est hautement recommandée préalablement à l'opération de fracturation.

b) Contamination par les espaces annulaires du puits

Le puits, non étanche, reste le principal canal qui pourrait servir de drain direct pour l'acheminement des fluides vers le haut. Dans ce cas, la distance verticale séparant les schistes de la nappe aquifère ne joue plus aucun rôle. C'est le cas du puits OKN-32 de Haoud Berkaoui, dans la région d'Ouargla, foré par la compagnie française TOTAL en 1978, et qui menace, jusqu'à ce jour, de polluer les eaux de Ouargla. En cause, une mauvaise cimentation du puits.

Pour des raisons géologiques et physico-chimiques qu'on ne peut développer ici, la qualité de la cimentation des puits à gaz dans le bassin de l'Ahnet-Timimoune a toujours été difficile à réussir et l'étanchéité des espaces annulaires n'est jamais parfaite malgré les tentatives de restauration (*squeeze*). Ce phénomène a fait l'objet d'une étude, publiée, menée conjointement par la SONATRACH et Schlumberger, en 1995, dans le cadre de la conférence internationale « *Well Evaluation Conference, WEC-Algeria 1995* » dont j'étais le chef de projet, mais le problème demeure toujours en suspens et d'actualité. Le fluide de formation peut donc arriver en surface à travers les espaces annulaires qui se mettent en place entre le tubage et le ciment d'une part (*microannulus*) et entre le ciment et le réservoir d'autre part (*channeling*), voire à travers le ciment lui-même, qui après la prise et vieillissement, se contracte, se fissure et devient poreux et perméable au gaz (un constat avéré dans la région).

Ces espaces annulaires, perméables et bien visibles sur les diagraphies d'imagerie et les enregistrements acoustiques (VDL-*Variable Density Log*) expliquent l'arrivée du gaz en surface constatée dans beaucoup d'anciens puits conventionnels au niveau de la plateforme saharienne. Ces drains peuvent aussi autoriser la communication inter-zones (*cross flow*) comme celle qui a eu lieu dans le puits OKN-32. Dans le cas du gaz de schiste, il est important de noter que la pression d'un puits abandonné n'est jamais nulle.

L'abandon d'un puits se décide quand sa pression (d'abandon) devient insuffisante et ne permet plus un débit journalier rentable. Après l'abandon du puits, les 85% à 90% des réserves de gaz non récupérées, mélangées aux 20% à 40% du fluide de fracturation laissé dans la roche, exerceront, continuellement, dans le temps, une pression de plus en plus forte sur les abords immédiats du puits à travers le réseau de fractures restées grandes ouvertes après la fermeture du puits (c'est un peu le couvercle sur la cocotte). Le gisement continue ainsi à travailler et pourrait engendrer, à long terme, une «répressurisation» des espaces annulaires qui va pouvoir cisailer le tubage fragilisé par la corrosion, fissurer davantage le ciment et créer plus de drains le long du puits à même de

contrebalancer la pression hydrostatique, devenue insuffisante pour empêcher les fuites du gaz, du fait que la pression hydrostatique a été initialement estimée en fonction de la pression d'abandon du puits. La pression différentielle devenant négative (régime underbalance), le puits constitue ainsi une zone de faiblesse pour la migration verticale du gaz méthane, plus léger que l'eau, et du cocktail de fracturation résiduel. Une étude réalisée, en 2003, par Schlumberger, sur 15 000 puits conventionnels au golfe du Mexique, démontre que 5% des puits ont des fuites durant la phase production et 50% ont des fuites 15 ans après l'abandon.

L'étude montre qu'à plus long terme (20 ans à 25 ans) tous les puits vieillissent et finissent par laisser fuir les fluides vers la surface, voire engendrer des communications inter-zones (*cross flow*). Il est évident que la probabilité d'occurrence et la vulnérabilité de ce risque vont crescendo avec la densité de forage par unité de surface (des dizaines à centaines de milliers de forages à raison de 2 ou 3 puits par Km², un effort forage qui reste utopique en Algérie). Il est important de noter que les techniques de cimentation des puits, les caractéristiques physico-chimiques des laitiers de ciment, les normes API des tubages utilisés, les procédures d'abandon des puits ainsi que les processus de corrosion des tubages par les eaux salines et de vieillissement des puits constituent le dénominateur commun à tous les puits pétroliers du monde. Ainsi, les cas de fuites et de contamination enregistrés dans les puits abandonnés nord-américains ne sont pas spécifiques uniquement à cette région du monde. Entre contamination par fractures et contamination par le puits, c'est ce dernier qui traverse inévitablement les nappes phréatiques. Toutes les études statistiques menées en Amérique du nord ont établi que la quasi-totalité des cas de contamination des nappes aquifères est en relation directe avec les défauts d'étanchéité des puits.

c) La sismicité induite

Quant au risque de séisme provenant de la fracturation hydraulique, il est spécifique aux zones reconnues à haute sismicité et siège d'une forte densité de forages au Km² où la multiplication

des opérations de fracturation (5 à 10 opérations par puits) génèrerait des zones de faiblesse proches les unes des autres pouvant donner lieu à des affaissements du site de forage, faire réveiller des microfailles préexistantes et déclencher des microséismes localisés, de magnitude pouvant atteindre 2 à 3 degrés sur l'échelle de Richter bien qu'une très large majorité s'avère inférieure à 2 degrés. C'est le cas de certaines zones géologiquement actives aux Etats-Unis, au Canada et en Grande-Bretagne. Cette sismicité induite par la fracturation hydraulique n'est pas constatée sur tous les sites des opérations au point où les scientifiques se demandaient pourquoi la fracturation hydraulique cause des tremblements de terre à certains endroits, mais pas à d'autres. Des chercheurs de *Ressources naturelles Canada (RNCAN)* sont arrivés à établir un lien entre les séismes induits et le taux de déformation des plaques tectoniques. Les mouvements tectoniques en action augmentent progressivement la déformation élastique le long des failles et le fragile équilibre existant entre ces forces peut être perturbé par la puissante injection du fluide de fracturation, ce qui génère une redistribution des contraintes susceptibles de donner lieu à un léger séisme induit, libérant l'énergie tectonique accumulée.

L'ampleur sismique est fonction de la pression d'injection du fluide et du volume de ce dernier sachant que la pression d'injection doit être supérieure à la contrainte tectonique horizontale minimale.

Statistiquement, la majeure partie des séismes induits recensés se sont produits dans des régions où le taux de déformation tectonique est relativement élevé. Cette sismicité induite est quasiment à écarter dans la plateforme saharienne, tectoniquement stable depuis 250 à 300 millions d'années et à faible risque sismique comme en témoigne l'absence de mouvements tectoniques récents et d'autant plus que la densité de forages de schistes dans les bassins sahariens algériens ne pourrait être que très restreinte comparativement à l'exemple américain.

Au demeurant, avant de procéder aux opérations de fracturation hydraulique, il y a lieu de prendre en considération le contexte tectonique régional pour évaluer les possibilités d'une

éventuelle activité sismique induite en se basant sur les données disponibles de géologie, de géophysique, etc. Cela permet à l'exploitant de cartographier les contraintes tectoniques affectant le domaine afin d'éviter de forer dans les zones à risque, celles sismiquement actives et à forte présence de failles. Les opérateurs procèdent généralement à une surveillance des séismes liés à la fracturation hydraulique au moyen de sismographes sensibles placés dans un puits «offset» d'observation pour s'assurer que les fractures induites ne s'étendent pas au-delà des schistes fracturés. Par ailleurs, après de longues années d'expérience en fracturation hydraulique, aucune preuve patente de dangers ou de dommages pour l'environnement et les travailleurs n'a été démontrée comme consécutive à une sismicité induite. En effet, la sismicité directement induite par la fracturation hydraulique ne présente pas de danger en surface quand les schistes ciblés sont situés à des profondeurs supérieures à 2 000 mètres, ce qui est le cas de l'Algérie.

d) La radioactivité : la lixiviation

Le souci majeur du danger de la radioactivité concerne le phénomène de lixiviation. Classiquement, on définit la lixiviation comme un processus consistant à dissoudre, dans une solution, de minéraux se trouvant dans une roche pour ensuite les extraire. Sur le plan industriel, il existe plusieurs procédés de récupération de ces minéraux selon la profondeur de la roche, dont l'exploitation en carrières à ciel ouvert, une fois que la roche ait été broyée, et la lixiviation in situ ou «extraction par dissolution». Cette technique employée dans l'industrie minière, consiste à injecter une solution (généralement une liqueur d'acide sulfurique) à travers le minerai (poreux et perméable) par le biais d'un premier forage, puis, quelques mois plus tard, les produits dissous par cette liqueur sont pompés à la surface grâce à un deuxième forage.

Par exemple, la lixiviation in situ pour l'extraction de l'uranium libère des quantités considérables de gaz radioactif (radon), et produit de grandes quantités de boues et d'effluents contaminés lors de la récupération de l'uranium en phase liquide. C'est justement cette liqueur, désormais radioactive qui préoccupe les antagonistes

aux gaz de schiste sachant qu'après fracturation de la roche mère (radioactive) on y injecte d'énormes quantités d'eau qui va lécher ou «lixivier» les schistes et entrainer des minéraux radioactifs qui finiront par remonter à la surface sachant que 40 % à 50% d'eau injectée dans les schistes reflue vers la surface («flow back») lors de la production de gaz.

Mais il convient de noter que le rendement de la lixiviation de la roche mère par le fluide de fracturation (constitué à 99% d'eau) demeure très faible par rapport à celui d'une lixiviation industrielle in situ des milieux poreux et perméables utilisant l'acide sulfurique (H_2SO_4) autorisant un taux de récupération de l'uranium de 90 à 95%. En effet, la lixiviation est un processus qui fonctionne mieux dans le cas d'un fluide riche en acide organique, ce qui n'est pas le cas de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique.

Par ailleurs, du fait que la perméabilité de la roche mère étant très faible, la circulation du fluide de fracturation est limitée aux seules fractures induites et ouvertes. Ainsi le peu d'éléments dissous, radioactifs ou non, se déplacent principalement sous l'effet de leur propre mouvement (par diffusion) et non entraînés par un courant d'eau en raison de la faible perméabilité des schistes dont les propriétés de confinement fait que les minéraux restent isolés et piégés ce qui réduit considérablement leurs mouvements. La diffusion étant un mécanisme de transport très lent, le temps de transfert en masse des minéraux nécessite plusieurs centaines de milliers d'années.

En Algérie, la forte radioactivité des roches mères (schistes) concerne surtout la base du Silurien argileux qui constitue un repère à l'échelle de la plateforme saharienne. Ce repère, connu sous le nom de «*hot shales*», a une épaisseur moyenne de 50 à 70 mètres et une radioactivité totale variant entre 150 et 250 API (*American Petroleum Institute*). Dans ce repère des «*hot shales*», les enregistrements de la diagraphie de spectrométrie des rayons gamma (*Natural Gamma Spectrometry* ou *NGS*) mesurent le rayonnement gamma naturel provenant de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les schistes et qui se limitent, pour

les roches sédimentaires, à seulement trois éléments à savoir le potassium (K40), le thorium (Th232) et l'uranium (U238). Les courbes enregistrées montrent que l'essentiel de la radioactivité provient de l'uranium qui exprime la richesse de la roche mère en carbone organique total (COT) avec des valeurs allant en moyenne de 100 à 150 API, tandis que les courbes de thorium et de potassium, liées aux minéraux argileux classiques, ont des valeurs variant entre 30 et 90 API. L'uranium, très soluble, est transporté en solution et rarement en suspension mais dans la roche mère, la matière organique, qui agit comme agent réducteur, favorise sa précipitation en oxydes d'uranium très peu solubles et donc difficiles à «lixivier» d'autant plus qu'il y a, en outre, une adsorption irréversible de l'uranium à partir de solution aqueuse par les bactéries de la matière organique.

D'ailleurs, bien que les hydrocarbures générés par la roche mère soient associés à une présence d'uranium, ce dernier s'accumule en «down-dip» (aval-pendage) et ne suit pas la migration «up-dip» (amont-pendage) des hydrocarbures. Ces derniers ne sont pas radioactifs. Quant à la teneur des schistes en uranium, les études réalisées à travers le monde sur la lixiviation pour l'extraction du minéral montrent qu'elle varie dans des proportions assez faibles (0,015 % à 1%) comparée à la teneur en carbone organique total (COT) qui varie en moyenne de 1% à 5% pour la roche mère frasnienne et de 5% à 10% pour la roche mère silurienne. En exploration pétrolière la radioactivité gamma naturelle, est mesurée au moyen d'un compteur à scintillation, de type Geiger-Müller, quantifiant l'intensité des rayonnements ionisants émis par une source radioactive, le schiste en l'occurrence. Mais cette radioactivité étant exprimée en unité API, elle n'indique pas le risque d'effets biologiques qui, lui, est exprimé en «millisievert» ou «mSv», exprimant la dose efficace représentant le risque pour la santé à la suite d'une exposition à une source radioactive.

La valeur maximale du rayonnement gamma enregistrée dans le silurien algérien (200 à 250 API) correspond grossièrement aux valeurs mesurées sur l'ensemble roches mères argileuses de par le monde. Une étude effectuée, en 2014, par des chercheurs de

Durham University (UK) sur la contamination radioactive de l'eau de fracturation et ayant porté sur le *Barnett Shale* (USA), le *Bowland Shale* (UK) et les argiles du Silurien en Pologne, montre que la radioactivité de l'eau de rejet récupérée en surface n'est que de l'ordre de 0.09 mSv pour le Barnett shale et *Bowland Shale* et de 0.43 mSv pour le Silurien polonais. La radioactivité de l'eau de rejet issue du Silurien algérien ne pourrait être que située dans cette fourchette.

Ces valeurs restent en deçà des doses annuelles habituelles par personne qui sont de 2.7 mSv/an au Royaume-Uni et de 6.2 mSv/ an aux Etats-Unis. Quant à la dose maximale permise par personne selon la régulation internationale, elle est d'environ 1 mSv/ an. En France, par exemple, la réglementation fixe à 1 mSv/an la dose efficace maximale admissible résultant des activités humaines en dehors de la radioactivité naturelle et des doses reçues en médecine et c'est à partir de 10 mSv qu'on préconise une mise à l'abri des populations. Mais l'étude des victimes de Hiroshima et Nagasaki n'avait pas révélé de risque statistiquement significatif de cancers pour des doses aux organes inférieures à 100 mSv.

D'une façon générale, les eaux de reflux récupérées en surface à travers le monde ont des doses de radioactivité équivalentes aux doses des examens médicaux utilisant les rayons X ou gamma (radiographies, radiosopies, scanners) dont la valeur efficace moyenne est de 0,1 à 1.5 mSv. C'est le cas, par exemple, des argiles *Barnett* (USA) dont l'eau de reflux récupérée en surface a un effet de 0,1 mSv/an, soit trois fois moins qu'une radiographie du dos et 20 fois moins qu'un rayonnement issu d'un scanner médical.

Selon un rapport publié, en juin 2014, par *ReFINE (Researching Fracking in Europe)*, un consortium indépendant de recherche, l'exploitation de gaz de schiste aura comme conséquence une certaine remontée de flux radioactif à la surface mais le niveau de radioactivité de l'eau récupérée n'a que 1% de chance de dépasser celui avant la lixiviation comme il ne dépasse pas la dose annuelle permise par l' «UK Environment Agency». Selon ReFINE, le niveau de la radioactivité de l'eau de fracturation récupérée en surface est néanmoins inférieur à celui des autres sources d'énergie dont les hydrocarbures conventionnels produits en offshore et le charbon.

L'impact de la lixiviation en fracturation hydraulique demeure donc assez bas pour constituer une sérieuse menace à la santé humaine d'autant plus que l'eau de reflux est appelée à être traitée. Plusieurs rapports soulignent toutefois la nécessité de bien diluer et traiter l'eau de reflux avant qu'elle soit recyclée pour réutilisation ou rejetée en rivière ou en mer. Aussi, la réduction des volumes d'eau injectée ou l'utilisation d'un liquide inerte contribuent à réduire le rendement de la lixiviation et le niveau de la radioactivité de l'eau récupérée en surface.

Nous ne pouvons clore ce point sans rappeler que les roches mères radioactives affleurent en surface, dans le Tassili par exemple, les géologues et les touristes marchent dessus et les Touaregs habitent dessus. Pourquoi, on ne parle du danger de la lixiviation radioactive que depuis l'avènement du gaz de schiste alors qu'on forait ces mêmes roches mères depuis un siècle ? Pourquoi la lixiviation devient-elle, aujourd'hui, dangereuse par enchantement ?

L'homme est quotidiennement exposé à de multiples rayonnements radioactifs, exprimés en Becquerel (Bq), issus de divers produits et matériaux qui l'entourent. L'homme est lui-même naturellement radioactif (8000 Bq) dont 4 500 Bq sont dus au «Potassium 40» et 3 500 Bq au «Carbone 14». Il consomme de la pomme de terre (100 à 150 Bq/kg), de la viande (90 Bq/kg) et boit du lait (80 Bq/ litre), il travaille la terre de son jardin (1000 Bq/Kg), nage dans l'eau de mer (10 Bq/ litre) et s'expose aux radiographies médicales...Peut-être qu'en une journée l'homme reçoit plus de gamma qu'en contienne un baril d'eau de reflux.

La contrainte hydrique

Un autre handicap, et pas le moindre, est celui du phénoménal besoin en eau que nécessite la fracturation hydraulique sachant qu'une opération de fracturation consomme jusqu'à 1500 m³ d'eau. À noter aussi qu'une bonne production de gaz de schiste nécessite 5 à 10 opérations de fracturations par puits (Refracking) soit un volume total de 7500 à 15 000 m³ d'eau par puits pour les schistes profonds comme ceux du Silurien algérien. De nombreux puits d'eau doivent donc être forés pour assurer une disponibilité ininterrompue du

fluide à injecter. En Algérie, l'approvisionnement des chantiers en eau a toujours constitué une difficulté pour les forages pétroliers conventionnels et notamment dans la région d'In Salah, où le manque d'eau fait recourir à un approvisionnement lent par citernage à partir d'endroits situés loin du site des opérations. Ce manque d'eau, à In Salah, se pose d'ailleurs pour les palmeraies qui connaissent d'énormes problèmes liés directement aux conditions naturelles de la région telles que la morphologie du terrain, la forte évaporation (3100 à 3350 mm/an) sachant que la région d'In Salah est reconnue comme parmi les plus arides et les plus chaudes au monde. Selon l'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (FAO) et l'IPEMED (Institut de prospective économique du monde méditerranéen), l'Algérie ne dispose que d'environ 15 à 20 milliards de mètres cubes d'eau renouvelable par an, dont 10 à 12 milliards de mètres cubes dans les régions nord et 5 à 6 milliards de mètres cubes dans les régions sud. Le pays reste classé parmi les plus pauvres en eau douce et ce bien que le sous-sol du Sahara algérien contient, dans la nappe albienne, la plus grande réserve d'eau douce au monde, estimée à 50 000 milliards de mètres cubes dont 70% en territoire algérien, 20% en Libye et 10% en Tunisie. Mais dans le Sahara ouest algérien, région présumée la plus potentielle en gaz de schiste, les ressources en eaux sont celles du continental intercalaire, la nappe albienne en question étant limitée à la partie sud-est du territoire algérien, ce qui poserait un énorme problème de besoins en eau pour une exploitation éventuelle du gaz de schiste dans les bassins ouest du Sahara algérien à moins d'envisager un projet de transfert Est-Ouest de l'eau albienne comme c'est le cas du projet de transfert Sud-Nord de la même eau pour alimenter les régions septentrionales du pays qui, pour pallier le manque d'eau et se libérer de la dépendance de la pluviométrie, font recours aux eaux non conventionnelles (dessalement de l'eau de mer, réutilisation des eaux usées épurées, etc.).

Toutefois, même si les lois algériennes relatives au code de l'eau n'interdisent pas l'exploitation de l'Albien, à l'instar des autres sources hydriques, pour les besoins prioritaires comme l'alimentation en eau potable de la population et l'abreuvement du cheptel,

l'agriculture et les besoins de l'industrie, l'exploitation de l'Albien reste, néanmoins, relativement conditionnée par des restrictions en matière de rationalisation des volumes à extraire. À cet effet, les 3 pays (Algérie, Tunisie et Libye) ont mis en place, en 2005, un mécanisme de gestion concertée de leurs ressources en eaux profondes, dont la nappe albiennne, pour une exploitation équitable et raisonnable (fixant les quotas de chaque pays) et ce dans le cadre d'un projet de l'Observatoire du Sahel et du Sahara (OSS) chargé du suivi de cette gestion. Rappelons que dans le cadre de son «grand fleuve artificiel», la Libye, du colonel Kadhafi, a pompé vigoureusement, en 1984, des volumes considérables d'eau à partir de l'Albien pour les transférer vers les régions du nord, notamment pour l'irrigation.

Pour les détracteurs du gaz de schiste en Algérie, en plus du risque de pollution de la nappe albiennne, cette industrie va accélérer l'épuisement de ses réserves. Nous avons déjà abordé, plus haut, le risque de contamination des aquifères. Quant à accélérer l'épuisement des réserves de l'eau albiennne c'est tout simplement un argument tiré par les cheveux. Les statistiques mondiales et algériennes font état que le citoyen algérien ne consommerait pas plus de 200 litres par jour.

Si les 43 millions d'algériens se mettent à s'approvisionner uniquement de la part algérienne des eaux albiennes (qui serait d'environ 35 000 milliards de mètres cubes) il faut plus de 11 000 ans pour épuiser les réserves d'eau de l'Albien algérien. Si en parallèle le pays arrivait à forer 10 000 puits de gaz de schiste (ce qui reste également chimérique) et à raison d'une moyenne de 15 000 m³ d'eau par puits (chiffre le plus souvent évoqué), le volume total d'eau nécessaire serait de 150 millions de mètres cubes, soit 0.0004 % des réserves d'eau, ce qui représente une goutte dans un océan en supposant l'inexistence de la moindre recharge de l'Albien. Or, la recharge, quoique faible, par les eaux de pluies et de ruissellement est prouvée et serait en moyenne de 1.4 milliard de mètres cubes par an, correspondant à environ 2 mm/an sur la surface d'alimentation de la nappe (selon une étude, publiée dans *Geophysical Research Letters*, menée par des chercheurs de l'Institut français de Recherche

pour le Développement- IRD, en mai 2020). Ce niveau de recharge qui reste pessimiste (il y a eu des recharges atteignant occasionnellement 4 à 6 milliards de m³/an), équivaut à 10 fois le volume total d'eau injectée dans les 10 000 puits qui seraient forés.

Même si le gouvernement algérien se dit garant quant aux mesures à prendre pour protéger l'environnement et les nappes phréatiques et dispose de quantités d'eau suffisantes pour la fracturation hydraulique, il n'en demeure pas moins que cela ne lève pas pour autant l'indétermination sur les indéniables facteurs défavorables relatifs à l'exploitation du gaz de schiste algérien, et qui seraient uniquement d'ordre géologique et économique.

Le risque géologique

Sur le plan géologique, et sans entrer dans les détails, la principale roche mère argileuse d'âge silurien, qui est censée contenir 70% des réserves de gaz de schiste algérien, n'a pas les caractéristiques minéralogiques requises pour une bonne réussite de la fracturation hydraulique. Ces schistes, plastiques et de type chlorite, se gonflent rapidement en contact avec l'eau, absorbent ainsi la pression de fracturation et plient au lieu de se fracturer par manque avéré de minéraux cassants (calcite, quartz, etc.) en quantité suffisante. Les problèmes techniques rencontrés lors du forage conventionnel vertical de ces argiles très ductiles et gonflables en sont une preuve patente. Par ailleurs, ces argiles auraient un index de productivité très faible. En effet, les présumés 20 000 BCM de gaz de schiste sont constitués de trois types de gaz dans des proportions différentes : le gaz libre occupant les pores de l'argile et de la matière organique, le gaz adsorbé par la matière organique et le gaz dissous dans la matière organique. En principe, pour une roche mère qui n'a jamais expulsé son gaz, l'essentiel des réserves à produire par fracturation hydraulique, correspond au gaz libre qui sera produit en premier. Mais les réserves actuelles en gaz libre seraient faibles du fait que dans sa quasi-totalité ce gaz a été expulsé il y a déjà 125 à 150 millions d'années pour remplir les gisements conventionnels que nous exploitons aujourd'hui, dont Hassi Rmel. Le gaz restant à produire de la roche mère consiste en du gaz libre résiduel et du gaz

adsorbé, en quantité moindre, électriquement fixé à la matière organique et donc difficile à extraire et ne peut être produit qu'après déplétion du gaz libre résiduel. Quant au gaz dissous dans la matière organique, son volume est insignifiant et pratiquement irrécupérable. Les ressources récupérables de gaz de schiste algérien ont été largement surestimées par la méthode volumétrique déterministe peu adaptée à ce type de «réservoir» dont la porosité utile se situerait entre 2% et 5 % au vu de la grande profondeur de la roche pour le cas du Silurien. Cette faible porosité, combinée au comportement rhéologique plastique de la roche, pénalisant toute possibilité de fracturation et de création de perméabilité, donnerait un taux de récupération dérisoire qui ne dépasserait pas 10% contre 15 à 22% dans les argiles à minéralogie cassante (cas de certains gisements américains). Sur le plan productivité, le potentiel réel des schistes ne peut être approché par seulement quelques forages pilotes horizontaux comme à In Salah où les résultats, bien qu'opaques, seraient loin d'être concluants.

Une phase d'évaluation concluante du potentiel nécessite des dizaines de puits bien carottés et testés mais le coût de cette phase dépasserait largement les capacités financières de l'entreprise. L'analyse géologique des schistes algériens situerait leur facteur de risque à un niveau très élevé, écartant toute décision d'investissement dans les conditions actuelles du marché pétrolier. Ceci dit, la présence d'une roche mère argileuse aussi épaisse et entendue soit-elle n'est pas un critère éligible ou suffisant pour espérer un développement de gaz techniquement et économiquement exploitable, même si toutes les argiles du monde ont tendance à laisser échapper du gaz lors des premiers forages,...pendant un certain temps. Les hauts débits de la première année ont leurré bien des investisseurs. Ces derniers pourront être déçus des résultats subséquents.

La rentabilité : le gouffre financier

En Algérie, le souci de la rentabilité du gaz de schiste n'a pas été aussi préoccupant, au niveau du citoyen, que celui de l'environnement. Les rares contributions à ce sujet restent très

descriptives et qualitatives sans beaucoup d'arguments quantitatifs. Comme une image, un chiffre vaut mieux que mille mots.

Contrairement à un projet de gaz conventionnel dont le plan de développement utilise, par exemple, 30 à 40 puits tout au long de la vie du gisement (un puits peut produire pendant 25 à 30 ans), la simulation du profil de production d'un gisement de gaz de schiste doit prévoir de forer continuellement de nouveaux puits du fait de la chute rapide de la production et la fermeture de puits déplétés. Vu le contexte géologique algérien, un puits de gaz de schiste s'essoufflerait au bout de 6 à 18 mois seulement. Il va falloir forer des centaines, voire des milliers de puits, pour produire l'équivalent des 30 ou 40 puits d'un gisement conventionnel. A titre indicatif, le développement du célèbre gisement de gaz de schiste américain, *Barnet shale*, a nécessité, jusqu'en 2012, le forage de 18 000 puits pour des réserves, estimées à l'époque, à environ 600 à 800 BCM et il restait à forer 10 000 autres puits à l'horizon 2030, alors que le gigantesque gisement de Hassi Rmel, avec des réserves initiales 4 fois plus élevées, a été développé avec quelque 600 puits seulement, soit avec 40 fois moins de puits. Pour cette raison, et tant d'autres, le gaz de schiste étasunien ne tarderait pas à connaître un sérieux problème de rentabilité, au niveau de toutes les compagnies. Ceci est déjà pressenti par les opérateurs américains eux-mêmes. Avec des prix avoisinant les coûts de production, les américains sont en train de subventionner ce gaz sur l'ensemble de leur territoire et font aujourd'hui ce que faisait, ou presque, l'ex URSS dans les années 1970 avec le gaz conventionnel (pas de compteurs de gaz dans les foyers moscovites). L'Algérie, qui se dit à court d'énergie et qui en subventionne déjà la surconsommation interne, n'a pas intérêt à emprunter le modèle américain en investissant hâtivement dans l'onéreux et incertain gaz de schiste. Les « *généralistes du pétrole* » algérien semblent éblouis par la démarche étasunienne et ignorer la notion du chiffre dans un domaine économiquement sensible et géologiquement complexe et inadapté. « *Investir 300 milliards de dollars en 50 ans pour produire 60 BCM/an de gaz de schiste en forant 12.000 puits à raison de 240 puits par an...* », est une déclaration d'un responsable algérien du secteur (source : APS, Septembre 2013) ou encore « *doubler la production de gaz dans les*

10 prochaines années (vers 2024) grâce aux réserves considérables en gaz de schiste...», c'est parler à soi-même. Il est utile de rappeler que le coût d'un forage de gaz de schiste, en Algérie, dépasserait les 25 millions de dollars et il faut y dégager un budget de 6 milliards de dollars par an, soit 10% des recettes annuelles du pays d'avant 2014, sans compter le budget des 100 forages conventionnels qui tourne autour de un (01) milliard de dollars par an. La SONATRACH est incapable de mobiliser annuellement et continuellement des centaines d'appareils de forage dédiés spécialement au gaz de schiste et des milliards de dollars sans garantie de retour d'investissement. Une simple simulation économique montre que la rentabilité passe par un prix de vente qui pourrait dépasser les 10 à 12 dollars/MMBTU pour le gaz brut et les 15 dollars/MMBTU pour le GNL. Un produit tout simplement invendable devant les prix *spot* du marché européen qui vont tourner autour de 5 dollars/MMBTU et ceux américains Henry Hub, à la bourse de New York, qui fluctuent entre 2 et 3 dollars/MMBTU. En plus, il est quasiment impossible de s'attendre à un *first gas* de schiste (première mise en production d'un schiste) avant dix ou quinze ans après le début des opérations. Une phase de recherche adéquate peut durer une douzaine d'années à laquelle il faut rajouter la durée que nécessite la phase développement, déjà longue de plusieurs années pour le gaz conventionnel.

Le mythe de la possession des troisièmes ressources mondiales en gaz de schiste et qui vont permettre de réhabiliter l'industrie gazière algérienne en doublant la production et les exportations, pérenniser la rente et créer des emplois par milliers, etc... est un leurre qui a rapidement émoustillé les politiques algériens, peu ou mal éclairés sur la question. Si avec notre expérience en gaz conventionnel plus facile, moins coûteux et disponible, les promesses et les prévisions n'ont jamais été au rendez-vous que seront les euphoriques projections avec le gaz de schiste au moment où sa fête semble tirer à sa fin là où elle a commencé ?

Les adeptes du gaz de schiste ne se sont jamais penchés sérieusement et publiquement sur ce que leur réserve la géologie et,

partant, la rentabilité de ce gaz. En effet, en recherche pétrolière, conventionnelle ou non, on doit toujours commencer par l'analyse du risque géologique qui consiste à quantifier, de manière probabiliste, les chances ou le facteur de réussite en matière de découverte d'hydrocarbures économiquement exploitables par les moyens techniques et financiers dont on dispose. L'étude de la rentabilité, qui débouchera sur les paramètres et indicateurs économiques du projet, va s'alimenter des données géologiques soigneusement documentées et analysées: modèle et caractéristiques du gisement, réserves récupérables, rayon de drainage par puits, volume total soutiré par puits, durée de production d'un puits, nombre de puits de développement, longueur du drain horizontal des puits, etc.

Il faut rappeler que dans le cas d'un gisement de gaz conventionnel, selon la taille du gisement, le plateau de production s'étend sur 4 à 6 années et la durée d'exploitation d'un puits peut aller de 30 à 40 années avec un taux de déplétion annuelle très lent (autour de 5 à 7% par exemple). Pour un gisement comme celui de Hassi Rmel, le volume total produit par un puits durant sa vie peut dépasser 5 milliards de mètres cubes. Soit un revenu total en tête de puits de 1.8 milliard de dollars pour un prix de 10 dollars/MMBTU, si l'on suppose que le coût d'un puits à Hassi Rmel est au maximum d'environ 7 millions de dollars. A titre indicatif, l'indice de profitabilité (IP), non actualisé, en tête de puits serait est de 260. Pour une épaisseur donnée du réservoir (quelques dizaines de mètres), le volume de gaz prouvé (communément et techniquement désigné par P1) drainé par un puits conventionnel s'étend sur un rayon de 2 Km autour du puits, norme utilisée par les compagnies pétrolières (dont la SONATRACH) du fait de la continuité latérale des porosités et des perméabilités mais aussi de la bonne mobilité du gaz.

Dans le cas du non conventionnel, seul le volume fracturé, très limité, contribue à la production. Voyons tout cela en chiffres en considérant les conditions les plus optimistes.

Pour un schiste à gaz, avant la fracturation, la perméabilité autour du puits est quasi nulle. Un test avant la fracturation

donnerait, bien évidemment, un débit nul. Après l'opération de fracturation, seule la zone fracturée va contribuer à l'acheminement du gaz vers le puits. Si nous retenons une extension latérale des fractures de 300 mètres (cas très optimiste), un drain horizontal de 1000 mètres, une épaisseur utile de 50 mètres, correspondant aux « *hot shale* » à forte concentration en carbone organique total (COT), le volume utile de roche fracturé par puits sera de 30 millions de mètres cubes. Pour un schiste silurien situé à une profondeur de 3800 mètres, d'une porosité moyenne de 5% et une saturation en gaz de 95%, les réserves en place dans la zone fracturée seront de 470 millions de mètres cubes.

Avec, un taux de récupération optimiste de 15%, le volume maximal de gaz à soutirer par puits sera d'environ 70 millions de mètres cubes pour toute sa durée de vie (2 à 3 ans). Ainsi, la productivité annuelle moyenne totale d'un puits de gaz de schiste en Algérie serait d'environ 28 millions de mètres cubes alors que la productivité annuelle d'un puits de Hassi Rmel peut atteindre 130 millions de mètres cubes, soit 5 fois supérieure à celle d'un puits non conventionnel. À titre comparatif, aux États-Unis, la productivité moyenne d'un puits de gaz de schiste est de 100 millions de mètres cubes sur la durée de vie potentielle du puits (2 à 3 ans), soit une moyenne de 40 millions de mètres cubes de gaz par an. Il est à souligner que la durée de vie de 2 à 3 ans d'un puits producteur de gaz de schiste peut concerner la toute première opération de fracturation. Il reste entendu qu'après sa déplétion, le même puits pourrait être «refracturé» plusieurs fois et sa durée de vie cumulée pourrait atteindre 10 à 15 années mais le plateau initial de production ne sera plus atteint. Il serait plus facile et rentable de maintenir un bon plateau de production en forant de nouveaux puits de courte durée de vie que de «refracturer» plusieurs fois le même puits.

Notre simulation sur le gaz de schiste montre que si l'on considère un plateau de production moyen de 120 000 m³/j sur un mois (valeur très optimiste pour le silurien algérien) et un déclin optimiste de 50% au bout de 12 mois d'exploitation, la production

cumulée durant la première année sera de 35 millions (en général, le déclin des puits de gaz de schiste se situe entre 65% et 80% la première année). Pour un prix du gaz optimiste de 10 dollars /MMBTU, le revenu généré en tête de puits, durant la première année, sera de 12.5 millions de dollars, ce qui ne couvre que 65% du coût du forage, estimé à 18-20 millions de dollars.

Au terme de la seconde année d'exploitation, le puits aura produit encore 17 millions de mètres cubes et généré 6 millions de dollars avant de s'éteindre dans les 6 mois qui suivent après avoir soutiré les 70 millions de mètres cubes de gaz de la zone fracturée et généré un modique revenu total d'une vingtaine de millions de dollars, un revenu en tête de puits qui ne couvre que le coût du forage et peut-être pas. Il est important de signaler que ce qu'a produit ce puits de gaz de schiste en 30 mois sera consommé en une demi-journée par le marché intérieur algérien dont les besoins actuels sont de 110 millions m³/jour. Ainsi, pour répondre à la consommation annuelle interne, il faut forer jusqu'à 570 puits pour cette année et 6 à 7% plus pour les années à venir.

Selon notre simulation, le forage de 200 puits par an sur une période de 20 ans ne pourra drainer que 280 BCM de gaz, correspondant à une valeur commerciale globale, en tête de puits, de 70 milliards de dollars au prix de 7 dollars /MMBTU. Ce revenu, sur 20 ans, est proche des dépenses nécessaires (CAPEX et OPEX) qui se situeraient à hauteur de 70 à 80 milliards dollars, sachant que le coût technique d'un forage avoisine 18 à 20 millions de dollars, auquel il faut rajouter les coûts de monitoring post mortem (après fermeture et abandon du puits sur de longues années). A titre indicatif, l'indice de rentabilité au terme des 20 années sera inférieur à l'unité, ce qui met en doute la rentabilité de l'investissement. Par ailleurs, il a été constaté que pour produire 1 TCF (28 BCM) de gaz de schiste aux États-Unis, il faut forer environ 200 puits, soit une moyenne de 140 millions de mètres cubes de gaz par puits durant sa durée de vie moyenne de 3 ans. En Algérie, compte tenu des caractéristiques géologiques des schistes, la production de un (01) TCF de gaz nécessiterait le forage d'au moins 400 puits, à raison de 70 millions de mètres cubes par puits durant ses 3 années de vie. La valeur

commerciale d'un TCF, à 7 dollars/MMBTU, étant de 7 milliards de dollars, alors que le coût des 400 forages s'élève à 8 milliards de dollars.

Cet aperçu économique constitue le «*best case*» du fait que nous l'avons arrêté en tête de puits, d'une part et qu'il est basé sur les conditions géologiques les plus optimistes, d'autre part. Il montre bien que la rentabilité du gaz de schiste en Algérie demeure, vraisemblablement, incertitude.

Il est vrai qu'il y a, aujourd'hui, la possibilité de réduire l'emprise au sol et les coûts en utilisant les «clusters» de forage (ou «pad») permettant de forer, à partir d'une seule plateforme, plusieurs drains horizontaux (jusqu'à 20 puits) mais il n'en demeure pas moins que cette lourde logistique, ayant aussi son coût, relèverait de l'utopie en Algérie. Si nous tenons compte des paramètres et caractéristiques géologiques réels, des coûts additifs post forage, de l'inflation, du taux d'actualisation et surtout du prix spot du gaz (autour de 5 dollars/MMBTU) et du marché pétrolier dans son ensemble, le taux de succès économique s'enfoncera davantage vers des indicateurs (TRI et VAN notamment) largement défavorables.

Il est recommandé une étude économique de rentabilité, par projet, très objective, basée sur une analyse fine et probabiliste du taux de succès géologique à faire faire par les experts nationaux qui connaissent mieux que quiconque les caractéristiques des bassins du pays. Cette étude, qui doit revoir la cartographie et l'estimation du potentiel récupérable, doit aussi constituer le principal outil amont d'aide à la décision. Le mythe, importé, de la possession de réserves pléthoriques économiquement exploitables à même de garantir l'autre rente pour les générations futures nous interpelle à être prudents au risque de faire subir à ces générations le coup d'Enron.

Chapitre 5

Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique

5.1 - Introduction

Le concept de la fracturation hydraulique mérite d'être élucidé. Au sens large, il s'agit d'injecter un fluide quelconque et au sens restrictif il s'agit d'injecter de l'eau. En réalité, les détracteurs du gaz de schiste ne sont ni contre ce gaz ni contre la fracturation hydraulique au sens large, ni au sens restrictif mais contre l'utilisation de produits chimiques toxiques dans le cocktail de fracturation. Cette dernière, en tant que technique, ne date pas d'aujourd'hui et elle n'a jamais été décriée par le passé dès lors qu'elle n'utilisait pas de produits chimiques dangereux pour l'environnement et la santé.

Rien que sur le gisement de Hassi Messaoud (Algérie), depuis les années 1990, on compte aujourd'hui, près de 600 opérations de fracturation à raison d'une moyenne de 20 opérations par an.

La technique décriée consiste à injecter, à haute pression, un mélange composé autour de 95% d'eau, de 4 à 5% de sable (agent de soutènement ou *proppant* en anglais) et d'environ 0.15% de produits chimiques (surfactants, gélifiants,...). Ces proportions varient selon les caractéristiques de l'argile roche mère mais, en général, la teneur en produits chimiques ne dépasse pas 1% du volume de fluide injecté. Pourquoi cherche-t-on des solutions alternatives alors que la fracturation hydraulique classique donne des résultats satisfaisants depuis plus de 50 années d'utilisation? Est-ce à cause de sa consommation d'eau ou est-ce à cause des produits chimiques y mélangés ou est-ce encore la double raison ? Depuis la promulgation de lois interdisant la fracturation hydraulique dans certains pays, les chercheurs ont commencé à lancer des brevets sur des procédés plus respectueux de l'environnement. Jusqu'ici, une quinzaine de procédés alternatifs est recensée mais tous ces procédés utilisent le même principe, celui d'exercer une forte pression sur la roche pour la fracturer. Des procédés ont connu une expérimentation dans le

contexte réel de puits tandis que d'autres ne sont encore qu'au stade d'essais au laboratoire. Selon le principe de base, il y a deux catégories de techniques : celles utilisant un autre fluide que l'eau et celles recourant à des phénomènes physiques.

5.2 - Techniques injectant un autre fluide que l'eau

- **Le CO₂** - Il est injecté sous pression à l'état liquide en phase supercritique, c'est-à-dire un état intermédiaire entre liquide et gaz. L'avantage de cette technique est que le CO₂, dix fois moins visqueux que l'eau, a un meilleur pouvoir de pénétration. De même, ce procédé offre l'occasion avantageuse de séquestrer une fraction du CO₂ injecté. L'inconvénient de cette technique réside dans le fait que le CO₂ entre en réaction avec certains éléments présents dans la roche et s'avère un procédé très coûteux.

- **L'Azote** - Il est injecté à l'état liquide, à très basse température (-179 °C) mais montre des limites sur le plan opérationnel comme l'impossibilité d'emploi d'agents de soutènement, la faible profondeur, etc. Bien que l'azote puisse être extrait de l'air, cette technique est peu rentable.

- **L'Hélium** - Également injecté à l'état liquide à très basse température (-269 °C), mais après réchauffage et détente, il remonte en surface à l'état gazeux. C'est une technique encore immature et vraisemblablement très coûteuse.

- **Le Propane** (C₃H₈) - Injecté à l'état liquide (-42 °C), il se dilate et fracture la roche. Il est récupéré en surface à l'état gazeux pour être réutilisé. C'est une technique vieille d'une cinquantaine d'années qui refait surface avec, à son actif, quelques milliers d'opérations de fracturation à travers le monde, ce qui la classe comme la technique la plus courante après la fracturation hydraulique. C'est d'ailleurs ce qui a motivé la compagnie canadienne (*GasFrac*), en 2009, d'essayer de promouvoir ce procédé pour pallier les risques reconnus à la fracturation hydraulique. En 2012, c'est au tour de la société américaine *EcorpStim* de tester le procédé au propane liquide

« pur », très peu visqueux et sans gélifiant ni aucun additif autre que l'agent de soutènement.

Le procédé présente, néanmoins, l'inconvénient d'être très inflammable, exigeant une distance de sécurité minimale de 300 mètres par rapport aux riverains et la présence, sur le site des opérations, de pompiers prêts à intervenir, bien que sur 2 000 opérations réalisées par *GasFrac*, un seul incident (avec plusieurs blessés), en janvier 2011, a été enregistré faisant suite à une fuite de propane.

Pour remédier au risque d'explosion et d'incendie, le procédé a été amélioré en 2013 par son évolution en «fluoropropane» (C_3HF_7) où sept atomes d'hydrogène sont remplacés par ceux du fluor, donnant ainsi l'«heptafluoropropane» ou NFP («Non Flammable Propane»), un gaz non inflammable, dérivé du propane.

Ce procédé qui n'utilise ni eau, ni additifs toxiques, permet de récupérer la quasi-totalité du fluide de fracturation (95%) sous forme gazeuse et peut être réutilisé. Il a tout de même ses inconvénients. En effet, en plus de la production du fluoropropane qui est extrêmement onéreuse, le procédé a un fort potentiel de gaz à effet de serre tandis que le fluorure d'hydrogène (acide fluorhydrique anhydre) est classé corrosif pour les tubages des puits. Les contraintes logistiques, impactant les coûts de l'opération, ne sont pas en reste. Une fracturation d'un drain de 1000 mètres nécessite 24000 m³ de produit et donc une grande mobilisation jusqu'à un millier de camions citernes de capacité classique de 15 m³ à 30 m³.

5.3 - Techniques recourant à des phénomènes physiques

- **Le Procédé électrique** - ou hydroélectrique, encore au stade d'essai au laboratoire, consiste à générer des arcs électriques entre deux électrodes, sous très haute tension, positionnées dans le puits plein d'eau. Ces arcs électriques génèrent des ondes de choc compressives qui se propagent dans l'eau puis dans la roche en la fragmentant. Son inconvénient réside dans le fait que l'onde de choc se propageant sur une courte distance, la portée de la fracturation est limitée aux abords immédiats du puits ce qui nécessite la multiplication de puits

et la réduction de l'espace entre eux et donc l'augmentation de l'impact au sol.

- **Le procédé par explosion** - Le principe, basé sur la détonation d'explosifs, placés dans le sous-sol, peut fracturer efficacement la roche mais juste aux abords immédiats du puits, d'où des fractures de courte propagation. L'impact environnemental est également assez important en termes de pyrotechnique en surface et de produits de détonation toxiques qui restent dans le sous-sol.

- **Le procédé thermique** - (Ou «fracturation sèche»). La technique a été développée par la compagnie Shell dans les années 1990. Elle a été testée, en 2007, avec succès sur un gisement de pétrole de schiste aux États-Unis. Le principe consiste à chauffer, assécher et déshydrater la roche par l'injection de l'Hélium chaud. L'espace libéré par l'eau augmente ainsi la porosité et le taux de récupération du gaz.

- **Autres techniques au stade d'études** - Parmi les techniques encore à l'essai, on peut citer la fracturation pneumatique injectant de l'air à haute pression, la fracturation à la mousse consistant en une émulsion entre de l'eau, du CO₂ ou de l'azote et enfin le procédé de fracturation mécanique (flambage, découpe, etc.)

Conclusion

Le procédé «parfait» de fracturation n'existe pas (encore) ou n'existera probablement pas. Chaque technique présente des avantages et des inconvénients. La fracturation hydraulique qui est, jusqu'ici, la seule technique qui fait recours à l'eau comme fluide principal, reste la plus efficace, la plus fiable et la plus éprouvée sur les plans technique et commercial. Son point d'amélioration reste l'utilisation d'additifs moins toxiques, le traitement d'eau de reflux, l'étanchéité des puits et le monitoring post abandon.

5.4 - Le cas algérien : recommandations

Les deux principales roches mères argileuses du Silurien et du Frasnien, déjà ductiles et plastiques, réagissent mal à l'eau : elles se gonflent en sa présence, ce qui limiterait l'efficacité de leur fracturation hydraulique et la productivité par puits (non rentabilité).

L'injection du CO₂, de l'azote et mieux encore du propane donnerait techniquement de meilleurs résultats de fracturation mais à quel prix et pour quand ?

Le recours, imposé, à la seule technique de fracturation hydraulique reste conditionné, dans un premier temps, par l'évaluation minutieuse et objective du potentiel réel des schistes algériens impliquant les experts géologues nationaux en termes de cartographie sismique fine des failles dans les zones ciblées. Par ailleurs, afin d'éviter toutes récupérations ou manipulations politiciennes des populations, une éventuelle exploitation du gaz de schiste algérien doit se faire dans la transparence la plus totale. Mais une étude objective et professionnelle de rentabilité et environnementale impliquant conjointement géologues, économistes, ainsi que des experts dans les domaines environnemental et sanitaire, restera la condition *sine qua non* pour décider d'exploiter ou non ce type de gaz. Jusqu'ici, il n'y a jamais eu de débats pluridisciplinaires à ce sujet. Chaque spécialiste, impliqué de près ou de loin, prétend détenir la seule vérité que lui dicte, parfois à tort, sa seule spécialité, ignorant le «*skill*» des autres. Comme mot de la fin, je crois que sur le plan sanitaire, si le médecin juge que tel produit est nocif pour la santé des populations ce n'est ni l'écologiste ni le géologue qui peuvent le contredire. De même, si l'écologiste juge que tel produit est nocif pour la faune et la flore, ce n'est ni le géologue ni le médecin qui peuvent le contredire. Mais, enfin, si le géologue juge que les chances d'occurrence de tel facteur géologique à risque sanitaire ou environnemental sont insignifiantes, ce n'est ni le médecin ni l'écologiste qui peuvent le contredire. L'économiste ? Il peut intervenir seul, en marge des «querelles», pour prouver, éventuellement, la non rentabilité des schistes et mettre tout le monde d'accord.

Chapitre 6

L'offshore algérien : du gaz dans l'eau ?

6.1 - Introduction

Compte tenu des courbes de déclin des principaux gisements pétroliers et gaziers du pays et les menacent qui pèsent sur la pérennité de la rente pétrolière, l'État algérien n'a pas seulement affiché clairement son intention d'exploiter son gaz de schiste mais aussi d'explorer ses eaux territoriales du bassin méditerranéen. Les découvertes de gaz y réalisées par certains pays riverains, prouvant la possibilité d'existence d'accumulations de gaz, voire de pétrole, attisent l'intérêt du gouvernement algérien à s'intéresser à son domaine offshore qui reste, jusqu'alors, la grande inconnue en matière de potentiel pétrolier et gazier, d'autant plus que ces découvertes dont certaines portent sur plusieurs centaines de BCM de gaz, notamment en Méditerranée orientale, pourraient annoncer le début de la fin de la suprématie de l'Algérie comme première puissance gazière du bassin méditerranéen et, partant, elle ne sera plus la seule source à intéresser le marché européen. Entre 2000 et 2015, pas moins d'une dizaine de gisements de gaz a été découverte en Méditerranée orientale, au large de Gaza (territoires palestiniens), de Chypre, de l'Égypte, etc. Mais beaucoup de gisements sont de taille modeste, à l'image de celui de *Gaza Marine* (40 BCM), découvert en 2000 par British Gas et de *Mari-B* (30 BCM), mis en évidence par la société américaine Noble Energy au large d'Israël et dont les réserves, en production depuis 2004, ont été épuisées en 2012. En 2010, deux importants gisements sont découverts dans la même région, dont *Tamar* (240 BCM), *Léviathan* (650 BCM) mais aussi quelques petites accumulations ne dépassant pas 2 BCM chacune (*Noa*, *Ashkelon* et *Pinacles*), avant la découverte, en 2011, de deux gisements dans les eaux de Haïfa, le *Talit* (14 BCM) et le *Tannin* (34 BCM), suivis, en 2012, de *Sara* et *Mira* (180 BCM) et *Royee* (91 BCM) en 2014.

Au large de Chypre, l'exploration offshore menée par Noble Energy, dans le bloc Aphrodite, où opèrent également Royal Dutch Shell et Delek, a révélé, en 2011, le gisement *Aphrodite* (130 BCM), situé à proximité du champ israélien *Léviathan* mais la plus importante découverte chypriote est celle de *Calypso* (200 BCM) réalisée par Eni (50%) et Total (50%) en février 2018 à une profondeur de 2074 mètres.

Le large libanais n'est pas en reste avec des ressources estimées à 300 BCM dans la partie sud où seulement la moitié de la ZEE (Zone Économique Exclusive) du pays a été explorée. Mais le plus grand gisement de gaz de l'offshore méditerranéen reste, jusqu'ici, celui de *Zhor* (Egypte) mis en évidence par le groupe italien ENI, en 2015, et dont les réserves sont de 850 BCM, sous une tranche d'eau de 1450 mètres, à 150 km de la côte, à limite de la ZEE du pays. Ce potentiel gazier de l'offshore dans la méditerranée orientale, qui reste encore peu exploré et dont les ressources sont estimées, par l'institut américain d'études géologiques, à plus de 3400 BCM, pourrait donner naissance à un nouveau «*hub*» gazier à même de remodeler les alliances régionales, voire nourrir les tensions entre états riverains sur les limites de la ZEE qui vont au-delà des eaux territoriales ou nationales du pays.

6.2- Les limites des eaux nationales

Selon la Convention des Nations Unies, sur le droit de la mer, la souveraineté d'un État côtier s'étend sur une largeur maximale d'environ 22 Kilomètres ou résulte d'un partage médian du littoral pour les États voisins dont les côtes sont distantes de moins de 44 Kilomètres. La même convention autorise un État d'exercer des droits souverains sur une ZEE pour l'exploration des ressources naturelles. Cette zone s'étend sur une distance maximale de 370.4 kilomètres (200 milles marins) à partir de la ligne de base de l'État, c'est-à-dire la limite géographique qui sépare le domaine émergé du domaine maritime du pays. Au-delà de la ZEE, il s'agit de l'offshore international.

La délimitation de la ZEE algérienne venait juste d'être instituée par un décret présidentiel N° 18-96 publié au journal

officiel N° 18 du 21 mars 2018, ce qui corrobore l'intention des autorités algériennes de lancer l'exploration pétrolière dans leur domaine marin dont la superficie est estimée entre 95 000 km² et 100 000 km², subdivisée d'Ouest en Est en trois blocs : le bloc occidental (143, périmètre de Mostaganem), le bloc central (144) et le bloc oriental (142, périmètre de Bejaia).

6.3 - Le système pétrolier de l'offshore algérien

Une région n'est favorable à la recherche pétrolière que si son système pétrolier «fonctionne». Il s'agit de l'ensemble des critères géologiques qui sont nécessaires à la génération, la formation, la migration et le piégeage des hydrocarbures, c'est-à-dire la coexistence, entre autres, d'au moins une roche mère de qualité, d'un piège, d'un réservoir et d'une couverture. L'absence de forages profonds maintient le doute quant à l'existence d'un système pétrolier potentiel mais les rares données régionales et les analogues, appuyés par les données sismiques, permettent d'apprécier chacun des critères géologiques qui restent à vérifier par d'éventuels forages profonds.

Toutefois, les résultats encourageants des forages pétroliers réalisés dans l'onshore algériens (bassin de Chéelif et le constantinois) pourraient servir de référence pour augurer le prolongement en mer des réservoirs du Numidien et de l'Eocène où des indices de pétrole ont été observés.

Les roches mères

Dans la partie occidentale, le Miocène et le Pliocène inférieur semblent constituer les principales roches mères avec des COT variant entre 0.23 % et 1.13 % (Miocène) et 0.23 à 2.71% (Pliocène inférieur). Pour rappel, le COT représente la richesse de la roche mère en matière organique et permet d'estimer le potentiel pétrolier (PP) de cette roche mère. Il est admis qu'une bonne roche mère se caractérise par un COT supérieur à 3% mais dans la nature cette richesse ne dépasse qu'exceptionnellement les 15%. Les modélisations géochimiques du puits HBB-1 (*îles Habibas*), montrent

que la roche mère du Miocène est en fenêtre à huile et aurait expulsé son pétrole il y a 4.5 millions d'années (au Pliocène inférieur) tandis que la fenêtre à gaz aurait été atteinte au niveau du puits Nador Na-1. Mais selon l'expert géologue algérien, Nacereddine Kazitani (*Oil & Gas Business Magazine*, Novembre, 2018), la série sédimentaire néogène traversée par les puits les plus profonds (ALG- 1 et HBB-1), jusqu'au socle précambrien sur lequel elle repose, ne montre aucun niveau de roche mère, ce qui écarte la possibilité d'existence de gisements d'hydrocarbures dans l'offshore algérien, selon le même expert.

Les pièges

Dans la partie occidentale, les sections sismiques passant par le forage HBB-1 montrent que ce puits est situé dans une zone relativement haute par rapport au reste de la région. Dans la partie orientale (région de Bejaïa), un bon nombre de structures anticlinales, parfois faillées, bien visibles sur la cartographie sismique et dont certains ont une superficie de plus de 400 km², peuvent constituer de pièges classiques et pièges contre failles (pièges mixtes). Des pièges en dômes, assez larges, sont également présents mais sans roches mères ni réservoirs. Ces formes géométriques n'ont aucun intérêt pétrolier (Nacereddine Kazitani).

Les réservoirs

Le puits HBB-1, ou forage de référence, a rencontré plusieurs niveaux gréseux dans le Miocène, avec des porosités allant de 5% à 18 %. D'autres niveaux gréseux du Numidien, rencontrés dans les forages «core drills» de Bou Abed (BAD-1 à 5) réalisés dans zone côtière d'Annaba, pourraient constituer des réservoirs dans cette partie orientale de l'offshore algérien. Mais pour Nacereddine Kazitani, connu pour sa longue expérience dans la géologie de l'offshore algérien, les farines sableuses rencontrées en minces niveaux et dues aux poussières stratosphériques sahariennes ne peuvent constituer des roches réservoirs.

Les couvertures

Les épaisses séries argileuses du Pliocène moyen et supérieur, du Tortonien et du Serravalien reconnues à travers l'offshore algérien, peuvent constituer, en principe, de par leur extension latérale, des roches couvertures suffisantes pour les pièges structuraux mis en évidence par la cartographie sismique.

6.4 - Historique des recherches

Sur le plan fondamental, de nombreux travaux ont été entrepris dans l'offshore méditerranéen comme ceux entrant dans le cadre du programme scientifique international *Deep Sea Drilling Program (DSDP)*, devenu *Ocean Drilling Program* en 1983 puis *Integrated Ocean Drilling Program (IODP)* en 2003, et ceux de l'Institut Français du Pétrole (IFP) en collaboration avec le CNEXO (Centre National pour l'Exploitation des Océans) pour la cartographie géologique et structurale des bassins tertiaires du domaine méditerranéen mais ces travaux, à caractère scientifique, ne concernent pas directement l'aspect pétrolier du domaine marin méditerranéen qui reste du ressort des compagnies pétrolières. À ce titre, et malgré les levés gravimétriques, magnétiques et la sismique, réalisés par la SONATRACH, l'offshore algérien reste encore une inconnue pour les explorateurs pétroliers.

À ce jour, la sismique reste le seul outil sur lequel se basent toutes les hypothèses concernant l'intérêt pétrolier de l'offshore algérien. Depuis l'année 1968, plus d'une dizaine de campagnes sismiques 2D de reconnaissance ou de détail, totalisant quelque 30 000 kilomètres linéaires, a été réalisée dont 9000 kilomètres durant la période 2000-2002 dans le cadre d'un partenariat (étude non exclusive multiclient) entre la SONATRACH et Western Geco, couvrant les parties «Alger-frontière tunisienne» (année 2000) et «Alger-frontière marocaine» (année 2002).

Malgré ce volume sismique et sa cartographie structurale, seul un puits relativement profond (HBB-1), foré en 1977, avec 1000 mètres comme tranche d'eau, dans les îles Habibas (partie

occidentale) et deux puits de reconnaissance (core drills) à faible investigation ARZ-1, au large d'Arzew (1974) et ALG-1 dans la baie ouest d'Alger (1974), ont été réalisés mais les trois puits n'ont révélé aucun résultat pétrolier qui incite à forer encore étant donné que le système pétrolier de l'offshore algérien reste inconnu, voire incertain. Les hypothèses sur son potentiel demeurent importées des zones supposées analogues plus explorées et à potentiel prouvé, notamment celles orientales au large de l'Égypte, de Chypre, etc.

6.5 - Le regain d'intérêt dans l'exploration marine en Algérie

Depuis la dégringolade de la production pétrolière algérienne, en 2008, et celle des réserves prouvées, les autorités du pays ont commencé à s'intéresser davantage à leur domaine offshore en planifiant, en 2012, un programme d'exploration dans leurs eaux territoriales. Des accords de partenariat ont été conclus dont l'un avec la société brésilienne Petrobras, un leader dans le domaine offshore, et l'autre, signé le 23 décembre 2012, avec le groupe français CGC Veritas (Compagnie Générale de Géophysique-Veritas), spécialisé dans la prospection sismique marine. Selon l'ancien PDG de la SONATRACH, Abdelhamid Zerguine, le premier forage offshore était prévu pour l'année 2014 mais non sans le recours à l'expertise d'un partenariat pour mieux partager les risques technologique et financier. Dans ce contexte, la SONATRACH avait déjà obtenu durant les années 2000, auprès de l'ALNAFT, des périmètres de prospection en haute mer où elle devait acquérir de nouveaux programmes sismiques au large d'Annaba-Bejaïa, dans l'offshore oriental et Ténès-Mostaganem, dans la partie occidentale.

La crise pétrolière de 2014 n'ayant pas permis au pays de concrétiser ses ambitions de forer en haute mer, il a fallu attendre l'année 2017 quand le ministre de l'énergie, Mustapha Guitouni, rêvant d'un «Zhor égyptien» au large d'Alger, remettait le dossier offshore sur la table en invitant les groupes pétroliers italien ENI et américains ExxonMobil et Anadarko à être de la partie.

En 2018, c'est au tour de la compagnie française TOTAL d'être sollicitée par la SONATRACH pour son expérience marine en signant, le 29 octobre de la même année, une série d'accords, incluant

également l'italienne ENI, portant sur l'exploration des hydrocarbures en offshore. Mais il est à noter que ces accords ont été conclus en marge de la rencontre «*Algeria Future Energy*» organisée par la SONATRACH au Centre International des Conférences à Alger, ce qui présume que ces multinationales seraient, peut-être, intéressées par une assistance technique à la SONATRACH plutôt que par un engagement à s'investir dans l'aventure de l'offshore algérien pour un quelconque partage de risque exploratoire et financier. En 2019, il a été convenu que l'Eni mènera l'exploration dans la zone orientale au large de Bejaïa avec au programme l'acquisition d'une sismique 3D et le forage d'un puits, durant le premier semestre 2019, pour confirmer le potentiel pétrolier de cette zone.

Quant au groupe français TOTAL, le même programme concernera la partie occidentale, au large de Mostaganem. Il a été convenu que le financement de ces programmes sera supporté à 50% par la SONATRACH contre 25% par l'ENI et 25% par TOTAL. Selon les responsables de la compagnie nationale algérienne, la partie occidentale «*recèlerait plusieurs trillions de mètres cubes (TCM) de gaz biogénique et est susceptible de contenir également d'importantes ressources de pétrole*».

6.6 - Le risque géologique et commercial de l'offshore algérien

Sur le plan géologique, le plateau continental de l'offshore algérien semble très limité et donc peu favorable à l'existence de grands gisements d'hydrocarbures, d'autant plus que l'analyse des données disponibles, dont notamment la sismique, montre que les zones susceptibles de contenir des hydrocarbures sont situées sous une tranche d'eau de 2000 à 2500 mètres, ce qui correspond, selon la classification internationale, au «*deep offshore*» (offshore profond), caractérisé par des coûts de forage excessifs hypothéquant la rentabilité sachant que les réservoirs étant situés encore plus bas que le fond marin, le coût d'un forage pourrait avoisiner les 80 à 100 millions de dollars, voire plus.

Par ailleurs, l'option d'envisager des exportations du GNL, issu de l'éventuel gaz offshore algérien, reste des plus chimériques sur le plan rentabilité. Il n'y a pas que le coût du forage en mer qui pèse sur la rentabilité mais cette dernière est davantage hypothéquée par les coûts de liquéfaction et de regazéification au niveau des terminaux situés en onshore. Le recours aux systèmes «in situ», ou «terminaux GNL flottants», utilisés par certaines grandes compagnies pour réduire les coûts, n'est pas à la portée des moyens dont dispose la SONATRACH. Le coût de revient d'un MMBTU pourrait dépasser les 10 dollars, soit deux à trois fois le prix du marché, inévitable «spot» dans les toutes prochaines années.

Cet appel de l'offshore à la rescousse, justifié par l'amenuisement des volumes découverts en domaine onshore, nécessite, selon les responsables algériens, une grande synergie en partenariat tant sur le plan technologique que financier. Il se trouve que la conjoncture actuelle du marché pétrolier n'est pas encore favorable à un rush de partenaires, d'autant plus qu'il s'agisse d'investir de grandes sommes d'argent pour renouveler les réserves dans un environnement géologique à haut risque que beaucoup d'investisseurs ne veulent pas partager au moment où les compagnies internationales ont réduit leurs budgets d'exploration dans les zones où les risques géologique et commercial sont avérés et le retour d'investissement incertain. Ce manque d'engouement des investisseurs étrangers explique la réticence des autorités algériennes de «plonger» dans leur domaine marin au moyen de leur seule compagnie nationale qui ne capitalise aucune expérience dans ce créneau à la fois géologiquement complexe et dispendieux.

6.7 - L'expérience offshore de la SONATRACH

La compagnie nationale algérienne n'a aucune expérience en exploration marine en tant qu'opérateur. Ses rares investissements ont consisté en des participations dans certains forages comme «*sleeping partner*». On peut rappeler la signature, le 17 juillet 2007, au Caire (Egypte), avec la norvégienne Statoil (devenue Equinor) d'un contrat de recherche et production sur les blocs 9 et 10 de l'offshore égyptien, où la SONATRACH a participé à hauteur de

20%. Statoil (80%), opérateur, s'était engagé à réaliser un programme sismique et un forage sur une période de quatre années. Le forage dont la tranche d'eau était de 1700 mètres (considéré comme *deep offshore*) s'est avéré négatif. En 2011, et dans le cadre d'un partenariat entre la SONATRACH et l'Entreprise tunisienne des activités pétrolières (ETAP), la compagnie algérienne s'est associée à Numhyd dans le forage de deux puits d'exploration dans le permis Kaboudia, situé dans le Golfe de Gabès. Le premier puits Mahdia (MAH-2), avec une tranche d'eau de seulement 63 mètres, a mis en évidence un modeste débit de pétrole (2m³/heure) mais fut abandonné. Le deuxième puits (MAH-3, foré en 2016), d'appréciation, a confirmé la présence de pétrole mais s'est avéré à eau dans un autre réservoir. Le puits a été également abandonné.

6.8 - Les écueils géopolitiques de l'exploration en méditerranée

La découverte des ressources pétrolières et gazières en offshore méditerranéen ne semble pas être à l'abri d'éventuelles tensions entre les pays riverains autour des limites maritimes notamment quand le gisement se trouve dans les eaux appartenant à deux États voisins dont les côtes sont distantes de moins de 44 Kilomètres, déjà que le bassin méditerranéen est un espace géopolitiquement déchiré, notamment dans la partie orientale. On peut citer le cas de la Turquie qui s'oppose aux travaux d'exploration menés par la République de Chypre, pourtant dans sa propre ZEE. Pour rappel, l'île chypriote a été scindée en deux parties. Celle du nord est sous contrôle d'Ankara depuis 1974 quand l'armée turque, appelée en renfort face à un coup d'Etat orchestré par des nationalistes chypriotes grecs, a envahi la partie nord de l'île alors que les chypriotes veulent la réunification de l'île. À noter que le modèle géologique de l'immense gisement gazier égyptien de Zhor, découvert par l'ENI en 2015, semble se prolonger dans l'offshore chypriote, ce qui n'a pas laissé indifférents des géants pétroliers comme ExxonMobil et Qatar Petroleum qui ont signé, en 2017, un accord d'exploration avec le gouvernement de Nicosie. Par ailleurs, le projet de gazoducs sous-marins en discussion entre Chypre, l'Égypte et Israël n'a fait qu'amplifier l'opposition d'Ankara dont les relations avec Israël et l'Égypte ne sont pas au beau fixe, tout comme la

tension israélo-libanaise qui risque de se réactiver suite à ces nouvelles découvertes de gaz en Méditerranée orientale. L'autre écueil, et pas le moindre, est celui des mouvements écologiques qui s'opposent à toute exploration en mer à l'exemple de l'association écologique italienne qui, en 2016, avait imputé à la société ENI l'affaissement du littoral juste en face de la plateforme de forage gazier en mer.

Chapitre 7

L'industrie pétrolière aval algérienne Le parent pauvre

7.1 – Introduction

L'investissement dans les différentes activités de l'industrie pétrolière algérienne n'a jamais été équitablement réfléchi. Plus de 75% du budget annuel de l'entreprise est alloué à l'activité amont (Exploration-Développement-Production). L'activité aval a toujours été le parent pauvre de l'industrie pétrolière du pays.

La stratégie gouvernementale est de privilégier la production du pétrole et du gaz naturel pour entretenir le niveau des exportations des produits bruts et pérenniser la rente. L'industrie de la transformation en produits raffinés, et à grande valeur commerciale, a pourtant été une des priorités de l'Algérie de Boumediene, dans le cadre du plan Valhyd pour lequel le raffinage et la pétrochimie constituaient une composante intégrale de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz algériens. Les cinq raffineries dont dispose aujourd'hui l'Algérie sont restées longtemps très insuffisantes au vu du potentiel pétrolier national comparativement à d'autres pays producteurs et même non pétroliers et importateurs, lesquels disposent d'un nombre de raffineries et d'infrastructures en aval dépassant de beaucoup les capacités algériennes. Aujourd'hui, l'industrie algérienne de la transformation ne semble pas nécessiter un correctif, qui soit aussi primordial, eu égard au grand retard cumulé, des décennies durant, pendant qu'à l'échelle mondiale, au sein des pays de l'OCDE, le raffinage classique prend de plus en plus du recul et toute «surcapacité» devant une demande fossile en repli et un intrant de moins en moins disponible, serait, stratégiquement, sans grand intérêt pour le pays.

7.2 - Un mot sur le raffinage et la pétrochimie

Le raffinage

Le pétrole brut étant inutilisable en l'état, son raffinage consiste en sa transformation en différents produits finis tels que les carburants, le fioul lourd, le kérosène et autres produits non énergétiques comme les bitumes, les lubrifiants et les naphthas. Cette opération s'effectue en trois principales étapes.

- *La distillation (ou séparation)* - Le pétrole traverse un four chaud à environ 350 à 400 °C pour provoquer son évaporation. Il se décompose en coupes légères (gaz, essences et naphthas), moyennes (kérosène, gazole ou gasoil) et lourdes (bitumes, etc.) dans des unités de distillation selon le point d'évaporation du composé. La diminution de la température décroît au fur et à mesure que l'on monte dans la colonne de distillation et les molécules se condensent les unes après les autres en liquides pour être récupérés. Les fractions légères sont récupérées en haut de la colonne jusqu'aux gaz qui atteignent, seuls, le haut de la tour, où la température n'est plus que de 150 °C, tandis que les plus lourdes (résidus) restent au fond de la même colonne sans s'évaporer.

- *La transformation (conversion ou craquage catalytique)* - Après les opérations de séparation, les résidus lourds issus de la distillation renferment encore des produits de densité moyenne dont les molécules vont être cassées en molécules plus légères, en subissant, à leur tour, sous hautes pressions et températures (500°C), une seconde distillation les transformant en produits plus légers et ce afin de mieux répondre à la forte demande en produits légers. Environ 75 % des produits lourds soumis à la conversion sont ainsi transformés en gaz, essence et gazole.

- *Fabrication de produits (traitement ou amélioration)* - L'amélioration consiste à réduire ou éliminer les molécules néfastes à l'environnement, comme le soufre. En Europe, par exemple, et depuis 2009, l'essence et le gazole contenant plus de 10 ppm (10 mg/kg) de soufre ne sont pas autorisés. De même, le kérosène, les

gaz butane et propane doivent être lavés à la soude pour les débarrasser des mercaptans (composés organiques ayant une odeur nauséabonde et dans lesquels un atome de soufre remplace celui de l'oxygène). La fabrication consiste en la combinaison des composés pour obtenir de produits finis (gazoline, diesel, etc.), lesquels produits sont stockés puis transportés vers les points de consommation (stations de service, etc.). Les raffineries produisent également des lubrifiants et graisses à partir des résidus de la distillation sous vide.

Ces produits, et tant d'autres, sont obtenus dans des proportions variables selon le type et l'origine du pétrole et certains d'entre eux peuvent servir de matière première à la pétrochimie, comme, par exemple, les naphthas qui permettent de produire de l'éthylène et du propylène, donnant à leur tour des matières plastiques.

On compte quelque 150 différents types de pétrole brut dans le monde et les caractéristiques techniques d'une raffinerie dépendent du type de pétrole à raffiner. Il y a des raffineries conçues pour le pétrole lourd et celles conçues pour le pétrole léger. Le raffinage du pétrole lourd est généralement plus coûteux mais sa valorisation, en termes de produits finis, pourrait être meilleure que celle d'un brut léger.

- *Les types de raffineries* - On distingue deux principaux types de raffineries selon la complexité. Cette dernière est liée au coût de construction lequel dépend, à la fois, de la capacité du raffinage et de sa valorisation. Dans les années 1960, l'américain *Wilbur Lundine Nelson*, alors rédacteur technique du *Oil and Gas Journal*, a défini l'indice de complexité permettant de comparer les raffineries. Cet indice, appelé NCI (*Nelson Complexity Index*) assigne à chaque pièce d'équipement de la raffinerie un facteur de complexité qui varie de l'unité, pour une simple raffinerie de distillation du brut, à quelques valeurs supérieures en fonction du degré de complexité de l'usine. Une raffinerie est d'autant plus complexe et coûteuse que son indice NCI est élevé. À titre d'exemple, les raffineries américaines ont le NCI moyen le plus élevé avoisinant 9.5 contre 8.2 pour les raffineries canadiennes et 6.5 pour celles européennes. Cette complexité

rendant plus souple la raffinerie, l'autorise à s'adapter facilement à l'évolution des conditions du marché tant pour le type d'intrants que pour les extrants. L'avantage d'une raffinerie complexe est qu'elle peut s'accaparer les capacités de raffinage des vieilles unités simples fermées pour leur vétusté. C'est en tout cas la tendance actuelle à l'échelle mondiale. Depuis le début des années 2000, une grande partie des raffineries construites sont des installations complexes à très haut niveau de valorisation, capables d'obtenir, à partir d'un brut lourd, des produits pétroliers plus légers, respectueux de l'environnement, voire des transformations secondaire, soit dégager une meilleure valeur ajoutée.

Bien que le brut léger soit plus abondant que le brut lourd, ce dernier gagne de plus en plus du terrain dans certaines régions du monde et oblige des pétroliers à convertir certaines de leurs raffineries en mode complexe, leur permettant de traiter des bruts lourds, ce qui revient moins coûteux que d'en construire une nouvelle.

En effet, construire une raffinerie n'est pas une simple affaire. Elle nécessite, en plus d'un lourd financement, un terrain géographiquement, juridiquement et surtout techniquement approprié en matière de qualité du terrain. Par exemple, la raffinerie d'In Amenas (Algérie) fut aussitôt abandonnée juste après les essais de démarrage pour un problème de non consistance du sol, d'où l'option de son démantèlement. Par ailleurs, pour construire une raffinerie, une disponibilité d'eau en abondance, une puissance d'au moins 50 MW à 200 MW d'électricité ainsi que des équipements de sécurité industrielle et de protection de l'environnement sont exigés. La taille et la configuration d'une raffinerie doivent correspondre au type de brut à distiller et donc aux produits finis à en extraire.

Quant aux capacités de traitement d'une raffinerie, elles tournent, habituellement, entre 250 000 et 500 000 b/j mais il existe des capacités de seulement quelques milliers de barils par jour et des capacités dépassant un million de barils par jour. C'est le cas de la raffinerie *Jamnagar* en Inde, construite en 1999 avec 660 000 b/j puis agrandie, en 2008, d'une capacité additive de 580 000 b/j, en faisant

ainsi la plus grande raffinerie du monde avec une capacité de 1 240 000 b/j. La durée de la construction d'une raffinerie peut s'étaler entre 3 et 8 ans selon la dimension et la situation géographique du projet.

- *Coût d'une raffinerie* - Le coût de construction d'une raffinerie dépend de sa capacité mais aussi du type de pétrole à distiller et varie, en moyenne, entre 3 et 5 milliards de dollars et peut aller jusqu'à 10 milliards de dollars, voire plus, pour les options plus complexes à capacités dépassant les 500 000 b/j. Plus l'intrant est léger, plus le rapport coût sur revenu est bas et plus la marge bénéficiaire est élevée. Au Canada, par exemple, le coût prévu du projet (abandonné) de la raffinerie d'*Irving Oil*, d'une capacité de 300 000 b/j, était estimé à 8 milliards de dollars et celui du projet de la raffinerie de *Kitimat Clean* (550 000 b/j) à 13 milliards de dollars. Pour un raffineur, se limitant à distiller du pétrole léger à faible teneur de soufre, il est plus rentable d'acheter une mini-raffinerie pour quelques centaines de millions de dollars que d'en construire une neuve. Néanmoins, il pourrait être plus coûteux d'accroître la capacité ou la complexité d'une raffinerie existante. L'expansion d'une raffinerie peut coûter entre 2 et 3 milliards de dollars pour une capacité de 50 000 b/j. En Arabie saoudite, la construction de la gigantesque raffinerie de *Jubail* (TOTAL-ARAMCO), lancée en 2005 et opérationnelle en 2014, a coûté près de 10 milliards de dollars pour une capacité de 400 000 b/j. S'étendant sur une surface équivalente à 700 terrains de football (5 Km²), cette raffinerie est la plus grande de la compagnie TOTAL et fait partie des raffineries les plus rentables.

Par ailleurs, les coûts d'exploitation (OPEX) dépendent de l'âge et de la vétusté de la raffinerie. Les OPEX sont évidemment faibles pour une nouvelle raffinerie du fait de la faible maintenance et donc du faible coût de revient du baril de pétrole traité. À titre indicative, le coût de traitement d'un baril de pétrole dans la gigantesque raffinerie *Baytown* (Texas) d'ExxonMobil (560 500 b/j) est d'environ 3 à 4 dollars (25 dollars/tonne) contre 11 dollars par baril (80 dollars/tonne) dans la petite raffinerie de *Torrance* (149 000 b/j) située en Californie.

La pétrochimie

Par définition, la pétrochimie est la chimie des dérivés pétroliers, principalement du naphta issu du raffinage du pétrole et de l'éthane issu du gaz naturel. Elle englobe l'ensemble des techniques reposant sur des réactions chimiques, pour fournir des matières premières (intermédiaires) servant de base à la fabrication de nombreux objets synthétiques répondant aux besoins de l'industrie et de la consommation du quotidien (plastiques, fibres textiles, adhésifs, détergents, cosmétiques, médicaments, emballages alimentaires, etc.). C'est donc un créneau incontournable et indispensable pour de nombreux domaines industriels tels l'automobile (équipements intérieurs, pneumatiques,...), la construction (isolation thermique), le matériel informatique, les équipements hospitaliers, l'agriculture (engrais de synthèse), etc. La pétrochimie consiste, en gros, en deux principaux procédés qui sont le «*vapocraquage*» et le «*reformage catalytique*».

- *Le vapocraquage* - Le procédé consiste à craquer, à la vapeur d'eau chaude (800°C), le naphta afin de rompre ses longues molécules et en obtenir des chaînes plus petites, donnant des hydrocarbures plus légers tels les oléfines (éthylène, propène, butène, butadiène), servant de produits de base pour la fabrication des polymères, matières plastiques, certains alcools, le caoutchouc, etc.

- *Le reformage catalytique* - Porté à une température de plus de 500 °C, dans une tour de distillation, le naphta donne des molécules aromatiques comme le benzène ou le toluène, deux solvants très utilisés par l'industrie chimique. Ces oléfines et molécules aromatiques peuvent subir, ensuite, de nouvelles réactions chimiques pour obtenir d'autres produits finis.

7.3 - Enjeux et aspects économiques

L'aspect économique du secteur du raffinage et de la pétrochimie est très complexe. C'est une industrie manufacturière capitalistique en sandwich entre deux marchés associés, mais indépendants, celui du pétrole brut et celui des produits finis. Les coûts des intrants et des extrants restent donc très instables et

subissent l'influence des changements dans l'offre et la demande à l'échelle mondiale, régionale et locale. Une raffinerie doit assurer sa rentabilité en s'adaptant aux données du marché sinon elle doit fermer. Au Canada, par exemple, avec la transition vers des raffineries plus grandes et plus complexes mais aussi une tendance vers une demande stagnante, plus de 20 raffineries ont fermé leurs portes depuis 1970.

Aujourd'hui, il s'agit d'un investissement dont le profit et le rendement sont assujettis à une demande baissière de carburants «fossiles» et à l'amenuisement des ressources d'hydrocarbures conventionnels et toute surcapacité de traitement mènera vers la fermeture de raffineries classiques dans beaucoup de pays de l'OCDE, ou leur conversion en unités traitant un pétrole non conventionnel, plus lourd, sachant que d'énormes ressources de pétrole de sables bitumineux restent à exploiter au Venezuela et au Canada et même dans d'autres régions du monde. Néanmoins, la fermeture systématique des raffineries classiques n'est pas encore le cas du modèle étasunien qui pour venir à bout des passages dévastateurs des ouragans ayant détruit plusieurs installations dans le golfe du Mexique, la maison blanche encourage, dans le cadre du projet de loi « *Essence pour la sécurité de l'Amérique* », la construction de nouvelles raffineries du type classique, la dernière ayant été construite en 1976. En septembre 2004, quand l'ouragan Ivan avait dévasté une douzaine de raffineries, provoquant une pénurie d'essence et une envolée des prix, le pays ne comptait que 148 raffineries en état de marche, contre 300 unités en 1982. En 2019, seulement 132 raffineries sont opérationnelles, avec une capacité de 18 MMb/j, alors que la demande américaine est en moyenne de 21 MMb/j tous liquides confondus.

Mais le recul du nombre de raffineries dans le monde par la fermeture des unités obsolètes, est compensé par l'extension des capacités de traitement qui sont passées de 78 MMb/j en 1980 à près de 100 MMb/j en 2019. Bien que la « bioraffinerie » et la « pétrochimie biomasse » ont commencé, depuis une vingtaine d'années, à connaître un développement notable, mais à petite échelle, la production mondiale du plastique issu des hydrocarbures ne cesse de

se développer d'année en année. En 2018, la production mondiale du plastique a augmenté de 3.2% par rapport à 2017 pour atteindre 360 MMTonnes dont seulement moins de 1% issus de la biomasse, contre 700 000 tonnes en 2010.

Ce volume « bio-sourcé » devrait dépasser 5 MMTonnes en 2020 mais cela reste insuffisant pour ringardiser les produits issus de la pétrochimie «fossile» dont la croissance est tirée par la Chine et les États-Unis où l'essor du gaz de schiste a fait relancer l'industrie pétrochimique qui utilise désormais les dérivés du gaz (l'éthane en particulier) pour produire de l'éthylène, comme matière pour la fabrication des objets plastiques, plutôt qu'à partir du naphta dérivé du pétrole. Près de la moitié de l'éthylène américain provient actuellement du gaz dont le prix est trois fois moins cher que celui du naphta.

Le raffinage et la pétrochimie constituent le créneau où se réalise la valeur ajoutée de l'activité pétrolière. Un baril (159 litres) de brut ordinaire contient en moyenne quelque 75 litres de supercarburant, 35 litres de gasoil, etc. (Fig.26). Pour un prix du baril de brut de 70 dollars, et compte tenu du prix international de chaque produit raffiné (prix selon *Global Petrol Prices*, janvier 2020), le prix du baril raffiné sera d'au moins 150 dollars, soit deux fois le prix du baril brut. Exporter du pétrole brut et importer ses dérivés n'est-il pas un troc à perte ?

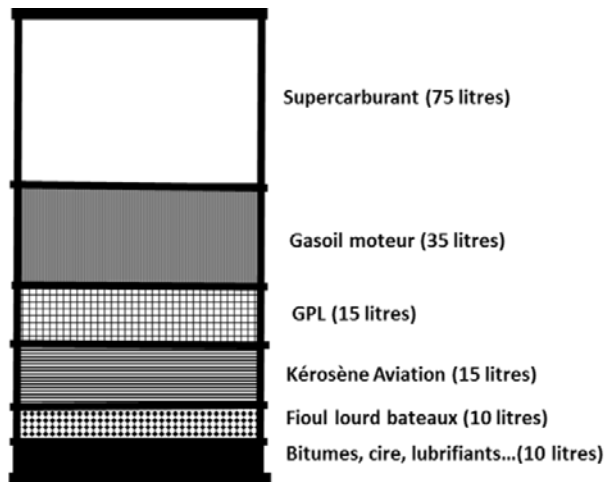


Fig.26 - Composition moyenne d'un baril de pétrole ordinaire

Comme pour le pétrole brut, les produits raffinés ont aussi leurs cotations sur des marchés régionaux comme par exemple celui de Rotterdam pour l'Europe du Nord, et de Gênes-Lavéra pour le bassin méditerranéen. Ces marchés ne sont pas hermétiques mais liés par des échanges de produits. Le principal indicateur économique pour l'activité de raffinage est la marge brute qui désigne la différence entre la valeur des produits finis à la sortie de la raffinerie (l'extrait) et la valeur du pétrole brut à son entrée (l'intrant). Ces valeurs sont déterminées par les marchés, en fonction des stocks, de la demande, du contexte géopolitique, etc. La marge nette est égale à la marge brute moins les frais de structure et les frais de fonctionnement. Le «tableau 24» donne une idée sur la variation de la marge brute par baril ou par tonne traitée sur un pétrole de la mer du nord dans une raffinerie française entre 2015 et 2019. Le problème d'une raffinerie, est qu'elle n'a pas de contrôle sur le prix du brut ni sur celui de ses produits raffinés. Pour être compétitif, le raffineur doit compter sur le rendement de son complexe en terme du rapport des extraits aux intrants avec un programme d'innovation et de modernisation autorisant de produire plus d'extraits à partir de moins d'intrants, c'est-à-dire de maximiser la marge brute de la raffinerie.

La pétrochimie fossile absorbe, aujourd’hui, plus de 14 MMB/j de pétrole, sous forme de produits raffinés, le naphta, soit 14% de la consommation mondiale de pétrole, et environ 300 BCM de gaz, sous forme d'éthane, soit 8% du volume de gaz naturel extrait annuellement. Selon une récente étude de l’Agence Internationale de l’Énergie (AIE), la pétrochimie reste l'unique « segment en croissance de la demande mondiale de pétrole » dans la période de transition énergétique entre 2018 et 2050.

Tab.24- Exemple d'évolution de la marge brute de raffinage sur Brent (raffinerie française).
(Source: IFPEN)

	2015		2016		2017		2018		2019	
	\$/bbl	€/t	\$/bbl	€/t	\$/bbl	€/t	\$/bbl	€/t	\$/bbl	€/t
Janvier	6,88	45	4,97	35	4,3	30	3,67	23	3,25	21
Février	6,89	46	3,25	22	4,74	33	3,41	21	3,81	25
Mars	8,36	58	2,95	20	3,79	27	2,99	18	4,22	28
Avril	7,01	49	3,25	22	5,35	37	3,54	22	3,6	24
Mai	6,72	46	3,06	20	4,53	31	4,6	30	3,36	22
Juin	8	54	3,71	25	4,84	32	4,67	30	2,08	14
Juillet	6,51	45	2,31	16	5,53	36	4,82	31	5,35	36
Août	7,93	54	2,33	16	6,25	40	6,99	45	5,94	40
Septembre	6,17	42	3,32	22	7,24	46	3,6	23	4,41	30
Octobre	4,16	28	5,17	35	5,77	37	3,04	20	7,02	48
Novembre	6,52	46	5,91	41	5,29	34	6,66	44	4,86	33
Décembre	4,41	31	3,95	28	3,9	25	4,69	31	2,68	18
Moyenne annuelle	6,63	45	3,68	25	5,13	34	4,39	28	4,22	28

7.4 - L'industrie de la transformation en Algérie

L'industrie algérienne de la transformation est l'une des moins développées pour un pays ayant disposé d'importantes ressources de pétrole et de gaz, aujourd’hui en déclin. Pourtant, ce créneau à haute valeur ajoutée, avait été l'une des priorités du pays dans les années 1960-1970 avec la construction des raffineries d'Alger (1964), de Hassi Messaoud, d'Arzew (1972), construite dans le cadre du premier plan quadriennal (1970-1973) et de Skikda (1979) ainsi que des complexes pétrochimiques comme celui de Skikda (CP1K, 1979), etc. La production de ce complexe (éthylène, polyéthylène, PVC, soude

caustique) et celui du méthanol et des résines synthétiques d'Arzew (CP1Z) répondant largement aux besoins internes, l'excédent était exporté. Aujourd'hui, les raffineries et les complexes pétrochimiques sont de plus en plus la proie d'incidents techniques et de violentes explosions liées à la mauvaise maintenance et leurs productions ne couvrent pas tous les besoins du pays qui, plutôt, est devenu un importateur de certains produits finis. Il faut signaler, en revanche, que le pétrole algérien est de type léger et son raffinage, avec le peu d'unités dont dispose le pays, ne donne pas suffisamment de produits comme le gasoil dont seulement 8 à 10 MMTonnes sont produites annuellement en Algérie, le déficit étant importé à coup de milliards de dollars.

Le volet pétrochimique

La durée de vie du complexe de Skikda (CP1K) a été écourtée à une quinzaine d'années par manque d'éthylène dont la production (120 000 tonnes/an) était assurée par l'utilisation des 150 000 tonnes/an d'éthane issues du complexe GNL situé dans le même site industriel de la ville. Suite à l'explosion de ce complexe de GNL, le 20 janvier 2004, l'usine CP1K a tout simplement cessé de fonctionner. Le recours aux réparations superficielles, différant les problèmes, au détriment des investissements dans de nouveaux complexes, restent l'unique alternative pour les responsables du secteur comme en témoignent la multitude de projets avortés ou carrément restés sans suite. L'explosion du complexe GNL de Skikda semble avoir fait bousculer les pouvoirs publics qui ont lancé en février 2005, une série d'appels d'offres pour des projets dont quelques-uns en partenariat.

On peut citer celui, estimé à 3 milliards de dollars avec le groupe français TOTAL (qui prend en charge 51 % du financement), portant sur le vapocraquage de l'éthane (1 400 000 tonnes/an) à Arzew, un projet qui n'a jamais vu le jour alors que sa réception était prévue pour fin 2011 au même titre que le projet de le projet de construction, à Arzew, d'un autre complexe de production d'un million de tonnes de méthanol, en partenariat avec le consortium *Almet*, regroupant les sociétés Sotraco (Algérie), Quraïn (Koweït),

Lurgi (Allemagne), PPSL (Trinidad) et Mitsui (Japon) pendant que cinq autres projets pétrochimiques étaient en cours d'attribution mais sans beaucoup de succès.

En 2010, le président Bouteflika, «porté sur les nerfs» chargea son «réchauffé» nouveau ministre de l'énergie, Youcef Yousfi, succédant à Chakib Khelil (1999-2010), de prendre le taureau par les cornes pour réhabiliter, une fois pour toutes, la pétrochimie algérienne à même d'en faire un joyau de l'économie du pays. Pas moins de 25 milliards de dollars étaient alloués à ce programme qui devait commencer à fleurir à partir de 2012 pour réduire ou mettre fin à l'importation de certains produits finis, dont le gasoil, à partir de 2013, avant d'assurer une indépendance totale de l'industrie pétrochimique en 2014. Mais en vain. Le ministre qui quitta le département en 2015, était, plus que jamais, séduit par le dossier du gaz de schiste qu'il trouva plus prioritaire et moins méandrique que d'intégrer la filière pétrochimie dans l'industrie nationale. L'avènement de la crise pétrolière en juin 2014 a été l'occasion pour le gouvernement de ranger le dossier aval dans ses cartons pour ne se focaliser que sur la gestion de cette crise. La réalisation de pareils projets, et tant d'autres, un peu à l'avance, aurait permis, aujourd'hui, au pays une meilleure disponibilité des produits finis très demandés par divers secteurs industriels et générateurs de revenus en devises pouvant rivaliser avec les recettes du pétrole et du gaz bruts. Elle aurait également permis au pays de ne pas succomber aussi facilement et rapidement aux aléas de cette crise. Pis encore, en 2014, l'Algérie importait pour 4 milliards de dollars de produits pétrochimiques alors que le pays a longuement disposé d'importantes ressources gazières donnant des matières premières à très faible coût pour le développement d'une industrie de transformation à très forte valeur ajoutée.

Le volet raffinage

En matière de capacités de raffinage, malin celui qui pourra connaître les chiffres exacts qui varient d'un responsable à l'autre mais disons que la capacité de traitement des cinq raffineries

algériennes (Alger, Arzew, Hassi Messaoud, Skikda et Adrar) est d'environ 25 MMTonnes/an auxquelles s'est rajoutée le complexe de condensat de Skikda qui produit 5 MMTonnes/an, portant à une trentaine de MMTonnes/an la capacité globale des raffineries du pays (Tab.25).

Tab.25 - Capacités des raffineries algériennes

Raffinerie	Capacité après réhabilitation		Année de construction
	Million tonnes/an	barils/jour	
Skikda (RA1.K)	16.5	330 000	1979
Arzew (RA1.Z)	3.75	75 000	1972
Alger (RA1.G)	3.65	73 000	1964
Hassi Messaoud (RHM)	1.2	24 000	1965-1970?
Adrar	0.6	12 000	2007
TOTAL	25.7	514 000	
Skikda Condensat (RA2.K)	5.0	100 000	
GRAND TOTAL	30.7	614 000	

Les ministres de l'énergie, qui se sont succédés au gouvernement, tiennent le même discours affirmant qu'en attendant la construction de nouvelles raffineries, la réhabilitation de celles existantes va permettre de relever la capacité totale du pays à une quarantaine de MMTonnes/an et de s'affranchir de l'importation de carburant à partir de l'année...2015. Trop beau, n'est-ce pas ? Le ministre de l'énergie, Mohamed Arkab, a même affirmé, en juillet 2019, que suite à cette réhabilitation des raffineries, le pays n'a effectué aucune importation de carburant depuis fin 2018 et toute la production disponible sur le marché national est algérienne, avait-il souligné. Mais, selon d'autres sources, proches de la SONATRACH, les importations entre 2011 et 2017 ont totalisé 16 milliards de dollars de carburants, soit 2.2 milliards par an. Par ailleurs, selon l'office national des statistiques (ONS), pour l'année 2018 la facture des produits énergétiques et lubrifiants s'est élevée à environ un milliard de dollars contre 1.9 milliard de dollars à la même période de 2017. Ce recul de 900 millions de dollars est vraisemblablement lié aux mesures restrictives instaurées par le gouvernement pour faire face à

la crise économique qui ronge le pays. En 2019, l'Algérie aurait importé 12 MMTonnes de gasoil et 9 MMTonnes d'essence, alors que seuls 11.5 MMTonnes de carburants sont produites en Algérie, couvrant 76% les besoins locaux d'environ 15 MMTonnes/an et ce n'est pas Mohamed Arkab qui va remettre en cause les analyses et les chiffres de l'ONS.

-Raffinerie d'Alger - Ce vieux complexe, construit en 1964, avait une capacité initiale de 2.7 MMTonnes/an. Sa rénovation, qui a trainé pendant une dizaine d'années, fait partie d'un programme lancé en 2003 par Chakib Khelil et ce n'est qu'en 2010 qu'un contrat de réhabilitation, pour 800 millions de dollars, a été conclu entre la SONATRACH et la société française Technip. Mais la SONATRACH reprochant à Technip de ne pas avoir respecté le délai contractuel, qui est de trois ans (livraison prévue en 2013), a tout simplement résilié le contrat en 2015. Aujourd'hui, après réhabilitation par le groupe chinois *China Petroleum Engineering and Construction* (CPECC), entre 2016 et 2019, pour un montant de 380 millions de dollars, sa capacité de traitement est portée à 3.65 MMTonnes/an, couvrant ainsi la quasi-totalité des besoins en carburants de 18 wilayas du centre du pays. Toutefois, le fonctionnement de cette raffinerie, qui est passée subitement d'une expérience française à une expérience chinoise, semble souffrir d'une incompatibilité technologique impactant son rendement. Sa capacité réhabilitée la classe troisième raffinerie du pays après celles de Skikda et d'Arzew.

-Raffinerie d'Arzew - Elle a été construite en 1972, par la société japonaise *Japan Gasoline Company (JGC Corporation)* à proximité du port d'Arzew, à une quarantaine de kilomètres de la ville d'Oran et bénéficie du trafic maritime du port d'Arzew pouvant accueillir des pétroliers à fort tonnage. Sa capacité initiale de 2.5 MMTonnes/an est passée à 3.75 MMTonnes/an après sa réhabilitation en 2008, avec l'installation de nouvelles unités pour la fabrication d'essence sans plomb. Elle est conçue pour distiller le pétrole brut de Hassi Messaoud mais aussi le brut réduit importé (280 000 tonnes par an) pour la production des bitumes. Elle constitue la deuxième grande raffinerie en Algérie après celle de Skikda.

-*Raffinerie de Skikda* - Située au bord de la mer, elle a été construite en 1979 et bénéficie également d'un important trafic du port de Skikda en matière de pétroliers à fort tonnage. Après sa réhabilitation par la société *Samsung Engineering & Construction* (contrat signé le 11 mai 2009), sa capacité est passée de 15 MMTonnes/an à 16.5 MMTonnes/an. Elle est la plus grande raffinerie du pays.

-*Raffinerie de Hassi Messaoud* - N'ayant pas d'unité de conversion (tel le reforming catalytique), cette raffinerie est destinée surtout à satisfaire les besoins de la région en essence normale et gasoil. Elle a subi une extension dans les années 1990, augmentant sa capacité de 500 000 tonnes/an à 900 000 tonnes/an avant d'atteindre, aujourd'hui, 1.2 MMTonnes/an. Cette unité, construite dans les années 1960, sera abandonnée dès la réception de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud vers l'année 2024.

-*Raffinerie d'Adrar* - Elle a été construite en partenariat entre la société *CNPC-China National Petroleum Corporation* (70%) et Sonatrach (30%), dans le cadre du plan quinquennal algérien d'investissement (2001-2005). Les travaux de réalisation, ayant coûté 167 millions de dollars, ont été lancés en juin 2004 et la raffinerie est entrée en service au mois de mai 2007 avec une capacité de 600 000 tonnes/an. Elle traite le pétrole produit dans la cuvette proximale de «Sbaa» et les produits raffinés (gaz butane, propane, essence normal, super, sans plomb, gazole et kérosène) sont commercialisés par la société mixte, Naftachin, une joint-venture entre l'algérienne Naftal et la chinoise Sorachin. Ce complexe a été exploité par CNPC jusqu'en 2012 et a connu plusieurs mouvements de grève menés par le personnel algérien qui estimait être lésé en droits et avantages par rapport au personnel chinois. En 2015, la SONATRACH a décidé de racheter toutes les parts de CNPC et en devient propriétaire à 100%.

Alors que les responsables de la SONATRACH ambitionnaient, avec ces rénovations-réhabilitations, de couvrir les besoins du pays en 2018 et exporter un excédant en 2020, cela s'avère insuffisant au vu de la demande interne que grimpe de 7% par. En fait, ces réhabilitations qui n'ont touché que trois raffineries n'ont ramené

qu'un additif de 3.7 MMTonnes/an, soit 24% de la demande locale. Les deux autres raffineries (Hassi Messaoud et Adrar), ne totalisant que 1.8 MMTonnes/ an, ne suffisent pas pour couvrir les besoins des régions sahariennes sans l'approvisionnement en provenance des raffineries du nord du pays.

7.5 - Les projets de la transformation en Algérie Des chiffres et des mythes

Je vous invite, votre ceinture attachée, à survoler en vitesse et à haute altitude, le déroulement chronologique des projets relatifs à l'industrie de la transformation en Algérie tels qu'ambitionnés et augurés par les différents hauts responsables du secteur qui hier disaient deux choses, aujourd'hui une chose et demain son contraire. Pour les souffrants de céphalées, une prise de paracétamol est conseillée. Je parle en connaissance de cause. Top, c'est parti !

Parallèlement aux efforts de rénovation des trois principales raffineries du pays, qui auraient coûté quelque 4 milliards de dollars (chiffre variant bien évidemment d'une bouche à l'autre), le gouvernement ambitionnait de construire de nouvelles unités dont celles traitant du pétrole lourd, lequel sera importé, afin de subvenir aux besoins locaux en diesel qui augmentent de 8 % par an. Pour quelques responsables, il s'agit de construire pas moins de cinq complexes mais pour d'autres, dont le PDG Amine Mazouzi, en 2015, seulement trois complexes seront construits (Biskra, Tiaret et Hassi Messaoud). Pourtant, le ministre algérien de l'énergie, Youcef Yousfi, était très catégorique lorsqu'il avait déclaré, le 6 mai 2012, que ces cinq nouvelles raffineries, dont le coût global est estimé à 10 milliards de dollars, vont porter les capacités du raffinage à 44 MMTonnes/an dans les toutes prochaines années. Dans le même temps, certains hauts responsables parlent de 60 MMTonnes/an avec une ouverture vers l'exportation. C'est quand même curieux que dans le secteur du raffinage algérien, il reste très difficile de savoir à quel saint se vouer. Par exemple, la capacité de traitement de la future raffinerie de Tiaret sera de 15 MMTonnes/an, pour les uns, et de seulement 5 MMTonnes/ an pour les autres. Les gouvernements et les ministres

de l'énergie se succèdent et passent, les projets et les chiffres trépassent. Depuis les instructions du président Abdelaziz Bouteflika, en 2010, concernant le développement de l'industrie de transformation en Algérie, pas moins de six ministres de l'énergie et neuf PDG de Sonatrach ont géré ce portefeuille d'une extrême sensibilité avec, chacun, comme en cuisine, ses ficelles à lui.

Ces cafouillages, entraînant le report de plusieurs nouveaux projets et l'annulation d'autres, s'est limité aux discours à la fois euphoriques et controversés. Le président Bouteflika alité à l'hôpital militaire du Val-de-Grâce (Paris), le 28 avril 2013, et plus que jamais préoccupé par la dégradation de son état de santé, le ministre de l'énergie ou le PDG qui arrive ne faisait qu'à sa tête.

En 2010, on déclarait que l'Algérie dispose d'une capacité de raffinage de 500 000 b/j (25 MMTonnes/an) dont la moitié est consommée localement et l'autre exportée. Le ministre de l'Energie et des Mines, Chakib Khelil, a annoncé (en 2010), qu'en 2015, une fois le complexe de Tiaret (300.000 b/j) livré, l'Algérie raffinerait la totalité de son pétrole en Algérie. Ironie du sort, pour satisfaire la demande effrénée du marché local, la SONATRACH a recouru, en 2018, à la distillation de son pétrole brut à l'étranger pour la récupération du gasoil et des essences.

En février 2012, le ministre de l'énergie, Youcef Yousfi, assisté d'Abdelhamid Zerguine, alors PDG du groupe SONATRACH, «revient à la raison» et met en veilleuse le projet de la raffinerie de Tiaret dont le coût était estimé à 6 milliards de dollars, disait-on. Ce projet, cher à Chakib Khellil, n'avait jamais eu le feu vert des pouvoirs publics qui ont décidé de reporter le lancement de l'appel d'offres international pour la construction de ladite raffinerie. Youcef Yousfi justifie ce recul par le fait que, selon lui, la réhabilitation des unités existantes passe avant la construction de nouveaux complexes d'autant plus que la pose de pipes pour acheminer le pétrole vers Tiaret coûtera très cher à l'entreprise SONATRACH.

Au mois de mai 2012, le gouvernement met en place un programme national limitant l'utilisation des carburants polluants sachant que, selon l'Office National des Statistiques (ONS), 95% des véhicules du parc national roulent avec des carburants polluants

(essence et gasoil). Ainsi, la généralisation de la production de l'essence sans plomb dans les raffineries du nord du pays ayant bénéficié d'une réhabilitation a été un objectif à atteindre en 2013. L'éventualité d'arrêter l'importation de véhicules carburant au diesel a également été évoquée. Mais il n'en est rien.

Fait curieux, en septembre 2012, Youcef Yousfi, qui sept mois auparavant privilégiait la rénovation des raffineries du nord du pays à la construction de nouvelles unités, annonce, en grande pompe, la construction d'une nouvelle raffinerie de 10 MMTonnes/an, ainsi qu'une autre dans chacune des villes de Biskra, Tiaret, Ghardaïa et Hassi Messaoud pour un montant global de 16 milliards de dollars.

Le 29 février 2016, à Hassi Messaoud, Amine Mazouzi, alors PDG de Sonatrach, promet de lancer les projets de construction des trois nouvelles raffineries (Hassi Messaoud, Biskra et Tiaret). Les accords sur la réalisation de ces trois nouvelles raffineries seront signés, disait-il, dans les tout prochains jours avec des partenaires étrangers. Il faut dire que ce jeune PDG est resté fidèle à sa déclaration de 2015 quant au nombre et à l'emplacement géographique des raffineries à construire. Les trois raffineries en question font partie d'un programme global de pétrochimie qui porte sur l'augmentation de la production nationale en carburants et produits pétroliers à 60 MMTonnes/an à l'horizon 2019 contre 27 MMTonnes en 2016. Est-ce possible de construire, subitement, entre 2016 et 2019 trois raffineries et porter les capacités nationales de 27 à 60 MMTonnes/an? Ça s'appelle se prendre pour un chinois sans avoir les yeux bridés. Mais au fait, où est-il passé le projet de la nouvelle raffinerie de Ghardaïa annoncé en 2012 par le ministre sortant, Youcef Yousfi, et son PDG Abdelhamid Zerguine ? Pourquoi le projet de la raffinerie de Tiaret est-il de retour après avoir été jugé non rentable par Youcef Yousfi en 2012 ? S'agit-il de projets de l'état algérien ou de projets d'hommes aux commandes?

Les études d'engineering pour les raffineries de Hassi Messaoud, Biskra et Tiaret ont été confiées à *Amec Foster Wheeler FID*, une compagnie britannique retenue parmi une dizaine d'autres consultée. Le contrat sur ces études a été signé avec la SONATRACH en date du 7 mars 2016. La capacité totale de ces trois raffineries est

fixée à 15 MMTonnes/an, soit 5 MMTonnes/an chacune alors que celle de Tiaret, « version Chakib Khellil » devait traiter à elle seule pas moins de 15 MMTonnes/an ! Parmi les produits pétroliers extrants il s'agit, entre autres, d'essence sans plomb, du kérosène, des bitumes et du gasoil. Ce dernier, considéré comme non respectueux de l'environnement, a pourtant été décrié par les pouvoirs publics à la faveur de la généralisation de l'essence sans plomb dès l'année 2013. Autre ambition titanesque, ces trois raffineries permettront au pays de passer, en 2019, du statut d'importateur de carburants à celui d'exportateur. Mais il n'en est rien aussi. Le pays importait toujours des produits pétroliers en 2019.

En décembre 2016, sous Nouredine Bouterfa, comme ministre de l'énergie, dans le cadre du renforcement de son outil de raffinage, la SONATRACH lança deux nouveaux projets pétrochimiques pour la période 2016-2020 en signant avec l'espagnole *Técnicas Reunidas* un contrat d'étude technique portant sur l'hydrocraquage du fuel-oil et des excédents de naphta de la raffinerie de Skikda afin de produire 3.2 MMTonnes/an de gasoil à partir des 4.6 MMTonnes de fuel-oil et 3.5 MMTonnes d'essence sans plomb à partir des 4 MMTonnes des excédents de naphta. Le second contrat, signé avec la branche française d'*Amec Foster Wheeler* (firme anglaise), concerne une unité pour la production, à Arzew, d'un composé organique liquide, le MTBE (*Méthyl Tert-Butyl Éther*), un additif pour l'oxygénation et l'amélioration de l'indice d'octane de l'essence, réduisant de fait les émissions des gaz d'échappement des véhicules. Le projet de MTBE est motivé par le fait que l'Algérie en importe pas moins de 200 000 tonnes/an pour près de 200 millions de dollars. Cette unité, qui devait entrer en service en 2020, ambitionnait de produire jusqu'à 75 000 tonnes/an de méthanol et 150 000 tonnes/an de butane. À signaler, toutefois, le caractère polluant du MTBE notamment envers les nappes phréatiques quand l'essence additionnée s'échappe ou est renversée dans les stations de services. Ces projets d'investissement dans le raffinage et la pétrochimie visant à réduire la facture des importations n'ont accouché d'aucune concrétisation avec l'instabilité en termes de changements incessants de gouvernements et des responsables à la

tête du secteur de l'énergie. Alors que pour les pouvoirs publics, le pays traitera tout son pétrole en Algérie avant l'année 2015, voilà que le nouveau patron de la SONATRACH, Abdelmoumen Ould Kaddour, décida de recourir aux raffineries italiennes, le 16 janvier 2018, pour raffiner du brut algérien afin, croit-il, de réduire la facture d'importation des carburants. Pour rappel, la consommation nationale qui a explosé ces dernières années, a atteint 15 MMTonnes de carburants annuellement alors que seulement 11.5 MMTonnes sont produits en Algérie.

En février 2018, le ministre de l'Energie, Mustapha Guitouni, révéla devant l'Assemblée Populaire Nationale (APN), comme un exploit, le fait que la SONATRACH va recourir, à nouveau, au raffinage d'une partie de son pétrole brut à l'étranger, une pratique, disait-il, suspendue depuis quelques années en raison de la conjoncture économique, en ce sens que le traitement du pétrole brut à l'étranger serait une opportunité plus rentable par rapport à l'importation de 3 MMTonnes de produits finis pour 2 milliards de dollars par an, une option qu'il jugeait moins coûteuse au pays que le traitement du brut en Algérie. Pour traiter une partie de son pétrole à l'étranger, la SONATRACH se doit ainsi de louer des équipements d'un raffineur, exporter son pétrole brut puis en rapatrier les dérivés manquant au marché national (le diesel et l'essence), tandis que le reste des dérivés (GPL, naphta et le fuel) plus disponibles en Algérie, pourraient faire l'objet d'opération d'échange ou de troc avec le raffineur étranger, une opération qui aurait un coût non négligeable impactant, sans aucun doute, le prix de revient du baril traité.

Cette pratique dénote tout simplement les discours, béats et vides de sens, des responsables qui n'ont cessé de crier haut, à qui voulait les entendre, que le pétrole brut algérien sera raffiné totalement en Algérie dès l'année 2015 pour non seulement mettre fin aux importations des carburants mais aussi exporter un excédent. Comme un rêve ne vient jamais seul, devant la même Assemblée Populaire Nationale, Mustapha Guitouni, encore lui, table sur une augmentation des capacités de production des raffineries de 27 MMTonnes/an à 31 MMTonnes/an à fin 2018 et que la nouvelle

raffinerie de Hassi Messaoud sera opérationnelle en 2022 (d'autre parlent de 2024) et sera suivie de celle de Tiaret. En 2016, il était pourtant question de porter les capacités du raffinage du pays de 27 MMTonnes/an à 60 MMTonnes/an en 2019...Ouf !

Augusta : Bonne affaire ou déboire ?

Devant ce piétinement des projets de construction de nouvelles raffineries en Algérie, le Conseil d'Administration de la SONATRACH, avec l'accord des autorités algériennes, décida, le 9 mai 2018, d'acheter, pour environ 900 millions d'euros (580 millions d'euros selon d'autres sources), la raffinerie d'Augusta (Sicile), à ESSO Italiana (filiale à 100% d'Exxon Mobil), incluant trois terminaux pétroliers situés à Augusta, Naples et Palerme ainsi que les systèmes d'oléoducs associés.

Selon les termes de cette transaction, le transfert de la propriété de la raffinerie et de ses actifs à la SONATRACH n'interviendra qu'à la fin de l'année 2018, sous réserve du respect de certaines conditions, notamment l'approbation de cette vente par les autorités chargées de la concurrence. Par ailleurs, la SONATRACH serait tenue de travailler en étroite collaboration avec Esso Italiana et Exxon Mobil pour assurer la continuité effective de l'exploitation de la raffinerie d'Augusta pendant la période de transition.

Cette opération, la première du genre pour l'entreprise SONATRACH et le pays, constitue pour les uns une bonne affaire qui va permettre à la compagnie nationale d'étendre son activité aval à l'Europe et du coup augmenter rapidement ses capacités de traitement et de répondre à la demande nationale en carburants, d'autant plus que cette raffinerie, de 10 MMTonnes/an, serait capable de distiller le brut algérien (Saharan Blend) ainsi que le fuel résiduel issu de la raffinerie de Skikda et l'excédent de produits dans les raffineries en Algérie, en vue de réimporter du gas oil et l'essence, en déficit sur le marché algérien.

En revanche, de nombreuses critiques sévères, nationales et italiennes, se sont élevées pour dénoncer cette acquisition «précipitée» et «irréfléchie», qualifiée d'arnaque du siècle pour le

groupe SONATRACH. La revue énergétique « *Petrostrategies* » considère que cette vieille raffinerie de sept décennies, ne mérite pas son prix d'acquisition, sans oublier les coûts contractuels pour sa conformité avec les standards environnementaux. Quant aux critiques des italiens, proches d'Augusta, elles portent sur le fait que la compagnie nationale algérienne vient d'acquérir une vieille installation devenue une charge pour ExxonMobil qui voulait s'en débarrasser, à cause de sa vétusté et ses nombreux arrêts pour maintenance, pannes techniques, en cherchant un acheteur, non sans énormes difficultés, depuis l'année 2015. Le groupe ExxonMobil subissait, selon les italiens, des pertes en dépensant d'importantes sommes rien que pour mettre cette usine en conformité avec les normes environnementales, ce que la SONATRACH va supporter. Par ailleurs, dans une de ses dernières contributions, l'ancien directeur général de Schlumberger en Afrique du Nord, Hocine- Nasser Bouabsa, estime que cette décision, à caractère stratégique, devrait être du ressort du Conseil National algérien de l'Énergie (CNE) qui ne s'est pas réuni depuis 1998. Il est utile, note-t-il, de rappeler que cette raffinerie a eu plusieurs arrêts en 2017, dont deux en raison d'incendies comme en témoignent les protocoles respectifs disponibles au niveau de la protection civile d'Augusta et il n'est pas certain que cette raffinerie, acquise à un prix fort pour son état, serait en mesure de régler le déficit national en carburants, comme le pense bien le PDG de la SONATRACH.

Selon l'ancien Directeur général de Schlumberger-Afrique du nord, l'Algérie fera toujours appel à d'autres fournisseurs de carburants malgré cette acquisition qui s'inscrit dans la feuille de route américaine que Ould Kaddour doit exécuter à la lettre, probablement dans le cadre de l'engagement d'ExxonMobil dans le développement du gaz de schiste en Algérie. Un deal qui me semble, personnellement, tiré par les cheveux du fait qu'il est pratiquement inimaginable qu'un géant comme ExxonMobil serait intéressé à ce point par l'engagement d'exploiter les schistes algériens sauf s'il s'agit de prêter assistance technique à la SONATRACH.

Devant ces critiques, le silence des autorités algériennes et de la SONATRACH au sujet de l'évolution de l'activité de cette raffinerie

depuis son acquisition, a énormément contribué à grossir le fleuve de la rumeur et de la désinformation, notamment concernant la non rentabilité de ce complexe au vu de son vieil âge et son état de vétusté très avancé. Il est généralement admis qu'une raffinerie est conçue pour une durée de vie d'une trentaine d'années, voire plus, dans le cas où elle bénéficie d'opérations de maintenance régulières et ininterrompues et de programmes de réhabilitation, de modernisation et de mise à niveau selon la demande en produits finis. C'est le cas de la raffinerie de Beaumont (Texas) dont le propriétaire, ExxonMobil, a «boosté» sa capacité, de 345 000 b/j à 500 000 b/j avec l'intention de la porter à environ 750 000 b/j, une amélioration faisant d'elle la plus grande raffinerie des États-Unis et ce pour répondre à la distillation du pétrole de schiste très disponible et à bas prix. Ces investissements du géant pétrolier américain, opérés en août 2015, coïncident avec sa décision de mettre en vente sa raffinerie d'Augusta à se demander si la cession de cette dernière ne ressemble-t-elle pas à une manière de se libérer d'un centre de coûts de trop. Les multinationales lancées dans les schistes ont tendance à abandonner l'activité aval en Europe du fait que le pétrole de schistes leur permet un meilleur bénéfice. Avec une demande croissante dans les pays émergents, la possibilité de cession ou de fermeture ou délocalisation d'autres raffineries multinationales en Europe n'est pas à écarter. L'achat de cette raffinerie, qui dénote, selon les détracteurs, l'absence d'une politique énergétique nationale, semble motivé par la couverture d'un déficit en carburant sur le marché algérien que les pouvoirs publics n'arrivent pas à enrayer devant, d'une part, le non aboutissement des projets de construction de nouvelles raffineries et, d'autre part, de l'importation effrénée de véhicules dont le parc avoisinant les 6.5 millions d'unités contre 2.8 millions de véhicules en 2000, soit près de 4 millions de véhicules importés en 20 ans, ce qui expliquerait pourquoi l'importation du carburant, commencée en 2008, est passée de 340 000 tonnes à 3.5 millions de tonnes en 2018. Si le pays s'était lancé sérieusement dans la construction, à l'avance, de nouvelles raffineries en Algérie, l'acquisition de la raffinerie d'Augusta n'aurait jamais eu lieu. Cette acquisition n'enfantera-t-elle pas d'une «affaire Sonatrach 5» ?

Et le rêve continue !

Alors que le pays peine à satisfaire la demande locale en carburant, en important 25% des besoins, le ministre de l'énergie, Mustapha Guitouni, annonça en septembre 2018, lors d'une visite de travail dans la wilaya de Saïda, que l'Algérie exportera 35 % de la production du carburant local vers les pays africains dès 2023, affirmant que l'Algérie se dirige vers une autosuffisance en carburant après une période de déficit estimé à 3.5 MMTonnes/an générant une facture d'importation annuelle de 2 milliards de dollars. Dans le même temps, le patron de la SONATRACH, Ould Kaddour, dans son plan «SONATRACH 2030», oriente sa stratégie vers le développement de la pétrochimie pour engranger 68 milliards de dollars de revenus supplémentaires d'ici 2030 ! Pour lui, l'objectif de la SONATRACH n'est plus d'exporter du gaz naturel brut mais de le transformer en produits pétrochimiques dont l'exportation sera dix fois plus rémunératrice tout en continuant à honorer les contrats de vente de gaz avec les clients européens.

Une bien étrange stratégie sur fond d'incertitude avec l'arrivée à échéance, dès 2019, de certains contrats long terme envers ces mêmes clients européens qui, désormais, imposeront un prix spot pour tout renouvellement de contrat dont la durée n'excédera pas une dizaine d'années et portant sur des volumes à livrer revus à la baisse. Le PDG, Ould Kaddour, se dit vouloir rattraper le retard accusé par les programmes pétrochimiques que la SONATRACH ambitionnait de mener, en partenariat, aux débuts des années 2000 et dont la réalisation a été bloquée par le scandale de corruption ayant secoué l'entreprise en 2010 et brisé toutes les initiatives en matière de signatures de contrats. Ould Kaddour, faisant cavalier seul, revient sur des projets tombés en désuétude, et ouvre le champ aux négociations avec des partenaires étrangers dans le cadre d'un plan quinquennal (2019-2023) de développement de la SONATRACH, visant à faire de cette dernière la 5ème compagnie mondiale à l'horizon 2030. Pas moins de quatre projets pétrochimiques en partenariat sont lancés dont trois à Arzew (polypropylène, vapocraquage d'éthane et méthanol) et un à Skikda (téréphtalique

acide et polyéthylène). C'est ainsi qu'un contrat d'actionariat entre la SONATRACH (51%) et la française TOTAL (49%), a été signé le 7 octobre 2018, pour la création d'une société mixte STEP (Sonatrach Total Entreprise Polymères) qui sera chargée de la construction et la gestion d'un complexe de déshydrogénation du propane et de production du polypropylène à Arzew. Ce projet, coûtant 1.4 milliard de dollars, ambitionne de produire 550 000 tonnes/an de polypropylène issu de la déshydrogénation du propane dont la livraison (640 000 tonnes/an) est assurée par la SONATRACH à partir des installations de (GPL) d'Arzew. Rappelons que le propylène produit servira de matière première pour diverses fabrications industrielles (textile, automobile, produits pharmaceutiques, etc.). Si ce projet de la STEP a constitué une priorité pour la SONATRACH (le pays importe 100% de ses besoins en polypropylène à coût de centaines de millions de dollars par an), les autres projets, en partenariat comme en effort propre, sont restés sous le coude pour des raisons financières. Quand le PDG, Ould Kaddour, voyait la pétrochimie comme secteur de développement le plus important, pour le pays, que le pétrole et le gaz bruts, il n'avait pas tort mais il était, en revanche, un peu naïf vu que cette option est, aujourd'hui, difficile à concrétiser eu égard au retard cumulé par le pays dans ce domaine, comparativement à d'autres pays pétroliers dont des membres de l'OPEP. L'Arabie Saoudite exporte du polyéthylène pour environ 8 milliards de dollars par an et l'Iran exporte le même produit pour deux milliards de dollars par an. La France, un pays importateur de pétrole et de gaz exporte des produits pétrochimiques pour des dizaines de milliards de dollars par an. L'Algérie n'est pas seulement très loin de ces standards mais il n'est pas interdit de rêver rejoindre la cour des grands où règnent les plus forts. Sauf que pour ne pas être déçu du rêve faisant de la SONATRACH la 5ème compagnie du monde, il faut juste éviter d'interrompre son sommeil pour continuer à rêver. Engranger, via la pétrochimie, 68 milliards de dollars de revenus supplémentaires à l'échéance 2030 dans le cadre de ce plan quinquennal est ainsi un rêve dans un rêve. La SONATRACH a tout simplement trop dormi et rêvé. Elle a raté maintes occasions pour se développer et le pays avec, au point où il

est désormais difficile pour les deux de se réveiller et se (re)lever. «*Si tu dors et que tu rêves que tu dors, il faut que tu te réveilles deux fois pour te lever*», dit le dicton. Il fallait, peut-être, rêver éveillé.

Le château des rêves s'est écroulé en juin 2019 quand la SONATRACH décida de réduire son plan aval pétrolier en abandonnant les projets de construction de cinq raffineries à l'exception de celles de Tiaret et de Hassi Messaoud. Le contrat de construction de cette dernière, qui sera livrée en mars 2024, a été signé au début de janvier 2020 entre la SONATRACH et le groupement composé de l'espagnole Tecnicas Reunidas et Samsung Engineering (Corée du Sud). D'un coût avoisinant quatre milliards de dollars, cette raffinerie produira 5 MMTonnes/an dont 4.4 MMTonnes de divers carburants ainsi que du propane, butane, kérosène et bitumes.

Mais ce repli de l'investissement de l'entreprise nationale ne l'a pas empêchée de signer, avec la compagnie turque CPEY, le 26 septembre 2019, à Istanbul, en présence du ministre de l'Energie, Mohamed Arkab et de Rachid Hachichi, alors PDG de Sonatrach, un contrat pour la réalisation d'une unité de transformation du propane pour produire 450 000 tonnes/an de polypropylène. Peut-être que si le principe de ce contrat à l'international, où la SONATRACH n'est actionnaire qu'à hauteur de 30%, n'a pas été paraphé entre les deux parties en novembre 2018, il aurait été probablement mis en veilleuse tout comme beaucoup de projets en effort propre.

7.6 - La relance de l'industrie aval aujourd'hui N'est-il pas trop tard ?

Privilégiant l'investissement dans le secteur amont, la contribution de l'industrie de la transformation dans l'économie nationale et dans les recettes d'exportation n'a que trop longtemps été marginalisée. L'analyse des volumes exportés par produits sur la période 2013-2018 (Tab.26), montre bien que la part des produits issus de la transformation ne dépasse pas 21% des revenus annuels malgré leur haute valeur ajoutée (20% du chiffre d'affaires pour les produits raffinés et moins de 1% pour les produits pétrochimiques) tandis que les produits bruts représentent une moyenne de 80% du

chiffre d'affaires dont le pétrole brut (33%), le gaz naturel (21%), le GNL (10%), le GPL (8%) et le condensat (7%). Notons qu'une part d'environ 10% des recettes d'exportation revient aux partenaires de la SONATRACH en phase de production, soit trois à cinq milliards de dollars par an.

Tab.26 - Recettes d'exportation des hydrocarbures par produit
(Période 2013-2018)

Produit	Recettes	
	Million dollars	%
Pétrole brut	84 000	33
Gaz naturel	51 500	21
Produits raffinés	50 600	20
GNL	25 600	10
GPL	20 700	8
Condensat	17 500	7
Produits pétrochimiques	170	0,06
Recettes Totales	250 070	100
Part des Partenaires	22 506	9
Part de SONATRACH	227 564	91

La pétrochimie, dont la plasturgie, connaît pourtant de nouvelles perspectives à l'échelle mondiale en tant qu'industrie moderne et notamment chez les pays développés de par ses produits servant de matières premières pour la fabrication de nombreux objets incontournables pour les besoins du quotidien. Les plastiques sont devenus omniprésents dans l'économie moderne, particulièrement dans les secteurs de l'automobile, des équipements électriques et électroniques. La production mondiale de matières plastiques poursuit sa croissance avec, en 2018, environ 360 MMTonnes, soit une hausse de 3 % par rapport à 2017. Elle n'était que de 50 MMTonnes en 1975 et de 100 MMTonnes en 1990. À titre indicatif, le prix de la tonne de plastique (environ 1550 dollars) est 4 fois plus chère que le prix d'une tonne de pétrole brut à 50 dollars le baril.

Le réveil tardif des autorités algériennes pour la relance de leur industrie de la transformation est venu à un moment pour le moins inopportun au vu du retard accusé, des bouleversements du marché pétrolier mondial et du déclin du potentiel «hydrocarbures» algérien. Pourtant, la stratégie de valorisation des hydrocarbures par le développement d'une industrie «pétrochimie-raffinage», à plus haute valeur ajoutée, notamment pour les recettes d'exportation, a déjà été initiée en 1976 dans le cadre du plan Valhyd (1976- 2005) par le président défunt Houari Boumédiène. Ce plan visant la substitution de produits finis au brut à l'exportation, a été, rappelons-le, abandonné par Président Chadli Bendjedid au lendemain du décès de son architecte le 27 décembre 1978. Aujourd'hui, les autorités algériennes ont compris, en regardant dans leur rétroviseur, quarante ans après, que l'industrie de la transformation est une nécessité pour l'économie du pays. Mais n'est-ce trop tard ?

Sur le plan national, le programme profilé en 2010 ambitionnait de construire, aveuglement, cinq raffineries et quelques complexes pétrochimiques, pour porter la capacité totale de traitement du pétrole à 60 MMTonnes/an alors que la production du brut, d'environ 48.5 MMTonnes/an en 2018, est en chute libre depuis plus d'une dizaine d'années. À ce rythme, qui a l'air de se maintenir, et compte tenu de l'exportation d'environ 50% du brut produit, il ne resterait que 25 MMTonnes à répartir sur toutes les raffineries du pays. Il est donc certain que si les projets de construction des nouvelles raffineries ont été maintenus et les raffineries réalisées, la capacité de raffinage aurait dépassé largement la demande interne. Cela aurait été, théoriquement, une bonne occasion pour le pays de passer d'importateur de certains carburants à exportateur net de produits raffinés mais est-ce possible avec des ressources fossiles (pétrole, gaz) qui s'amenuisent d'année en année. En supposant que la production du brut algérien serait déjà passée par son pic en 2008, à l'horizon 2030-2035 la capacité de raffinage serait supérieure à l'intrant disponible et les raffineries, en situation de surcapacité, ne deviendraient que des tas de ferrailles sous exploités. Toute augmentation de la capacité de raffinage doit s'accompagner d'une croissance de la production du brut, à moins

d'en importer car il est exact qu'il ne faut pas être forcément producteur de pétrole pour faire du raffinage. Seulement, à quel prix pour un pays rentier à revenus limités ? Il fallait construire ces raffineries il y a trois ou quatre décennies quand le pétrole algérien coulait encore à flots et les recettes le permettaient.

En lançant, aujourd'hui, les ambitieux et énergivores programmes pétrochimiques, les autorités algériennes semblent ignorer qu'il n'y a plus assez de réserves de pétrole et de gaz pour les accompagner. Le déclin du niveau des réserves, la croissance effrénée de la demande interne, les besoins de la réinjection de gaz dans les vieux gisements, la nécessité absolue de soutenir le niveau des exportations, les volumes insignifiants des nouvelles découvertes, etc., constituent des contraintes qui rendent le développement de la pétrochimique gazière très incertain. En plus, la SONATRACH doit alimenter en produits pétrolier les complexes en partenariat comme celui de la STEP d'Arzew dont le propane destiné à la déshydrogénation est fourni par la compagnie nationale à raison de 640 000 tonnes par an et également celui, en Turquie, avec la compagnie locale CPEY, transformant du propane en polypropylène.

Par ailleurs, la rentabilité de certaines raffineries dont les produits sont destinés à l'exportation reste menacée par leur emplacement géographique très éloigné des centres de production du brut et des marchés étrangers à desservir. C'est le cas, par exemple, de la raffinerie de Tiaret (située à 170 Km de la côte) et surtout celle de Biskra si le projet de sa construction était maintenu. Le transport des produits raffinés depuis le complexe jusqu'au marché nécessite d'abord la construction de longs pipelines et parfois jusqu'à la côte, ce qui pèse sur les coûts de l'exportation comparativement aux raffineries situées sur ou près de la côte.

Sur plan international, la relance de l'industrie aval par les autorités algériennes coïncide avec la baisse de la demande mondiale et régionale (Europe) des énergies fossiles et la lutte contre le réchauffement climatique. L'économie d'énergie, l'efficacité énergétique, la chute de la consommation de carburants fossiles et l'introduction des biocarburants, la percée de la motorisation électrique et l'émergence des énergies alternatives sont autant de

facteurs qui pèsent sur le devenir de la compétitivité et la rentabilité des unités de raffinage de pétrole, sachant que les fermetures, les modifications et les cessions de raffineries commencent à être monnaie courante dans les pays de l'OCDE où nombre de raffineries tend à diminuer. À ce titre, la France qui disposait d'une vingtaine de raffineries dans les années 1980, n'en a aujourd'hui qu'une dizaine en activité, une conséquence notamment de la chute de la consommation française de carburants fossiles. La plus récente, construite en 1974 par la compagnie TOTAL, près de Dunkerque a été fermée en 2010.

Aujourd'hui, avec les évolutions et les mutations qui sont en train de s'opérer sur le marché international en termes d'offre et de demande de produits pétroliers dans le cadre de la transition énergétique et écologique et l'émergence de la «carburant renouvelable », cette industrie conventionnelle fera dans les années à venir, plus que jamais, face à de nombreux défis pour vendre ses produits. Ce déclin de la demande de produits raffinés dans les régions industrialisées se traduira par un surplus de capacité de distillation et une transformation des raffineries de pétrole en complexes pétrochimiques, plus porteurs ou leur conversion en unités «écophiles». Par exemple, en juillet 2020, le patron du groupe italien Eni, Claudio Descalzi, a annoncé dans une interview accordée à Bloomberg, que sa société prévoit de quitter les activités de raffinage traditionnelles au cours de la prochaine décennie, pour se concentrer sur les bio-raffineries dans le cadre de l'accélération du processus de la transition vers une énergie à faible émission de carbone. Le groupe italien possède déjà des «bio-raffineries» à Venise et à Gela, en Italie, issues de la conversion de raffineries conventionnelles de combustibles fossiles.

En revanche, et contrairement au raffinage à vocation «fossile», la pétrochimie sera le «principal moteur» de la demande mondiale de pétrole en matière de génération de produits de base servant pour la fabrication d'objets incontournables dans le quotidien de l'homme (plastiques, engrais, emballages, vêtements, appareils numériques, matériel médical, détergents, pneus, etc.). Selon certaines analyses de l'AIE, la pétrochimie devrait représenter

plus de 33% de la croissance de la demande mondiale de pétrole à l'horizon 2030 avec une consommation d'au moins 56 BCM supplémentaires de gaz et un accroissement de 83 BCM en 2050 soit 50% de la croissance de la demande pétrolière mondiale.

Les retards accusés par l'industrie de la transformation en Algérie sont à imputer à plus d'une raison dont l'absence d'une politique énergétique visionnaire mais surtout à l'absence d'une volonté politique elle-même dans le domaine en général et l'aval pétrolier en particulier. Il serait donc utopique de penser pouvoir combler ce gouffre de retard à même de rentabiliser le peu de projets retenus dans le secteur aval classique et en faire une rescousse pour la rente. Seul le marché intérieur pourrait en tirer profit.

Sixième Partie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ALGÉRIE

1 - Introduction

Durant les «années pétrole» de l'Algérie, qu'on peut situer entre 2000 et 2014, quand le brut coulait à flots et la rente renflouait les caisses de l'état, les algériens n'avaient pas encore entendu parler de la «transition énergétique» bien que cette dernière (*Energiewen*, littéralement changement ou virage énergétique) est un concept né en 1980 en Allemagne dans l'optique d'un abandon progressif de la dépendance du pétrole et de l'atome et dont le premier congrès portant sur le retrait du nucléaire et la protection de l'environnement a eu lieu le 16 février de la même année à Berlin. En 2007-2008, la production algérienne, tous produits confondus, est passée par son maximum de 233 MMTEP avant de commencer à décliner, ce qui n'a pas laissé indifférents les pouvoirs publics qui ont commencé à ouvrir des chantiers de projets pour pallier le déclin de leurs ressources fossiles en lançant, pour la première fois, en 2011, un programme de développement des énergies renouvelables dont essentiellement le solaire et l'éolien. Au fond, l'objectif des gouvernants algériens à travers cette transition énergétique ne répond pas à un souci environnemental. Il est purement économique en ce sens que la rente se trouve menacée d'année en année. Il va falloir, alors, dégager des volumes de gaz à l'exportation en injectant les ressources renouvelables dans le mix énergétique du pays où l'électricité provient à 98% du gaz naturel. Ce n'est donc que tardivement, à partir de 2011 que l'état algérien, a compris la nécessité absolue de lancer des projets pour renforcer les échanges d'expertise dans le domaine des énergies renouvelables en partenariat, dont «Desertec». Avant de parler de «Desertec Algérie», rappelons, en bref, en quoi consiste le «Projet Desertec» dans son ensemble.

2- Le projet «Desertec»

Le projet «Desertec» a été créé sous les auspices du Club de Rome et de la Fondation hambourgeoise de la protection du climat et du *National Energy Research Center of Jordan (NERC)* dans le cadre de la coopération transméditerranéenne pour l'énergie renouvelable (*TREC-Transmediterranean Renewable Energy Cooperation*), fondée en septembre 2003. Nécessitant un budget d'environ 400 milliards d'euros, ce méga projet visait à créer un réseau interconnecté alimenté par des centrales solaires, allant du Maroc à l'Arabie saoudite, permettant de répondre aux besoins des pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient et couvrir jusqu'à 20 % la demande européenne en électricité d'ici 2050. Ses ambitieux objectifs reposent sur le fait que chaque kilomètre carré de désert reçoit annuellement une énergie solaire équivalente à 1.5 million de barils de pétrole, selon ses initiateurs. Il convient de distinguer entre la « *Fondation Desertec* » et l'« *Initiative Industrielle Desertec -Dii* ».

La « *fondation Desertec* », créée en janvier 2009, par un groupement de chercheurs scientifiques, de personnalités politiques et d'économistes des pays du bassin méditerranéen, à but non lucratif, vise l'exploitation de l'énergie solaire à travers tous les déserts du monde pour approvisionner les populations ainsi que les entreprises en énergie renouvelable tout en espérant contribuer à une meilleure protection du climat.

Quant à l'« *Initiative Industrielle Desertec-Dii* », à caractère commercial, elle a été créée le 30 octobre 2009, à l'initiative du secteur privé allemand visant à approvisionner en électricité le marché européen à partir des fermes solaires et éoliennes s'étendant sur toute la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord (Zone MENA). Ce projet consiste en un consortium multinational d'opulentes entreprises, essentiellement allemandes, comme E.ON, Munich Re, Siemens et Deutsche Bank, comme actionnaires.

L'idée émane surtout d'un physicien allemand, Gerhard Knies, qui, en 1986, réagissant à l'accident nucléaire de Tchernobyl, fut le premier à estimer qu'en six heures seulement les déserts du monde

reçoivent plus d'énergie du soleil que la quantité consommée en un an par l'humanité toute entière. Par ailleurs, Nadine May, une chercheuse de l'Université technique de Brunswick (Allemagne), affirme dans sa thèse de fin d'études, publiée en 2005, qu'un carré de 254 kilomètres de côtés, au désert, suffirait pour répondre à la demande mondiale d'électricité. C'est à la base de ces travaux, entre autres, que la voie a été ouverte au projet Desertec. Reste à savoir le degré d'exactitude de ces déclarations techniques comme il est important de savoir à qui profiterait le plus ce projet, comment il sera mise en œuvre, comment répartir les quotas des coûts du projet, d'où viendrait l'eau qui servirait au refroidissement des centrales solaires, etc. Des réfractaires européens à ce projet dénoncent l'éventualité du caractère hybride des centrales solaires (consommation alternée ou en parallèle d'énergies fossiles), tandis que d'autres évoquent la vulnérabilité de ce gigantesque réseau face aux risques terroristes, voire politiques. Malgré ce paysage assez voilé du projet «Desertec», le gouvernement algérien, présumant que le pays «dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen», n'a pas trop attendu pour exprimer, par la voix de son président (Abdelaziz Bouteflika), en visite en Allemagne en décembre 2010, sa pleine disponibilité à s'inscrire dans ce projet de «grande envergure», une visite suivie par la rencontre, en mai 2011, entre le ministre algérien de l'Energie et des Mines, Youcef Yousfi, et le premier responsable de «Desertec Industrial Initiative-Dii», Paul Van Son. Ainsi, en décembre 2011, à Bruxelles, la Société nationale algérienne de l'électricité et du gaz (Sonelgaz) et «Desertec-Dii» ont signé un accord de coopération et d'échanges d'expertise pour le développement des énergies renouvelables en Algérie. Ambitieux, le gouvernement algérien s'est fixé l'objectif d'assurer pas moins de 40 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à l'horizon 2030, lui permettant de libérer plus de gaz pour l'exportation en projetant des projets dont la construction d'une centrale solaire thermique à concentration (en anglais CSP - *Concentrated Solar Power*) de 2000 MW mais il n'en était rien sur le plan pratique. Le projet «Desertec -Dii» a fini par être disloqué, en 2013, vaporisant les convoitises des algériens. Mais ce projet, une

initiative essentiellement européenne, n'aurait-il pas une autre fin ?

Il est vrai que l'Europe occidentale reste très active en matière de défense environnementale et de transition énergétique, avec le boom de la production d'électricité renouvelable dès 2010, même si ça a quelque peu décéléré dans des pays clés, comme la France et l'Allemagne. Depuis la catastrophe nucléaire de Fukushima (Japon), survenue à partir du 11 mars 2011, l'Union Européenne a rajouté de l'accélération dans la généralisation du développement des énergies propres dont le solaire et l'éolienne en particulier.

Dans cette optique, il faut rappeler le programme européen de la transition énergétique en Méditerranée à l'horizon 2040, présenté en 2016, et qui englobe également les pays de la rive sud, depuis le Maroc jusqu'en Egypte. Par ailleurs, en juillet 2008, l'Union Pour la Méditerranée (UPM) du président français, Nicolas Sarkozy, présageait des projets d'intérêt régional à géométries variables dont l'« *Énergie et action pour le climat* » où le développement des énergies renouvelables occupait alors une place privilégiée. Mais les européens, très en avance dans les éoliennes, savent en revanche que la rive sud, partie intégrante du projet régional, constitue le gisement incontournable de l'énergie solaire sauf que la rigidité et le protectionnisme des chefs d'états nord africains restaient une armure difficile à franchir.

Dès lors, qu'à partir de 2010 des pays arabes de la rive sud se sont débarrassés de leurs «régimes dictatoriaux», l'occasion s'est ouverte aux européens pour scruter, avec beaucoup de facilité, la possibilité d'intégrer les déserts arabes dans les ingrédients de leur transition énergétique, une sorte de main mise sur les richesses naturelles de la rive sud sans contrepartie garantie si ce n'est la promesse de la création d'emplois pour les populations sahariennes, donnant au concept «Desertec» une dimension géostratégique à goût plutôt néocolonialiste qu'humanitariste.

3 - «Desertec» : l'avortement

Devant les efforts européens dans la production d'énergie renouvelable, l'objectif initial de «*Desertec-Dii*» d'exporter de

l'énergie vers le vieux continent est devenu non concurrentiel et donc abandonné pour ne se limiter qu'à la production d'énergie à destination de l'Afrique sub-saharienne. Le patron de «Dii», M. van Son, lui-même, admet que l'Europe peut fournir jusqu'à 90 % de sa propre demande en électricité, sans le recours au projet Desertec. Ce dernier commença alors à perdre du terrain suite au retrait de l'actionnaire fondateur, Siemens, en novembre 2012 et à la tension entre la «*Fondation Desertec*» et «*Desertec Industrial Initiative-Dii*», qui a conduit à leur divorce en juillet 2013. La «*Fondation*» a préféré se distancier d'une mauvaise gestion et du manque de direction du consortium industriel «Dii» qui n'a pas obtenu le soutien du gouvernement espagnol, en difficulté financière, en faveur d'un projet de démonstration d'énergie solaire concentrée (ESC) de 500 MW à Ouarzazate, au Maroc, lequel projet, réceptionné en 2016, a finalement été réalisé par le groupe saoudien *Acwa Power*. Le projet industriel «Dii» n'ayant pas attiré assez d'investisseurs, notamment du côté européen, le nombre d'actionnaires est ainsi tombé de 17 partenaires à seulement trois en fin 2014 (l'entreprise allemande RWE, la saoudienne *Acwa Power* et la chinoise *State Grid*).

4- Le Programme national de développement des énergies renouvelables

Ce programme, adopté par le gouvernement algérien en février 2011, visait la production de 22 000 MW à l'horizon 2030 dont 12 000 MW pour couvrir les besoins nationaux, avec une option pour l'exportation estimée à 10.000 MW. Nous reprenons ci-après (Tab.27), les détails du programme tel que publié par les services du gouvernement, après sa révision en 2015 le destinant, cette fois-ci, à la seule consommation locale. Il s'agit d'un programme à réaliser en deux phases et dominé à hauteur de 85% par la photovoltaïque (62%) et l'éolien (23%) avec l'intégration éventuelle de la biomasse, géothermie, cogénération et CSP (solaire thermique), totalisant une contribution de 15%.

Tab.27 - Programme national de développement des énergies renouvelables (2015-2030)

	1ère phase	2ème phase		
Unité : MW	2015-2020	2021-2030	TOTAL	%
Photovoltaïque	3000	10575	13575	61.7
Éolien	1010	4000	5010	22.8
CSP	0	2000	2000	9.1
Congénération	150	250	400	1.8
Biomasse	360	640	1000	4.5
Géothermie	5	10	15	0.1
TOTAL	4525	17475	22000	100

Les objectifs de ce programme, qui consiste à porter non plus à 40% mais à 27% la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2030 (contre 2% en 2020), sont loin de pouvoir être atteints si l'on sait qu'en 2020 seulement 390 MW ont pu voir le jour, soit 8.6% de l'objectif de la 1ère phase et 1.8% de l'objectif final et ce en dépit de l'adoption, par le gouvernement, d'une série de mesures incitatives à la fois financières, juridiques et administratives (délivrance rapide des autorisations et des agréments aux investisseurs), facilitant et encourageant la promotion et le développement des énergies renouvelables en Algérie. Ces stimulants sont par ailleurs corroborées par la mise en place d'un fonds national pour les énergies (FNMEERC- Fonds National pour Maitrise de l'Énergie, les Énergies Renouvelables et la Cogénération) qui, alimenté annuellement à hauteur de 1% de la redevance pétrolière et autres taxes, permet de supporter les surcoûts éventuels engendrés par les tarifs d'acquisition des équipement et installations afin de rentabiliser les investissements des producteurs d'énergies renouvelables sur une durée de 20 ans pour le solaire et l'éolien et de 15 ans pour la cogénération. Tous ces soutiens à la promotion de la transition énergétique en Algérie ont fait l'objet de lois spécifiques, lois de finances, décrets exécutifs et arrêtés interministériels mais sur le terrain rien ne pousse pendant que le retard se creuse comparativement à la vitesse d'avancement des projets de par le monde. Les raisons du retard sont multiples.

Beaucoup de gouvernants algériens ne croient pas trop aux énergies renouvelables. Ils croient, en revanche, que le pays regorge de gaz, et c'est ce chemin, le plus court et du moindre effort, qu'ils ont préféré emprunter. La production algérienne d'électricité à partir du gaz naturel a, en effet, pratiquement été multipliée par deux depuis 2011. Elle a grimpé de 11 000 MW à 20 000 MW en 2020, soit plus de 98% du mix électrique national alors que pendant ces dix années, couvertes, de surcroît, par le programme national des énergies renouvelables, le développement de ces dernières est resté une simple vue de l'esprit, avec seulement une réalisation ne dépassant pas les 400 MW. La volonté politique ne se mesure pas en termes de discours et de lois incitatives mais par leur traduction, sur le terrain, en matière de réalisations concrètes et de suivi étroit de l'avancement des projets. Comment ces derniers avancent si les objectifs oscillent au rythme des caprices du gouvernement en place ? En effet, en 2019, c'est au tour du gouvernement Bedoui d'opérer des retouches sur le programme 2011-2030 en revoyant à la baisse, à seulement 5000 MW, l'objectif de ce plan à l'horizon 2030, au lieu de 22 000 MW initialement et ce à l'occasion de l'installation du Commissaire aux Energies renouvelables et à l'efficacité énergétique, entité créée en novembre 2019, et qui aurait suffi pour canaliser les efforts et les compétences nationales et faire aboutir l'émergence rapide des énergies renouvelables. Après une décennie du lancement du programme national, le gaz naturel reste l'unique source de la génération électrique du pays avec plus de 18 BCM de gaz par an, soit 20% de la production commercialisée et 40% de la consommation locale. Le retard est aussi en relation avec le poids bureaucratique d'une administration «lobbyiste» freinant et décourageant les industriels mais aussi les initiatives de jeunes investisseurs voulant créer leurs propres PMI ou PME dans la filière des énergies renouvelables. Par ailleurs, les responsabilités sur le dossier des énergies renouvelables en Algérie restent mal situées sachant que deux ministères s'y mêlaient : celui de l'«énergie» et celui de l'«environnement et des énergies renouvelables», créé en 2017, et travaillent, chacun dans son coin, sans aucune coordination comme en témoigne la position de chacun dans le dernier plan

d'action du président Tebboune dans la filière des énergies renouvelable. Alors que le ministère de l'environnement et des énergies renouvelables ne vise que 1000 MW en 2030, celui de l'énergie projette de réaliser 15000 MW à l'horizon 2035 (objectif retenu par le président Tebboune). Toujours est-il que le plan Tebboune demeure aussi ambitieux avec 4000 MW à atteindre en 2024, soit une moyenne de 1000 MW par an, une performance à laquelle les algériens ne sont pas habitués eu égard à une moyenne de 40 MW par an pour le premier programme (2011-2030).

Que va-t-il changer pour qu'on devienne plus performant du jour au lendemain ? Pourquoi le premier programme a-t-il échoué ? Le soleil s'est-il éclipsé ? Le vent s'est-il arrêté de souffler ?

On aimerait bien faire plus, mais doit-on toujours croire aux discours chimériques et au gigantisme des projets, de grande ampleur, comme «Desertec» qui ne semble intéresser, encore une fois, que notre pays, après son éclipse. Renouer avec ce projet, désormais sans actionnaires potentiels et sans le sou, c'est compromettre ce qui nous reste comme volonté pour aller plus vite sur d'autres voies. J'ai, personnellement, attiré l'attention des pouvoirs publics, à l'occasion de mes multiples contributions via différents médias, sur la nécessité de rompre définitivement avec le projet «Desertec» devenu caduc. In fine, en date du 31 août 2020, le nouveau ministre de l'Energie, Abdelmadjid Attar, a déclaré officiellement que le projet «Desertec» avec le partenaire allemand «Dii» est dépassé et qu'il faut l'oublier et chercher d'autres moyens plus simples et moins coûteux, notamment par la multiplication de petites centrales solaires de 50 MW plutôt que d'ériger de grandes stations à 1000 MW.

Beaucoup d'algériens voient la solution dans un modèle de consommation énergétique adéquat, l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique, etc...Tous ces facteurs constituent, certes, des éléments du puzzle, mais ne constituent pas une priorité. La priorité est de savoir comment faire pour y arriver. Pour y arriver, il faut, à la fois, une volonté politique et des responsables au rang de manager, capables de concrétiser un projet dans ses délais. La priorité réside

dans la compétence de l'homme, c'est-à-dire dans la «ressource humaine» qui reste la primordiale des énergies.

5 - L'inefficace...efficacité énergétique

Physiquement parlant, l'efficacité énergétique représente le rapport de l'énergie produite par un système à l'énergie totale consommée pour le faire fonctionner. Cette définition désigne l'ensemble des technologies et pratiques qui permettent de diminuer la consommation d'énergie tout en conservant le même service final, autrement dit « faire mieux avec moins » ou consommer moins d'énergie pour produire le même service. Mais la notion de l'efficacité énergétique ne doit pas consister en la sensibilisation du citoyen en l'invitant à éteindre ses lumières tôt le soir, à utiliser les ampoules à faible consommation d'énergie plutôt que des ampoules incandescentes traditionnelles, etc. En fait, il s'agit d'une opération grande échelle, combinant un certain nombre d'approches comme l'amélioration de l'isolation des constructions (efficacité passive), l'amélioration du rendement énergétique des équipements techniques du bâtiment, (chaudière, éclairage, etc.) et une gestion de l'énergie centrée sur le pilotage automatisé des énergies du bâtiment en fonction de leurs usages (efficacité active), comme par exemple, l'allumage et l'extinction automatique des lumières d'escaliers des habitations, etc. L'efficacité énergétique c'est aussi la transformation du consommateur en «*consommacteur*», c'est-à-dire un utilisateur sensibilisé, informé et mobilisé, capable d'optimiser son propre confort tout en réalisant des économies d'énergie, voire produire sa propre énergie dans les années à venir. Mais l'économie d'énergie ou l'efficacité énergétique doit concerner, en priorité, le secteur industriel qui consomme plus de 30% des besoins énergétiques du pays. Cette culture reste encore une simple de vue de l'esprit au point où les autorités algériennes restent incapables de réfléchir et voler sans les méninges des uns et les ailes des autres. Que signifie, sinon, ce retour à coopérer avec «*Desertec*», un second coup de foudre à l'occasion du 10ème forum arabo-allemand de l'énergie tenu conjointement avec le 10ème sommet sur le leadership énergétique organisé par «*Dii Desert Energy*», le 26 novembre 2019 à

Berlin (Allemagne), sous le thème « La transition énergétique dans le monde arabe ».

Force est de constater que les pouvoirs publics algériens ne s'intéressent qu'à la prestigieuse politique de façade, qui ne tient pas dans le temps, en s'inscrivant dans les engagements internationaux pour l'environnement en matière de réduction des émissions des gaz à effet de serre dans le cadre des accords sur le climat. La participation algérienne à toutes les Conférences des parties à la Convention de l'ONU sur le climat (COP), semble être motivée par le fait qu'elle souhaite bénéficier d'une assistance financière qu'accordent les instances internationales aux pays contribuant au développement des énergies propres en faveur de la transition écologique. C'est ainsi que lors de la COP15, en décembre 2009 à Copenhague, les pays développés ont promis une aide de 100 milliards de dollars par an, dès 2020, aux pays en développement pour les accompagner dans la lutte contre le changement climatique. Il est évident que l'Algérie a exprimé, de par son assiduité, son intention d'en bénéficier mais il se trouve qu'aucun effort n'est consenti par les pouvoirs publics dans le développement des énergies non émettrices de gaz à effet de serre. De même, dans le cadre de l'Accord de Paris (COP 21, en 2015), l'Algérie s'est engagée pour la réduction des gaz à effet de serre à hauteur de 7% sur la période 2020-2030 et de 27% avec l'aide financière internationale. Par ailleurs, selon certaines sources, la société algérienne d'électricité et de gaz, Sonelgaz, aurait encaissé, en juin 2012, plus de 26 millions d'euros dans le cadre «*Desertec Industrial Initiative-DII*», sans jamais concrétiser le moindre projet.

Il est, malheureusement, regrettable que la participation algérienne à ces importantes rencontres internationales et ses engagements à promouvoir concrètement la transition écologique, ont toujours été réguliers mais se limitent à une présence physique, sans plus, donnant au pays l'image de cet élève très assidu en classe mais qui ne fait pas ses devoirs à domicile. Avec cette manière de bénéficier des aides et de se soustraire à ses engagements internationaux, le pays risque un isolement pécuniaire qui peut

impacter tout projet de partenariat futur dans le développement des énergies renouvelables.

6. Conclusion

Bien que l'Algérie dispose de suffisamment de gisements solaires et éoliens, mais aussi d'organes spécialisés et de compétences humaines dans le domaine, elle reste l'un des pays les plus en retard dans le monde et même en Afrique, en matière de taux d'intégration des énergies renouvelables. Selon un rapport publié par l'Agence internationale des énergies renouvelables en 2017, l'Éthiopie, avec 4200 MW (94% du mix électrique), occupe la première place africaine, suivie de l'Afrique du Sud (4100 MW), de l'Égypte (3700 MW), etc. L'Algérie, avec moins de 500 MW, correspondant à 2% du mix électrique, est classée 18^e en Afrique. À l'échelle mondiale, l'Algérie ne figure même pas dans le top 60 des pays en course dans la transition énergétique où des «petits» États arabes, comme le Qatar et les Emirats arabes unis, y figurent même s'ils occupent la dernière place. L'Algérie réussirait plus en diversifiant son partenariat au lieu d'acheter chat en poche en piquant du nez dans les abysses de l'incertitude avec la réintégration du projet «Desertec» dont les ambitions d'exporter des électrons vers l'Europe relèvent désormais de l'utopie. Le pays se doit de choisir la décision la plus idoine en braquant les projecteurs de sa stratégie vers, dans un premier temps, la couverture des besoins nationaux en électricité «non fossile» avec, dans un second temps, une option d'exportation non nécessairement l'Europe, qui peut fournir la quasi-totalité de sa propre demande en électricité renouvelable, mais plutôt vers les pays de l'Afrique subsaharienne, où, selon un rapport de la banque mondiale, publié en février 2017, près d'un demi-milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité. Il est certain que les spécialistes missionnaires algériens, à l'instar des autres participants étrangers aux conférences mondiales sur la transition énergétique, ont toujours évalué les travaux de ces rencontres par des rapports et recommandations à soumettre aux pouvoirs publics, mais comme pour ces derniers la politique de participation est d'«être présent sans y être», on comprend pourquoi

l'Algérie est le meilleur élève de la récréation dans le domaine au moment où le mix énergétique algérien reste exagérément contrôlé par le fossile au détriment des exportations de gaz en nette régression et en profonde substitution par les besoins domestiques.

Pourtant, côté solaire, on ne cesse de crier, sur les toits, que la durée de l'insolation en Algérie est l'une des plus élevées au monde avec 2000 heures par an au nord et 3000 à 4000 heures par an au sud. C'est vrai, merci Dame nature, mais le gisement solaire algérien, au vu de son potentiel, reste aussi le moins exploité au monde comparativement à d'autres pays beaucoup moins ensoleillés. On peut citer le cas de la Chine (en moyenne 3000 heures/an d'insolation) mais premier pays en photovoltaïque avec 176 GW, soit 33% des capacités mondiales en 2018. Viennent ensuite les États-Unis (63 GW, 2800 heures/an), le Japon (56 GW, 1600 heures/an), l'Allemagne (45 GW, 2400 heures/an), la France (10 GW, 1600 heures/an), etc. Pour l'Algérie, rien qu'avec une moyenne nationale de 3000 heures/an, la concrétisation des 22000 MW du fameux programme national (2015-2030) aurait permis de générer vers les 66 millions de MWh/an et en admettant qu'un BCM de gaz algérien dégagerait environ 4 à 5 millions MWh/an, le pays aurait économisé 15 BCM de gaz par an, soit près de 75 % de la part destinée actuellement à la génération électrique. Toutefois, la substitution du gaz par les énergies renouvelables, en Algérie, pour que ces dernières puissent contrôler 27% à 30% du mix énergétique (électrique en fait) à l'horizon 2030, reste un défi difficile à imaginer bien qu'impératif du fait que c'est vers 2030 que les exportations gazières risquent de cesser. La concrétisation d'éventuels projets dans la filière ne lèvera pas pour autant la pression sur le gaz algérien à satisfaire les différents besoins du pays (marché local, réinjection et exportations).

La création du Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ), en novembre 2019, et l'installation, à sa tête, du Professeur Nouredine Yassaa, d'une part, puis d'un ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables, en juillet 2020, et à sa tête le Professeur Chems Eddine Chitour, d'autre part, va-t-elle, enfin, remettre la filière sur les rails ? Faut-il

encore que ces hautes compétences, qui ont toujours travaillé efficacement avec leurs propres têtes, aient, aussi, les mains libres et le pied à l'étrier.

Septième Partie

LE SECTEUR HORS HYDROCARBURES ALGÉRIEN

1. Introduction

Malgré les multiples embellies pétrolières cumulant des centaines de milliards de dollars de revenus d'exportations des hydrocarbures, l'Algérie n'a pas pu, su ou voulu se libérer de l'emprise rentière et demeure coincée dans la catégorie des pays à revenu intermédiaire (dégringolant du niveau supérieur à celui inférieur depuis l'avènement du Coronavirus en 2020), avec une croissance annuelle inférieure à 3%. Pis encore, cette manne pétrolière, bien que source facile d'entrées de devises, a un effet pervers, celui de freiner le développement des autres secteurs économiques. De plus, les ressources naturelles génèrent aussi du clientélisme en matière corruption, comme dans beaucoup d'autres pays rentiers atteints de la grippe hollandaise.

Les recettes d'exportation algériennes en matière d'hydrocarbures ont totalisé plus 1210 milliards de dollars entre 1971 et 2019, soit une moyenne de 25 milliards de dollars par an, dont 70% en provenance du marché européen. Mais, au vu de sa mauvaise gérance, cette manne reste insuffisante pour le développement socio-économique d'un pays semi-aride, mono-exportateur, de 43 millions d'habitants avec un taux de chômage actuel autour de 12%. La contribution des autres secteurs économiques demeure insignifiante, avec seulement une modique moyenne qui peine à franchir la barre des deux milliards de dollars de recettes par an. Augmenter les exportations hors hydrocarbures, a toujours été le défi, mais sur les lèvres, de tous les gouvernements qui ont défilé. C'est aussi le défi, actuel, du nouveau gouvernement choisi par le président de la république, Abdelmadjid Tebboune, dans le cadre du quinquennat 2020-2024. Ce gouvernement ambitionne de réhabiliter la production hors hydrocarbures et d'en augmenter les exportations vers les pays arabes et africains. Mais de quels

produits s'agit-il ? En 2009, rappelons-le, l'Algérie avait adhéré à la Grande zone arabe de libre-échange (GZALE), dont l'objectif était le démantèlement des tarifs douaniers et la libération des marchés et des biens industriels et agricoles de 22 pays membres de la Ligue arabe. Mais jusqu'ici ce «club arabe» n'a ramené aucune valeur ajoutée à l'Algérie dont l'essentiel des échanges commerciaux s'effectue avec ses partenaires classiques et particulièrement en matière d'importations.

L'Algérie est un pays où l'agriculture, la pêche, le tourisme et les mines, pour ne citer que ces secteurs, sont restés trop longtemps en jachère et n'ont jamais connu de développement sérieux par les gouvernements depuis l'indépendance du pays. Si l'on considère que chacun de ces quatre secteurs contribue annuellement par des recettes de 2 à 3 milliards de dollars (ce qui est loin d'être utopique, à l'image de beaucoup de pays), la dépendance de l'économie algérienne des hydrocarbures ne saurait dépasser 50%. Pourtant, dans l'esprit du plan Valhyd, lancé par le président Houari Boumédiène, les hydrocarbures devaient servir comme simple source de revenus permettant d'asseoir une économie de production créatrice de richesse et leurs nationalisations constituaient une force supplémentaire pour la consolidation de la souveraineté nationale.

Les nationalisations du 24 février 1971 ont, certes, érigé la souveraineté nationale mais pas le développement du pays en matière de diversification de son économie par l'émergence des autres secteurs, restés en brousse.

2. L'agriculture

«L'insécurité alimentaire totale du citoyen c'est d'essayer de le sécuriser par les importations agro-alimentaires».

L'agriculture, pourtant, est une « culture » enfantée, dans l'ouest asiatique, il y a plus de 7000 ans. Depuis, le blé n'a jamais cessé d'être un produit mythique, symbole de prospérité et de sécurité alimentaire. C'est en effet, le cordon ombilical de l'industrie alimentaire d'aujourd'hui. En Algérie, ce cordon est le... pétrole.

Aux débuts des années 1960, le pays exportait pourtant entre 500 000 quintaux et 600 000 quintaux de céréales (orge et blé dur) par an vers la métropole française sans compter la florissante arboriculture (oliviers, figuiers, dattiers et autres arbres fruitiers) dont le patrimoine national actuel ne saurait dépasser 500.000 hectares. Les produits agricoles qui occupaient, de loin, la première place dans le bilan des exportations sont désormais destitués par les produits pétroliers. Ces derniers ne comptaient, jadis, que pour 50% des exportations algériennes.

Actuellement, c'est à l'Algérie d'importer de la France jusqu'à 4.5 MMTonnes de blé par an pour compiler ses besoins annuels d'au moins 10 MMTonnes et pour cause, une inculture agraire algérienne qui ne produit annuellement qu'une moyenne de 3.5 MMTonnes de céréales, soit 35% de ses besoins. La France, traditionnellement premier pays producteur et exportateur de blé tendre en Europe et 5ème à l'échelle mondiale, avec 40 MMTonnes/an, devient premier fournisseur de l'Algérie. Au total, la facture annuelle d'importation agro-alimentaire, dont les produits laitiers, s'élève à environ 8.5 milliards de dollars dont 3 milliards pour les céréales, achetés, en plus de la France, du Canada, d'Allemagne et des Etats-Unis, pour couvrir 60% des besoins agro-alimentaires, lesquels besoins n'étaient couverts par les importations qu'à hauteur de 26% en 1995 et de seulement 11% en 1970. Une situation qui place l'Algérie comme troisième plus grand importateur de blé dans le monde, avec 8 MMTonnes/an de blé (dur et tendre) importés en 2018, faisant du pays un marché appétissant pour les producteurs de céréales, à raison de 300 kilogrammes par habitant annuellement.

Entre le béton, par le nord, et la désertification, par le sud, la terre algérienne souffre de l'érosion de sa Surface Agricole Utile (S.A.U) qui ne représente, aujourd'hui, que 3% de la superficie du pays et 20% de la Surface Agricole Totale (SAT) qui s'étend sur 42 millions d'hectares, soit 18% de la surface totale du pays. Le pétrole est un peu son malheur et l'homme son grand bourreau. C'est vrai que la performance agricole d'un pays, de surcroit semi-aride, ne dépend pas uniquement de la volonté des hommes, mais sur les 8

millions d'hectares que constitue la S.A.U, 5 millions d'hectares étaient consacrés à la céréaliculture il y a une vingtaine d'années. Aujourd'hui la surface céréalière n'est que de 3.3 millions d'hectares (41% de la SAU), avec seulement deux millions d'hectares d'emblavement, contre une surface emblavée de 4.5 millions d'hectares au Maroc voisin. L'autre baromètre de la capacité agricole d'un pays est le rendement par hectare arable. À titre indicatif, ce rendement est de 70 quintaux à l'hectare en France où, bien sûr, la pluviométrie est plus favorable. Mais le rendement moyen de seulement 15 quintaux à l'hectare, en Algérie, dénote beaucoup plus la précarité des techniques et moyens de fertilisation des sols que les aléas climatiques si l'on sait que dans les pays voisins, aux mêmes aléas climatiques, les rendements sont de 30 quintaux à l'hectare au Maroc et de 18 quintaux à l'hectare en Tunisie dont la production annuelle tourne pourtant autour de 1.5 million de tonnes, deux pays maghrébins dont la superficie globale équivaut à seulement 25% de la superficie de l'Algérie où, selon certaines sources, les terres au repos s'étendraient sur 3 200 000 hectares.

A ce rythme, et avec la poussée démographique, l'Algérie serait amenée à importer pour environ la moitié de ses avoirs pétroliers d'ici 2030 sur fond de desiderata de la « mafia mondiale du blé ». Imaginons un peu si les sources d'importation algériennes (pays occidentaux notamment) se remettent aux OGM (Organismes Génétiquement Modifiés, que la douane algérienne n'admet pas). Faudrait-il encore qu'en 2030 le pays disposerait de revenus pétroliers assurant, entre autres, la couverture de la facture agro-alimentaire. Difficile épreuve.

Il va falloir alors scruter de nouvelles sources, à la fois saines et potentielles ou se condamner carrément à s'auto-suffire. En effet, avec la libéralisation des OGM, il y a risque de mettre devant le fait accompli les pays, dont l'Algérie, à forte dépendance agro-alimentaire. Il y a peu d'indicateurs de bonne maîtrise du secteur agricole qui reste tributaire non seulement des caprices de la nature (pluviométrie) mais surtout de la volonté des hommes. En Algérie, il est facile de connaître les années à bonne pluviométrie. Il suffit de connaître le taux de croissance de la production agricole de

l'année. Une régression de 24% en 1997 et une croissance de 27% en 1998, par exemple, signifie que durant l'année 1998 le ciel était plus généreux qu'en 1997. On voit, ici, l'absence totale du facteur humain. Il faut signaler que le secteur agricole algérien ne bénéficie que très peu de l'aide de l'Etat (moins de 10% seulement de la production agricole est versée comme appui au secteur contre 40 à 60% en Europe). Ce secteur, privatisé à 70%, contrôle 21% de la main d'œuvre algérienne et participe à hauteur de 12% dans le PNB. Une bonne année céréalière algérienne, avec un pic de plus de 3 à 4 MMTonnes peut générer une valeur d'environ deux milliards de dollars, de quoi alléger la facture des importations agro-alimentaires lourde de 3 milliards de dollars. Toutefois, une surproduction agricole éventuelle nécessite la disponibilité de capacités idoines de stockage (aujourd'hui limitées à seulement un (01) MMTonnes) pour réduire les importations. Aussi, il va falloir développer les capacités d'exportation de l'excédent car faute d'exportation et de capacités de stockage tout excédent constitue une perte sèche pour le pays et là, personne ne s'en soucie, sauf qu'il est facile d'imputer une année disette à un déficit en lait céleste en reprochant au ciel d'avoir fermé ses vannes à la mère nourricière.

L'oléiculture algérienne est également un segment qui traîne la patte dans la sphère économique du pays bien que moins sensible à la pluviométrie que les céréales. La production oléicole algérienne stagne autour de seulement 75 000 tonnes annuellement, sur une superficie de 500 000 hectares, selon le ministère de tutelle. La valeur de cette production, estimée à environ 1.3 milliard de dollars correspond à une vingtaine de litres d'huile d'olive par quintal, ce qui reste insuffisant alors que près d'un million d'hectares demeurent inexploités. À raison d'un apport de 2600 dollars par hectare, l'exploitation du million d'hectares, restés en jachère, dégagerait une valeur totale de près de trois milliards de dollars et couvrirait la totalité de la facture d'importation des céréales qui reste quelque peu imposée par l'anti-cyclone des Açores. A titre comparatif, l'Algérie occupe le 10ème rang mondial, loin derrière le Maroc, 4ème mondial avec 1.4 MMTonnes/an sur 1.07 million d'hectares, la Tunisie (350 000 tonnes/an, sur une surface utile de

1.5 million d'hectares), la Grèce (300 000 tonnes/an), l'Italie (270 000 tonnes/an), le Portugal (130 000 tonnes), etc.

Le manque de politique agricole et de la volonté des hommes s'expriment aussi de manière claire dans la *phœniciculture* où la pluviométrie n'est plus un alibi puisque l'irrigation est généralement assurée par le système de foggaras. Ce dernier consiste à capter l'eau de la nappe phréatique du Continental Intercalaire, pour la canaliser ensuite dans une multitude de seguias (ruisselets) traversant la palmeraie.

Ce système, utilisé notamment dans la région de Timimoun, lève la contrainte pluviométrique que connaît l'irrigation des régions nord du pays. Lors de sa visite à Adrar en juin 2001, Abdelaziz Bouteflika, alors président de la république, avait déclaré comme « patrimoine culturel national » le système de foggaras qui bénéficie, désormais d'une protection de la part de l'état. Mais le système, existant aussi, sous d'autres appellations, à travers le monde (Maroc, Iran, Oman, Pakistan, Jordanie, etc.), est désormais un patrimoine hydraulique mondial. Avec ses quelque 13 millions de palmiers, s'étendant sur 167 000 hectares, l'Algérie n'arrive toujours pas à bien valoriser cette denrée et notamment la *Deglet Nour* qui ferait rayonner, un tant soit peu l'économie de pays voisins dont les opérateurs, plus initiés dans le traitement et le reconditionnement du produit algérien, avant de l'exporter sous le label de leurs pays.

Rumeur ou réalité, là n'est pas question. Les pouvoirs publics algériens se doivent de mettre fin à cette concurrence déloyale. Il ne peut ne pas y avoir d'intrigues ou de « *mafia de la datte* » même si l'étiquette est une création pour cacher des carences en la matière.

Aujourd'hui, la production algérienne de dattes est d'environ 1.2 MMTonnes/an dont 55% de Deglet Nour, soit une valeur de 350 milliards D.A (3 milliards de dollars). Selon les statistiques mondiales, l'Algérie contrôlant 14% de la production de la planète est classée troisième producteur de dattes après l'Egypte et l'Iran mais les quantités exportées restent insignifiantes devant le commerce mondial de ce produit consistant en un (01) milliard de dollars et qui

reste dominé par la Tunisie (22% du marché mondial), suivie du Pakistan (11%), l'Arabie saoudite (9%), les Emirats arabes unis (7,9%), l'Iran (7,9%) et l'Irak (7,5%). L'Algérie qui exportait jusqu'à 90.000 tonnes par an de dattes dans les années 1960, avec comme concurrents ces mêmes pays, est reléguée aujourd'hui à la 9ème place avec seulement quelque 40 000 tonnes exportées (4% du des transactions mondiales) générant une modique recette d'une cinquantaine de millions de dollars.

La Tunisie ne produisant que 300 000 tonnes par an, en exporte, vers 80 pays, pas moins de 90 000 tonnes/an, soit 30% de sa récolte pour une recette oscillant entre 160 et 200 millions de dollars. Ce pays voisin produit quatre fois moins que l'Algérie et exporte deux à trois fois plus que l'Algérie en volume et quatre fois plus en recettes, à se demander quelle mouche a piqué les algériens.

La part des dattes dans les exportations hors hydrocarbures algériennes ne dépasse pas 2% et ne concerne que trois pays dont essentiellement la France, la Russie et les Emirats Arabes-Unis alors qu'à l'échelle mondiale il y a une vingtaine de pays importateurs. La production algérienne, au 3ème rang mondial, enregistre une perte sèche induite par l'absence de label de certification du produit. En effet, sans ce label la marge bénéficiaire de l'exportateur se réduit puisque l'exportation passe par des importateurs notamment d'Europe qui achètent à bas prix pour réexporter, après certification, à un prix plus élevé.

Le prix de détail de la datte algérienne en Europe varie entre 7 et 9 dollars/kg, soit 7000 à 9000 dollars/tonne. Mais le prix à l'export, d'environ 1200 dollars /tonne, demeure assez bas comparativement aux prix du produit d'autres pays comme la Tunisie (2500 dollars/tonne). La compétitivité de la datte algérienne se trouve hypothéquée par une double entrave. Il y a d'abord l'absence du «label Algérie» de qualité en matière de certification du produit d'autant plus que la variété Deglet Nour, très prisée mais non certifiée, représente 90% des exportations phoenicicoles algériennes, puis l'insuffisance de moyens logistiques en termes de terminaux frigorifiques, les moyens de transport, etc. Il y a nécessairement lieu de réhabiliter la phoeniciculture nationale par l'amélioration de la

qualité du produit et un entretien permanent des palmeraies dont, notamment, la lutte contre le parasite « El-Bayoud » et la remontée des eaux salines (cas de la région d'Ouargla).

Si l'on suppose que sur les 13 millions de palmiers, 10 millions d'unités sont productives à raison de 70 kilogrammes par palmier-dattier, la production annuelle serait d'au moins 700 000 tonnes. L'exportation de 20% (140 000 tonnes) générerait un revenu annuel de 170 millions de dollars à 1200 dollars/tonne. Il reste entendu que l'amélioration de la qualité, la certification du produit et le développement des capacités logistiques (conditions de stockage et d'entreposage) vont permettre de hisser le volume à l'export et les prix et donc les recettes annuelles qui pourraient atteindre ou dépasser 200 millions de dollars.

Jusqu'ici, c'est grâce à l'amour du métier de petits professionnels privés, livrés à eux-mêmes, que la datte algérienne survit. Ils essayent de réhabiliter ce secteur économique non sans difficultés techniques et financières eu égard au forfait déclaré des pouvoirs publics. Les modestes rentrées d'exportation sont pour l'essentiel réinvesties dans les moyens d'exploitation, de manutention, de conservation et de transport des plus rudimentaires.

La restructuration et la réhabilitation du patrimoine phœnicicole algérien, sa protection phytosanitaire et sa promotion nécessitent une contribution particulière de l'État pour permettre au pays d'engranger, sans peine, de quoi compiler annuellement l'endettement de 2 milliards de dollars que le secteur hors hydrocarbures devrait à l'économie algérienne depuis l'année 2000. En somme, l'Algérie a complètement ignoré son agriculture au point où le secteur constitue le grand absent dans les discussions commerciales entrant dans le cadre de l'association avec l'Union Européenne. Il semble difficile pour l'Algérie de retrouver sa place « agricole » d'antan devant ses voisins maghrébins et autres pays de la rive sud méditerranéenne et encore moins devant les membres de l'Union Européenne dont la *Politique Agricole Commune*

(PAC) soutient la subvention des productions locales. Seulement, pour l'Algérie, qui souffre d'un déficit hydrique, le recouvrement d'une autosuffisance agro-alimentaire doit s'inscrire dans le calepin des urgentes priorités pour évincer les dangers auxquels s'expose, d'année en année, le marché agricole et du blé en particulier. Si pour les gros producteurs la menace vient des aléas et « extrêmes climatiques » liés au réchauffement de la terre, le danger pour les gros importateurs, comme l'Algérie, réside dans l'alourdissement de l'ardoise du fait de l'inévitable envolée des prix qui côtoient les 200 dollars la tonne. En Europe, par exemple, la Politique Agricole Commune qui encourageait les jachères par l'octroi d'une « indemnité jachère », pouvant aller jusqu'à 1500 euros par hectare, a pu geler des millions d'hectares, soit l'avortement de dizaines de millions de tonnes de blé, pendant que des milliards d'êtres humains meurent de faim. Ce taux de mise en jachère qui avait été fixé à 10% dans les années 2000, limitant ainsi la production céréalière de l'Union Européenne, visait à indemniser l'agriculteur qui utilise des substances chimiques afin de lutter contre les pesticides. Toutefois, pour pallier tout déclin drastique de la production, l'Union Européenne peut appliquer momentanément un taux de mise en jachère nul pour booster la production. Toujours est-il qu'en cas de déclin de la production mondiale, la régulation du marché se fera inévitablement et momentanément par les stocks des gros pourvoyeurs comme les Etats-Unis, l'Union Européenne, le Canada, l'Australie ou l'Argentine. A la limite, les pays producteurs se verront tout simplement restreindre leurs exportations à la faveur de la couverture des besoins internes, assistés dans le même temps par l'avancée effrénée des cultures OGM qui sont passées de 2 millions d'hectares en 1997 à près de 200 millions d'hectares aujourd'hui, soit 10 % des terres cultivées à l'échelle mondiale, et notamment aux Etats-Unis, Canada, Chine et Inde. Les gros importateurs, eux, comme l'Algérie, se verront contraints à se remettre, peut-être, aux « régimes alimentaires » dont celui des indigestes OGM, déjà dans l'assiette des ventres creux de millions d'africains. De ce fait, le président Abdelmadjid Tebboune n'avait-il pas raison d'avoir indiqué, en avril 2020, que l'Algérie ne doit pas

compter sur le pétrole à l'avenir. « *Nous avons une production agricole qui équivaut à 25 milliards de dollars et qui est presque la même que celle des hydrocarbures* » avait-il soutenu.

3. Pêche et ressources halieutiques

Le secteur de la pêche constitue un des piliers de l'économie mondiale. La production halieutique qui était de 100 MMTonnes en 2000 a presque doublé pour atteindre environ 180 MMTonnes aujourd'hui. Il faut rappeler qu'en Algérie ce secteur a été longuement marginalisé malgré son potentiel d'une extrême importance au vu d'une façade côtière longue de 1280 kilomètres, une surface maritime d'environ 10 millions d'hectares (dont seulement deux millions d'hectares étaient exploités dans les années 1990-2000) et une population aquatique constituée de centaines d'espèces qui mourraient de vieillesse. Le pays qui n'exploitait que 20% de ses richesses halieutiques, arrivait difficilement à produire au-delà de 90.000 tonnes par an. En somme, le poisson hibernait et la flotte faisait naufrage. Aujourd'hui, bien que ce secteur soit en plein essor, avec la multiplication des ports de pêche et la modernisation des infrastructures du littoral, il n'en demeure pas moins que beaucoup reste encore à faire.

L'Algérie produit autour de 120.000 tonnes dont seulement 4% sont issus de l'élevage aquacole (poisson d'eau douce) et ce bien que la production aquacole mondiale compte aujourd'hui pour 48% de la production totale. En effet, depuis l'année 1990, et afin de mieux répondre aux besoins croissants des populations, la production aquacole mondiale a grimpé de 13 MMTonnes/an à 82 MMTonnes alors que la filière halieutique n'a pratiquement pas changé. Elle est passée de 85 MMTonnes en 1990 à seulement 92 MMTonnes en 2018. La production algérienne reste ainsi très insuffisante avec pas plus de 4 kg par individu et par an, contre 11 kg par individu et par an, selon les normes recommandées par l'organisation mondiale de la santé (OMS), bien qu'en réalité la consommation moyenne mondiale est de l'ordre de 20 kg/individu/an du fait que certaines nationalités peuvent consommer jusqu'à cinq à sept fois la norme mondiale à l'exemple des Coréens (78 kg par habitant), les

Norvégiens (67 kg), les Portugais (62 kg), les Malaysiens (58 kg), les Japonais (60 kg), etc. Pour l'Algérie, rien que pour satisfaire les besoins théoriques internationaux (11 kg/individu/an), la production devrait être d'au moins 460 000 tonnes par an, ce qui situe le déficit annuel à 340 000 tonnes. Un déficit qui ne peut se rattraper avec une politique halieutique inconsiderée sachant que tous les discours et prophétises ne sont qu'une vue de l'esprit. Les exportations algériennes restent bloquées autour de 1700 tonnes par an pour un modique revenu ne dépassant pas les 10 millions de dollars. Pourtant, le plan quinquennal 2001-2005 ambitionnait d'atteindre une production maritime annuelle de 200 000 tonnes et aquacole de 30 000 tonnes. Aujourd'hui, malgré que le nombre de fermes aquacoles soit passé de 14 unités en 2013 à environ 80 unités en 2019, le pays n'arrive toujours pas à atteindre les objectifs ambitionnés.

Pour mieux élucider le retard de l'industrie halieutique algérienne, il suffit de la comparer à celles des voisins maghrébins (Maroc et Tunisie en l'occurrence) qui partagent le même environnement mais disposent d'une longueur d'avance sur tous les plans. Le Maroc (35 millions d'habitants) est classé 13ème producteur mondial de poissons de capture marine avec des prises évaluées à plus d'un million de tonnes par an (1,4 million de tonnes en 2016, soit 11 fois la production algérienne) permettant de couvrir les besoins annuels internes à raison de 40 Kg/individu, mais en réalité la consommation nationale marocaine est d'environ 10 kg/habitant/an du fait que 75% de la production est exportée pour un revenu de deux à trois milliards de dollars.

Pour sa part, la production annuelle tunisienne, autour de 130 000 tonnes dont 18 000 tonnes issues de l'aquaculture, assure une couverture nationale d'environ 11Kg/individu/an et dégage un excédent à l'exportation d'une vingtaine de milliers de tonnes d'une valeur de 140 millions de dollars ainsi que l'exportation de 750 tonnes de thon rouge soit 40% de la production, pour 11 millions de dollars.

C'est dire que l'Algérie est vraiment en dehors d'un commerce mondial qui fait circuler un flux de plus 143 milliards de dollars par an. Le pays n'y contribue, en effet, qu'à hauteur d'une centaine de millions de dollars par an mais en termes d'importations, bien entendu, de 35 000 tonnes par an. Pourtant, le marché proximal européen constitue le plus gros importateur de poisson et de produits à base de poisson et qui reste dominé par des sources lointaines comme le Vietnam dont les exportations halieutiques, en 2016, ont franchi la barre de 7 milliards de dollars. Un autre exemple, plus éloquent, est celui de la Hongrie qui exporte du poisson sans qu'elle dispose de façade maritime mais dont la production aquacole avoisine les 20 000 tonnes.

Si en pétrole l'Algérie est membre de l'OPEP où elle pouvait, de temps à autre, faire valoir son quota de production, dans le secteur de la pêche elle reste devancée par ses voisins membres influents de la Commission internationale pour la conservation des thonidés de l'Atlantique (CICTA), une organisation internationale (une sorte d'OPEP du thon) qui gère et régule le marché mondial du thon, une espèce en voie d'extinction, avec une capture annuelle actuelle fixée autour de 25 000 tonnes. La Tunisie et le Maroc ont bénéficié en 2019 d'un quota de 1800 à 2000 tonnes contre 1400 tonnes pour l'Algérie dont les capacités mobilisées semblent insuffisantes pour pêcher l'intégralité de la quote-part qui lui revient.

La création, en 1999, d'un ministère sur mesure de la pêche et des ressources halieutiques pour la prise à bras le corps l'industrie halieutique algérienne dans le cadre du plan de relance économique 2001-2004, n'a pas suffi pour mettre sur les rails ce secteur économique qui a longtemps été en strapontin du ministère de l'agriculture, secteur lui-même fragilisé. Pour l'Algérie, c'est aussi une sorte de reconquête d'une activité économique qu'elle n'a jamais dû laisser moisir. L'investissement dans l'augmentation de la production annuelle et l'accès au marché international sont des objectifs qu'il faut impérativement atteindre à court terme si le pays veut créer de l'emploi, contribuer à l'érosion du chômage, promouvoir les exportations hors hydrocarbures et baliser le terrain à une économie de production.

Si l'exportation d'une tonne de pétrole «rouge» algérien ramène quelque 400 à 500 dollars, celle du thon algérien, rouge aussi, ramènerait jusqu'à 6 millions de dollars et ce n'est pas le consommateur asiatique, et japonais en particulier, qui va négocier ce prix. En 2020, le prix du thon rouge au marché aux poissons à Tokyo, avoisine les 700 000 yens le kilogramme (6000 dollars américains). Malgré cette grande valeur commerciale du thon rouge, les recettes y afférentes algériennes ne dépassent pas 20 à 25 millions de dollars par an.

La négligence de ce secteur par les autorités du pays s'affirme, on ne peut mieux, par le budget annuel qui lui est alloué dans le cadre des lois de finances. Celle de l'année 2020 (avant sa révision à la baisse à la suite de la chute du prix du pétrole) affecte au secteur de l'agriculture, du développement rural et de la pêche un budget commun de 225 milliards de D.A (1.75 milliard de dollars), soit 4 % du budget de l'État (40 milliards de dollars). Pris individuellement, le budget annuel du secteur de la pêche ne saurait dépasser 500 millions de dollars, ce qui équivaut à 20% des recettes halieutiques du Maroc.

4. Le tourisme

L'Algérie dispose aussi d'une carte touristique «quatre saisons» mais sans image jusqu'ici. Il est vrai que la situation sécuritaire du pays durant la dernière décennie était pour beaucoup dans l'enterrement des vestiges du tourisme algérien, bien qu'on ne peut parler de léthargie pour ce secteur étant donné qu'il n'y a jamais eu réellement de politique touristique digne de ce nom faisant de l'Algérie une destination, à l'instar des pays voisins. Petite exception, peut-être, pour les dix premières années après l'indépendance. Déjà par le passé, les algériens disaient qu'« *avec tout ce pétrole, nous n'avons pas besoin de touristes* ». Nous vivons aujourd'hui les années du tourisme résiduel en Algérie. On est passé de quelques centaines de milliers, voire un million, de touristes étrangers par an, dans les années 1960-1970, à environ 2000 à 3000 mordus du désert par an aujourd'hui, mais sous forme de tourisme d'affaires en ce sens que le nombre d'entrées de non-

résidents en Algérie puisse dépasser un million de personnes par an s'agissant essentiellement de nationaux installés à l'étranger qui viennent pour des vacances chez les proches ou de travailleurs étrangers dans le domaine pétrolier exerçant au sud du pays. Bien évidemment, cela n'a rien à voir avec le tourisme, d'autant plus que le capital alloué à ce secteur a toujours été insignifiant. Dans le cadre de la loi de finances pour 2012, le budget du ministère du tourisme était de 4 289 735 000 D.A (36 millions de dollars) avant de chuter à 3 157 141 000 D.A (26 millions de dollars) en 2018 puis à 3 117 974 000 D.A (26 millions de dollars) en 2020, soit 0.06% du budget annuel de l'état. Selon des cadres du ministère de tutelle, les recettes annuelles liées à ce secteur en 2017, consistent en quelque 300 millions de dollars seulement, soit moins de 1% du PIB.

On sait qu'en Tunisie, au Maroc et en Egypte, pour ne citer que ces pays, l'économie doit sa santé au seul secteur du tourisme. En Egypte par exemple, et malgré une situation sécuritaire quelque peu effritée depuis la chute du régime de Hosni Moubarek, en 2011, ce créneau reste la première source des recettes du pays avec 13 millions de visiteurs enregistrés en 2019 et des recettes de plus de 12 milliards de dollars en 2018-2019, retrouvant leur niveau d'avant révolution de 2011, ce qui représente 12% du PIB et 15% de l'économie égyptienne. De même pour la Tunisie dont l'activité touristique a repris ses droits malgré les conséquences de la révolution de 2011 et les attentats terroristes, comme celui de Djerba en 2002, l'attaque du musée du Bardo en mars 2015 (60 morts dont 59 touristes étrangers), l'attentat de Sousse, survenu le 26 juin 2015, en pleine période estivale, suivi de l'attentat de Tunis le 24 novembre 2015, etc. Ces attentats avaient entraîné un ralentissement important du secteur, mais le tourisme tunisien est parvenu à redémarrer pour retrouver son niveau d'avant la chute du régime de Zine El Abidine Ben Ali. Avec ses capacités hôtelières de 250 000 lits en 2019, le nombre de touristes en 2018-2019 aurait dépassé les 8 millions de visiteurs générant un revenu d'environ 2 milliards de dollars ou 10% du PIB.

Quant au secteur touristique de l'autre voisin, le Maroc, il sort du lot pour essayer de le comparer au secteur algérien quasi

inexistant. C'est comparer l'incomparable tout simplement. Avec ses 11 à 13 millions de visiteurs par an et une capacité d'hébergement de 300 000 lits dont 60% des hôtels sont classés entre «3 étoiles» et «5 étoiles», le secteur touristique marocain fait engranger annuellement au royaume plus de 10 milliards de dollars. Selon l'Observatoire marocain du tourisme, les recettes enregistrées par le pays en 2018 s'élevaient à environ 13 milliards de dollars, en hausse de 6% par rapport à 2017.

Aussi, dans des pays comme l'Afrique du sud, les Seychelles et autres, 20% à 50% des revenus proviennent du tourisme. En Afrique du sud le tourisme contribue à hauteur de 8 % au PIB avec des revenus annuels de 8 milliards de dollars et 6 à 10 millions de touristes internationaux.

En Arabie saoudite, malgré l'application stricte de la *Chariaa*, le tourisme constitue, après le pétrole, le second secteur économique avec un revenu avoisinant les 30 milliards de dollars par an. Bien qu'il s'agisse d'un tourisme religieux, il n'en demeure pas moins que le royaume wahhabite a énormément investi dans l'extension des capacités d'accueils pour environ 8 millions de pèlerins par an.

Il faut néanmoins noter que les chiffres, pour chaque pays, sont puisés dans les sites de tutelle des gouvernements et seraient donc quelque peu épaissis, comparés aux chiffres émanant d'institutions internationales. Selon le rapport annuel de l'*Africa Tourism Monitor*, que la Banque africaine de développement a publié en 2018, à l'occasion du 27 septembre, Journée internationale du tourisme, le nombre de visiteurs pour l'année 2016 était de 10 millions pour le Maroc, environ 6 millions pour la Tunisie et 5 millions pour l'Égypte. Mais là, n'est pas la question. Le tourisme en Algérie ne mérite comparaison. Les autorités algériennes lui ont tourné le dos croyant que le pétrole va permettre au pays d'être à l'abri des aléas économiques. Sous le parti unique (FLN) on estimait même que «*l'Algérie n'a pas besoin de devises que ramèneraient les touristes étrangers lesquels vont polluer les traditions et les coutumes des algériens*»...On ne peut plus stupide !

Ce n'est qu'à l'occasion de crises économiques récurrentes, comme celles de 1986 et 2014, que les pouvoirs publics algériens

renouent, épisodiquement, avec l'intention d'accorder un peu d'intérêt à ce secteur. Le plan de développement national du tourisme, nommé «*Schéma Directeur d'Aménagement Touristique*» (SDAT), lancé en 2008 ambitionnait d'atteindre le nombre de 2.5 millions touristes en 2015 et, tenez-vous bien,...20 millions de visiteurs en 2025 et des recettes annuelles d'au moins deux milliards de dollars. Ça s'appelait rêver et aujourd'hui on s'aperçoit bien que c'était réellement un rêve. En 2013, le président Bouteflika ne voyant rien pousser, instruit son premier ministre, Abdelmalek Sellal, de réanimer le secteur du tourisme (et celui de l'agriculture) mais, le président préoccupé par sa maladie, cette instruction est tombée dans les oreilles d'un sourd. Pis encore, la même année le ministère du tourisme a été transformé en un département relevant du ministère de l'Environnement ! Jusqu'ici les intentions gouvernementales de développer le secteur touristique algérien sont restées des vœux pieux. Les seules activités touristiques consistent aujourd'hui en des balades sahariennes (Tassilis du Hoggar et Oasis notamment) organisées pour des groupuscules par quelques agences privées en collaboration avec des associations non gouvernementales européennes. Et puis, aujourd'hui, le Hoggar est pratiquement fermé pour des problèmes sécuritaires. Malgré que la moitié des entrées en devises de ces agences (une cinquantaine pour la seule région de Tamanrasset) aille au trésor public, l'état ignore ou feint d'ignorer leur existence.

Aucune aide en matière de mesures d'encouragement même s'il s'agit d'un timide tourisme d'expédition et de découverte, planifié, escorté et limité dans le temps et dans l'espace plutôt que d'un tourisme de masse, libre, dense et touchant toutes les régions du pays, notamment balnéaires.

A propos des régions nord du pays, le président Bouteflika, lors de sa tournée à Tamanrasset, le 19 juin 2001, évoquant le tourisme dans le nord du pays, lança aussi que « *ces régions touristiques avec leurs plages et leurs hôtels ne savent rien de ce qu'est l'intérêt de cette activité* ». Mais, monsieur le président n'ignorait pas que l'opérateur algérien n'a jamais les mains libres.

Il y a donc lieu de reconnaître, en premier, le laxisme des autorités envers cette activité en commençant par l'absence de

promotion du tourisme local d'abord. En effet, l'algérien ne connaît pas assez son pays pour avoir été éloigné de sites réservés, à des privilégiés, soit de par de coûts exorbitants pour le citoyen, soit carrément par décision de l'exécutif, comme c'est un peu le cas des stations balnéaires de Moretti et du Club-des-Pins qui sont sous contrôle de l'Etat (décret de 1997) pour des «raisons sécuritaires», des sites et résidences d'État hautement protégés et réservés pour les hauts dignitaires et leurs familles.

Avec des côtes totalisant plus de 1200 Km de long et un sud à la fois vaste et fascinant, le tourisme algérien est en mesure de concurrencer les mines et les hydrocarbures en termes de pérennité de rentabilité pour peu que la volonté politique soit de la partie.

Toutefois, même si l'état algérien décide de se lancer dans le tourisme, il va falloir d'abord disposer d'une plateforme idoine en matière de moyens, de cultures et de reflexes jusqu'ici inexistantes. C'est tout l'environnement touristique qu'il faut créer : les infrastructures hôtelières (seulement une cinquantaine de milliers de lits en bord de mer et des oasis sahariennes livrées à elles-mêmes), le transport, la logistique, la qualité des services, la formation et notamment en termes d'hygiène, d'efficacité et d'hospitalité car les normes de ce qui reste du tourisme intérieur ne moulent plus avec le standard international. En effet, la réhabilitation du tourisme international nécessite d'abord le développement et la cohabitation d'au moins cinq facteurs fondamentaux et indispensables qui sont l'Economie du pays, l'Energie, l'Environnement, l'Ethique et l'Education. Et ce n'est pas avec un budget annuel de 26 millions de dollars (0.06% du budget de l'État en 2020) qu'on arrivera à développer ce secteur.

Pays de contrastes avec ses quatre saisons, ses montagnes enneigées du Djurdjura et ses paradisiaques paysages sahariens, l'Algérie demeure étrangement le grand absent de cette sphère économique qui soutient plus de 300 millions d'emplois à travers le monde et dont les transactions ont totalisé pas moins de 8300 milliards de dollars durant l'année 2018, soit 11 % du produit intérieur brut (PIB) mondial, selon l'Organisation Mondiale du Tourisme.

Oui, l'Algérie, l'omniprésent pays, est, bien entendu, toujours membre de l'Organisation Mondiale du Tourisme, depuis 1976, mais il ne reste du tourisme, en Algérie, que la célébration de sa journée mondiale ...tous les 27 septembre des années.

5. Les mines

Du fait que le secteur des mines algérien est beaucoup moins vulgarisé que celui des hydrocarbures, malin celui qui prétend connaître son vrai potentiel. Disons, tout simplement, que L'Algérie disposerait d'un potentiel minier supposé à la fois riche et diversifié avec plus d'une vingtaine de substances minérales. La croissance annuelle, parfois négative, de ce secteur n'est que le résultat de la sous-exploitation d'un domaine qui a pourtant largement contribué au développement industriel de pays européens aux débuts du 20ème siècle, notamment pour la relance économique après les deux guerres mondiales.

Aujourd'hui, l'exploitation des mines algériennes, limitée principalement au fer, zinc, phosphate, baryte et les salins, est loin de satisfaire tous les besoins internes pour dégager un excédent à l'exportation. Ce désinvestissement, hérité depuis la guerre de libération, contraint le pays à importer certains produits dont les réserves seraient pourtant considérables, gisant à même les pieds, selon un rapport publié en 2015 par les services du ministère de l'industrie et des mines (Tab.28).

Tab.28 - Réserves minières algériennes

(Source: Ministère de l'industrie et des mines, 2015)

Substance	Réserves, tonnes
Phosphates	2.2 milliards
Fer	3 milliards
Sel	1 milliard
Or	100
Plomb, zinc	100 millions
Tungstène WO ₃ /Sn (ou wolfram)	24 millions
Manganèse	1.4 million
Barytine	22 millions

Selon ce rapport, plusieurs autres gisements sont identifiés comme la bentonite, feldspath, argent, cuivre, diamant, Nickel-Cobalt, béryllium, et beaucoup d'autres métaux rares, mais ce potentiel n'est que trop longtemps resté en jachère.

Un espoir se cachait derrière les objectifs et les avantages offerts par la loi minière N° 01-10 adoptée le 03 juillet 2001, comme les garanties sur la liberté d'entreprendre, la stabilité fiscale, l'exonération de la taxe d'activité professionnelle (TAP), de TVA sur les biens d'équipements importés dans le cadre des activités, le transfert du capital investi et des revenus qui en découlent, etc. Les titres miniers pour la recherche (une à deux années) et les concessions pour l'exploitation (durant 30 ans) sont supposés être délivrés à toute société publique ou privée de droit algérien ou étranger désireuse d'investir dans le secteur. Sur le papier, la loi se voulait des plus attractives mais les réalités sur le terrain demeurent suspendues aux caprices des gouvernants dont l'effort commun est de se limiter à chanter que *«le pays dispose d'un riche potentiel minier dont une grande partie n'est pas encore exploitée et l'état compte bien le valoriser pour relancer la machine de la production industrielle »*...Un disque rayé pour avoir été tant écouté.

L'imprécisionsur les réserves réelles, l'absence d'infrastructures appropriées, les coûts opératoires, l'inculture minière du pays, etc... sont autant d'écueils faisant face à la rentabilité des investissements et à l'engouementdes opérateurs qu'ils soient nationaux ou étrangers.

Malgré la promulgation de la loi minière n° 14-05 du 24 février 2014 encourageant la prospection et l'exploitation des ressources minières du pays, cette industrie peine à démarrer et ne contribue qu'à hauteur de 1% au produit intérieur brut (PIB). Avec un budget annuel de 4.6 milliards de dinars algériens (40 millions de dollars américains), soit 0.1% du budget de l'état, fixé par la loi de finances 2020, ce secteur ne semble pas séduire les préoccupations des pouvoirs publics algériens.

La réhabilitation du secteur minier par l'intensification des travaux de recherches et d'exploitation et le dégagement d'un excédent à l'exportation devient une nécessité nationale eu égard à l'impuissance du seul capricieux baril devant le marasme économique qui ne cesse de secouer le pays.

L'apport du secteur minier pour l'économie nationale n'est pas à démontrer en termes de création d'emploi, de croissance économique et d'amélioration du PIB hors hydrocarbures.

Parmi les gisements miniers les plus stratégiques au monde figurent les phosphates qui constituent une substance de plus en plus indispensable à la production d'engrais pour l'agriculture. Bien que l'Algérie dispose des troisièmes réserves mondiales de phosphate (2.2 Mds tonnes), derrière le Maroc (50 Mds tonnes) et la Chine (3 Mds tonnes), elle n'occupe que la 17ème place en production avec seulement 1.5 MMTonnes/an contre 33 MMTonnes/an pour le Maroc (2ème producteur du monde après la Chine) et 3.5 MMTonnes/an pour la Tunisie (9ème producteur mondial). Malgré que les réserves tunisiennes ne sont que de 100 MMTonnes, soit 20 fois moins importantes que les réserves algériennes, les autorités tunisiennes viennent de lancer un programme d'extension des capacités de production de leur phosphate les portant à 8 MMTonnes annuellement, c'est-à-dire retrouver le niveau de production d'avant la révolution de 2011 qui a fait perdre au pays une part de marché d'environ un milliard de dollars par an.

Ne produisant annuellement que 0.07% de leurs gigantesques réserves, les algériens semblent insensibles à l'enjeu stratégique et à l'utilité des phosphates comme une denrée précieuse pour répondre aux besoins agricoles d'une population mondiale approchant les 8 milliards d'habitants et qui est appelée à atteindre 9 milliards d'habitants à l'horizon 2050. A ce jour, l'Algérie n'exporte que moins d'un (01) MMTonnes/an alors que le Maroc, exportant 11 MMTonnes/an, soit un tiers de sa production, est le premier fournisseur de l'Union Européenne dont il couvre 30% des importations avec un chiffre d'affaires annuel dépassant le milliard de dollars. Le Maroc dispose aussi d'une vingtaine d'usines d'acide phosphorique et d'engrais dérivés depuis plus de vingt ans déjà. Ces

usines produisent annuellement près de 6 MMTonnes d'acide phosphorique (dont 2 MMTonnes sont exportées) et 8.6 MMTonnes d'engrais phosphatés destinées également à l'exportation.

Même si les phosphates de la région de Boukraa (Sahara occidentale) contribuent à l'activité phosphatière marocaine, il n'en demeure pas moins que les réserves, la production mais aussi l'intérêt accordé par les autorités marocaines à cette industrie, sont largement compétitifs et suffisants pour dominer le marché mondial. Pendant ce temps, l'Algérie continue à trainer la patte dans ses éternels projets rêveurs qui restent au stade des intentions. Les exportations du secteur minier algérien ne dépassent que rarement la barre des 100 millions de dollars par an (dont le tiers concerne le ciment), soit 4% des recettes hors hydrocarbures et moins de 0.3% des recettes totales du pays, alors qu'elles se chiffrent en milliards de dollars dans d'autres pays pour le même potentiel minéral. Comme pour le tourisme, le secteur minier algérien est tellement en retard qu'il ne peut être ni concurrentiel ni une alternative aux hydrocarbures dans l'immédiat. Pis encore, l'Algérie importe pour plus de 200 millions de dollars par an, des produits miniers laissés en friche, comme la baryte (importée des pays voisins, la Tunisie et le Maroc), un produit pourtant très demandé pour les forages pétroliers...Le comble des combles ! L'Algérie importe aussi du marbre ainsi que d'autres substances pouvant être produites localement et en quantités (craie, sables, kaolin, granite, gravier, chaux éteinte, feldspaths...).

Beaucoup expliquent la carence des autorités algériennes par l'instabilité politique et gouvernementale, en termes de changements perpétuels à la tête du ministère de l'industrie et des mines mais cela ne date pas d'aujourd'hui. Il s'agit tout simplement d'un manque avéré d'une volonté politique et les autres secteurs économiques hors hydrocarbures ne sont pas en reste. Les discours euphoriques et les prévisions hautement utopiques propulsent le pays dans la cour des grands mais uniquement sur papier. Des niveaux de production de phosphate ont été fixés à 4 MMTonnes pour 2010, puis à 12 MMTonnes pour 2012 et à 30 MMTonnes en 2020...«*What else*» ? L'histoire de l'âne et la carotte. En partenariat,

avec un groupe chinois (49%), il était question, en 2018, de l'exploitation de la nouvelle mine de phosphate de Bled-el-Hadba (Tébessa), la construction d'une usine de production d'acide phosphorique et la transformation des phosphates dans la wilaya de Souk Ahras...Selon l'ancien premier ministre, Ahmed Ouyahia, ce complexe, mobilisant un volume d'investissement de six (6) milliards de dollars et qui sera réceptionné en 2022, permettra à la production algérienne de phosphate de passer de un (01) MMTonnes/an exportés en l'état, à 6 MMTonnes/an et garantira des revenus en devises à hauteur de 1.9 milliard de dollars/an. Mais, une année après son démarrage, ce projet s'est arrêté pour cause de départ du partenaire chinois, suite, parait-il, au manque de rigueur chez la partie algérienne. *«Il faut être sérieux dans les affaires, mais pas lorsqu'on se met en colère»*, dit un dicton chinois.

Pour engranger un chiffre d'affaires d'un milliard de dollars, en effort propre, il va falloir exporter pas moins de 10 MMTonnes et donc envisager une production utopique d'au moins 15 à 20 MMTonnes. Seul l'investissement dans la transformation pourrait permettre des recettes conséquentes avec des prix de l'engrais de l'ordre de 400 à 500 dollars la tonne. L'exportation de 3 MMTonnes d'engrais ramènerait dans les 1.5 milliard de dollars.

L'autre minerais stratégique dont dispose l'Algérie est celui du fer. Ce dernier est principalement utilisé pour la fabrication d'acier qui est entièrement recyclable et indispensable à de très nombreuses industries de la société moderne depuis la puce électronique jusqu'aux gigantesques constructions, l'industrie automobile, etc. Selon *«Ressources naturelles Canada»*, la consommation mondiale du fer équivaut à 500 Tours Eiffel par jour, ou près de 200 000 Tours Eiffel par an. Cette consommation, d'environ 2.5 milliards de tonnes par an, est contrôlée à plus de 80% par uniquement cinq pays dont l'Australie (36%), le Brésil (20%), la Chine (14%), l'Inde (8%) et la Russie (4%). Quant aux réserves mondiales, estimées à 174 milliards de tonnes, en 2018, les trois quarts se situent dans pratiquement les mêmes pays dont l'Australie (29%), le Brésil (18%), la Russie (14%), la Chine (11%) et l'Ukraine (4%). Comme le pétrole, les ressources

mondiales de fer sont non renouvelables et seront épuisées dans 70 ans au rythme actuel d'extraction.

L'Algérie disposerait d'un potentiel ferrifère dont les réserves sont estimées à 3 milliards de tonnes (1.7% des ressources mondiales). Malgré ce potentiel, son exploitation est, aujourd'hui, à un niveau qui n'est pas loin de ce qu'il était au lendemain de l'indépendance du pays. En 1963, la production était de 1.97 MMTonnes avant de monter à 2.7 MMTonnes en 1964. Ces productions étaient destinées principalement à l'exportation vers l'ex URSS, la Pologne, la Bulgarie, la Tchécoslovaquie et les États-Unis d'Amérique. En 1982 la production a atteint un pic de 3.5 MMTonnes avant de chuter à 1.5 MMTonnes/an durant la décennie 2000-2012 ! Qui ne sait pourquoi ? Aujourd'hui, les capacités productives peinent à franchir la barre des 5 MMTonnes annuellement pendant que les importations des principaux produits sidérurgiques entre 2012 et 2018 ont cumulé un volume de 40 MMTonnes pour une facture globale de 35 milliards de dollars, soit une moyenne annuelle de 5.8 milliards de dollars pour 6.7 MMTonnes en provenance de l'Europe (Italie, Espagne et France) et de la Chine. Entre l'indépendance du pays et aujourd'hui, l'Algérie est passée d'exportateur net à importateur net de produits sidérurgiques pendant que les énormes réserves ferrières «rouillent» sous terre. Pour renverser la situation, les pouvoirs publics algériens à la tête du secteur ont cet art de peindre l'avenir en rose rien qu'avec leurs perfides discours à qui veut les entendre. Aujourd'hui, l'objectif, a déclaré le ministre de l'industrie et des mines, en novembre 2018, à l'Agence «*Algérie Presse Service -APS*», est de faire passer la production annuelle de 5 MMTonnes de fer et d'acier à 12 MMTonnes dans les 4 ou 5 années à venir (donc dès 2022) puis à 16 MMTonnes à l'horizon 2030,...L'âne revient à sa carotte, afin de couvrir la demande intérieure et exporter un excédent. Le pays devra donc produire au moins 7 MMTonnes en 2020. C'est loin d'être encore le cas. Des projets et rien que des discours.

On a parlé du lancement de plusieurs unités de production, un peu partout, à Maghnia (bentonite), Béchar (baryte), Skikda et Sig (marbre), Tamanrasset (marbre et granite, deux produits importés

depuis des années). À Bellara (Jijel), le gouvernement compte sur le futur grand complexe sidérurgique lancé en 2012 et qui n'a pas encore vu entièrement le jour. Il s'agit d'un projet de 2 milliards de dollars en partenariat entre le groupe algérien Sider (46%), le Fonds national des investissements FNI (5%) et «*Qatar Steel International*» (49%). Ce complexe vise une capacité de production de 800 000 tonnes de ronds à béton par an et satisfaire les besoins locaux à la fin de l'année 2018...Nous sommes en 2021. Quant à la production de l'acier, elle devait être de 2 MMTonnes/an et atteindre 4 ou 5 MMTonnes/an dans deux ans (soit en 2020) pour satisfaire les besoins du marché intérieur et mettre fin à l'importation de un (01) MMTonnes (en 2019) pour une facture avoisinant un demi-milliard de dollars, à raison de 500 à 600 dollars /tonne.

À en croire ces ambitions, l'Algérie pourra, dans 5 ou 6 ans, se positionner sur le marché mondial des produits sidérurgiques et même de passer d'importateur à exportateur et permettre de soulager une balance commerciale négative que les hydrocarbures, seuls, n'arrivent pas à équilibrer depuis la crise pétrolière de 2014. Toutefois, avec la dégringolade des prix du fer de 140 à 170 dollars/tonne entre 2010 et 2013 à 70 dollars /tonne entre 2014 et 2018, les recettes d'exportation ne seront qu'un simple élément pour réduire, un tant soit peu, les factures des importations tous azimuts. Au cas où le prix de la tonne de fer ne descendrait pas sous les 70 dollars (en 2018 le marché a quelque peu été impacté par la guerre commerciale sino-américaine), l'exportation de, par exemple, 3 MMTonnes/an génèrera un chiffre d'affaires brut de quelque 200 millions de dollars et le revenu net sera bien évidemment plus bas et encore plus bas dans le cas d'un partenariat.

Comme pour le cas des hydrocarbures, l'investissement dans l'industrie minière de la transformation est de loin plus rémunérateur pour les exportations pour une tonne d'acier variant entre 500 et 600 dollars. Si, comme prévu, la production nationale de l'acier arriverait à 4 ou 5 MMTonnes dans les toutes prochaines années, l'exportation de seulement un (01) MMTonnes ramènera 550 millions de dollars, ce qui épongerait la facture actuelle des importations du même produit.

Le pays se doit également de s'intéresser à la filière de recyclage de l'acier en collectant les centaines de milliers de tonnes des ferrailles issues, par exemple, des véhicules hors d'usage et autres sources. Des statistiques mondiales montrent tout l'intérêt du recyclage de l'acier sur le plan d'économie d'énergie et de matières brutes comparativement à la première fabrication de l'acier à partir du minerai, soit une économie (circulaire) d'au moins 1 500 kilogrammes de fer pour chaque tonne d'acier transformée en nouvel acier. Selon le «Bureau International du Recyclage», la production mondiale d'acier brut (1,8 milliard de tonnes en 2018) est alimentée par le recyclage de la ferraille. En France, par exemple, 40 % de la production d'acier provient du recyclage de ferrailles récupérées.

On parle aussi de la richesse de l'Algérie en «terres rares». Pour rappel, les terres rares regroupent 17 métaux dont le scandium, l'yttrium, et les quinze lanthanides (Lanthane, Cérium, Praséodyme, Néodyme, Prométhium, Samarium, Europium, Gadolinium, Terbium, Dysprosium, Holmium, Erbium, Thulium, Ytterbium, et Lutécium). Les réserves mondiales sont très difficiles à estimer mais les experts les situent à environ 100 milliards de tonnes dont 37% en Chine. En Algérie, on en parle et c'est tout. Selon le Pr Kamel Sanhadji, directeur de recherche en immunologie au CHU de Lyon (France), l'Algérie disposerait de un cinquième des réserves mondiales de «terres rares» et ça représente l'équivalent de 2 400 milliards de dollars. Ces réserves classeraient l'Algérie en troisième position derrière la Chine et l'Afrique du Sud. Mais l'exploitation des réserves mondiales reste très limitée si ce n'est la Chine qui produit 120 000 tonnes/an sur 170 000 tonnes produites en 2018 à l'échelle mondiale, selon l'US Geological Survey. Les autres producteurs, l'Australie (20 000 tonnes) et les États-Unis (15 000 tonnes) sont loin derrière. Les États-Unis ainsi que le Canada, l'Australie et l'Afrique du Sud sont en train de multiplier, eux aussi, les projets d'extraction et de prospection, y compris dans les fonds marins du Pacifique. Ces substances, sont utilisées dans l'industrie des hautes technologies de pointe, non accessibles aux populations, dont la fabrication d'objets de moindre consommation comme les moteurs et batteries des

voitures électriques et hybrides, les ampoules à basse consommation où le terbium (800 000 dollars/tonne) remplace le tungstène, les écrans de smartphones, les systèmes de guidage des missiles, les aimants permanents des éoliennes, etc. Ce ne serait donc pas encore opportun pour l'Algérie de s'aventurer dans l'exploitation de ses «terres rares» quand les minerais classiques, stratégiques, abondants et à portée de main, sont exploités à la petite cuillère. Qu'est-ce que cette terre algérienne n'a pas encore comme ressources naturelles ? Mais à quoi bon ? Je dirais. Le président de la république, Abdelmadjid Tebboune aurait-il une réponse à la question ? Lors d'une rencontre télévisée en date du 30 avril 2020, avec des responsables de médias nationaux, le chef de l'état a évoqué la nécessité absolue d'exploiter les «terres rares» du pays en indiquant qu'il a déjà demandé au ministère de tutelle de préparer des cahiers de charges y afférents.

Enfin, reste à savoir sur quel potentiel minier l'Algérie doit se baser pour redynamiser le secteur et conclure des contrats en partenariat quand les chiffres sur les vraies réserves des différents minerais restent controversés du simple au quadruple et varient d'un expert à l'autre. Par exemple, dans une interview accordée par Dr Ali Kefaifi, Ingénieur civil des mines et de la métallurgie, au quotidien El Watan (du 26 juillet 2020), le spécialiste donne des réserves algériennes de fer de 28 milliards de tonnes dont 3 milliards de tonnes de Gara Djebilet. L'Algérie disposerait donc de 16% des réserves mondiales.

Pour l'Uranium, le même spécialiste avance des réserves allant de... 10 à 90 milliards de tonnes !!!, alors que les réserves mondiales d'Uranium naturel ne dépasseraient pas 6 ou 7 millions de tonnes seulement !! Bizarre que le rapport du ministère de l'industrie et des mines (2015) ne parle même pas de ce gigantesque potentiel uranifère algérien qui représenterait alors....1400% à 13000% des réserves mondiales!!! Mais s'agit-il de réserves en place et qu'avec une certaine richesse, le taux de récupération mettrait tout le monde d'accord ? Je ne le pense pas. À ma connaissance, les réserves algériennes d'Uranium ne dépasseraient pas les 30 000 tonnes (essentiellement au Hoggar). À moins que le spécialiste intègre les

présumées «réserves» d'Uranium liées au COT (Carbone Organique Total) des roches mères pétrolières du Silurien et Frasnien que beaucoup pensent pouvoir extraire par lixiviation bien que situées à plus de 3000 mètres de profondeur !!! Auquel cas, ça s'appelle vraiment rêver.

Loin des chiffres, nous pouvons dire qu'en dépit de son fort potentiel et des innombrables opportunités d'investissement qu'il renferme, le marché hors hydrocarbures algérien reste en friche quant à jouer son rôle dans le développement de l'économie nationale et ce, soixante années après l'indépendance du pays. Ce marasme dénote, tout simplement, l'absence délibérée d'une volonté politique visant à délier le pays de l'emprise rentière.

Huitième Partie

LE MARASME SOCIO-ÉCONOMIQUE

1. Introduction

Contrairement à beaucoup de pays rentiers, membres ou non de l'OPEP, notamment certains états du moyen orient qui ont réussi à diversifier leurs économies tous azimuts, l'Algérie n'a pas voulu optimiser la gestion de son pétrole afin d'envisager une reconversion de sa rente en une rente financière à économie de production au point où la fin des «années pétrole» risque de plonger le pays dans le néant pour avoir fait de ce don de la nature l'unique assise de son économie.

Exhaussés par certaines embellies pétrolières, la croissance économique et le PIB algériens restent et resteront illusoires et vulnérables en l'absence d'une production hors hydrocarbures qui n'a jamais contribué dans une balance commerciale à déficit négatif et à deux chiffres depuis la crise de 2014. À ce rythme, eu égard à une poussée démographique effrénée, la fin des «années pétrole» algériennes a tous les aromates d'une bombe à retardement pour le pays. Ce dernier, dépourvu d'un système de bonne gouvernance, venant à bout des crises socio-économiques récurrentes, est loin d'être un État-providence assurant entièrement le bien-être du citoyen.

2. La balance commerciale algérienne

Les exportations hors hydrocarbures (HHC) de l'Algérie souffrent de contraintes assez complexes et endémiques car ancrées dans un système endormi par le matelas pétrolier, d'une part, et inculte en matière d'économie de production, d'autre part. Même si l'archaïsme des services bancaires, la bureaucratie, etc., constituent de puissants freins au décollage de cette économie, les profondes contraintes résident dans la nature et les objectifs des outils de production et le profil des

hommes aux commandes. En effet, il faut se rappeler que les usines algériennes ont été érigées dans un souci de satisfaire les besoins internes et non pour l'exportation. Ceci explique pourquoi, dans un passé pas si lointain, les prévisions d'exporter pour 2 milliards de dollars avant l'horizon 2000 ont longtemps été un rêve difficile à réaliser. Bien au contraire, les exportations HHC sont restées, jusqu'ici, marginales devant le grossissement soutenu des importations.

Les produits exportés, en quantités et revenus limités (quelques dizaines à centaines de millions de dollars par produits), sont loin d'être d'une nécessité vitale pour le partenariat (engrais minéraux ou chimiques azotés, ciment, ammoniac, sucre de canne et de betterave, phosphate, zinc, fonte, liège, peaux, sel, dattes, vin, journaux, etc). Les biens d'équipement agricoles (moins de 1 million de dollars) reflètent l'état embryonnaire d'une agriculture algérienne qui n'a encore rien à exporter. Pis encore, parmi ces rares produits exportés, certains sont déjà frappés de l'empreinte de «là-bas». C'est le cas, par exemple, des journaux. Pour les besoins de la presse, aujourd'hui en explosion, l'Algérie se doit d'importer du papier à un prix exorbitant. Arrêtons-nous là pour reconnaître que l'Algérie est un pays où les projets d'investissement bien que pouvant être interdépendants sont menés séparément les uns des autres, sans aucune complémentarité ni coordination.

La lutte contre l'avancée du désert par une politique alfatière, devait avoir des retombées positives et directes sur la réduction de la facture d'importation de matières premières pour la fabrication du papier. La nappe alfatière algérienne s'étend, en effet, sur trois à quatre millions d'hectares et pourrait produire jusqu'à 250 000 tonnes par an. C'était pourtant un des objectifs, durant les années 1970, quand la Société Nationale des Industries de la Cellulose («Sonic») ambitionnait de satisfaire les besoins internes et en exporter l'excédent. La production annuelle d'alfa dépassait, en ce moment-là, 100 000 tonnes.

Aujourd'hui, les actifs et les rêves de la défunte «Sonic» ne sont plus qu'un vieux souvenir. L'essentiel de la matière première du secteur cellulosique est donc importé de l'étranger.

La facture algérienne de bobines de papier s'est chiffrée, en 2018, selon des sources proches du secteur, à plus de 450 millions de dollars, pour 500 000 tonnes importées. Cela correspond à 75% des besoins réels estimés à un environ 650.000 tonnes, soit une consommation moyenne annuelle de seulement 15 Kg par habitant, contre 20 kg en Tunisie, 34 kg en Jordanie, 70 kg au Liban, 123 kg en France, 300 kg aux Etats-Unis et 82 Kg en populeuse Chine.

La production nationale (150.000 tonnes/an), dont la moitié est issue de la récupération, ne représente que 0.04% de la production mondiale. Il faut noter que concernant l'industrie de papier en Algérie les chiffres varient d'une source à l'autre et d'un responsable à l'autre, parfois du simple au double. Toujours est-il qu'un grand effort reste à fournir dans la réhabilitation et la modernisation de l'outil de production et notamment par le biais d'une politique alfatière qui s'y prête énormément, pour alléger la facture de l'importation sachant qu'une tonne de papier revient à 450 dollars aujourd'hui. Il faut exporter une tonne de pétrole à 60 dollars/baril pour importer une tonne de papier.

Si des exportations de produits sont en régression constante après des années roses, d'autres font déjà partie de l'histoire. Là, c'est le cas des fruits et légumes, les peaux et cuirs des défunes «Ofla» et «Sonipex» ou encore du liège bien que l'Algérie en soit le 3ème producteur mondial, après le Portugal et l'Espagne, et ce malgré les 4 millions d'hectares de forêt dont plus de 450.000 hectares de chêne-liège ne sont que partiellement exploités. La production n'est que de 90 000 quintaux/an alors qu'elle dépassait les 150 000 quintaux / an entre l'indépendance du pays et les années 1980. La décennie noire et les feux de forêt ont énormément déséquilibré l'exploitation du liège, certes, mais la production est exportée essentiellement à l'état brute et donc sans valeur ajoutée et au détriment de la création d'emploi. Le chiffre d'affaires annuel est d'environ quatre petits millions de dollars.

Qu'est-il arrivé à l'Algérie pour enclencher la marche arrière dans tous les secteurs économiques hors hydrocarbures pendant que de micro-états, non pétroliers de surcroît, exportent des leçons d'économie de production ?

Le secteur industriel, hors hydrocarbures, est le plus souvent en régression, parfois entre (-2%) et (-10%) avec des découverts bancaires pouvant atteindre des centaines de millions de dollars, sinon il peine à franchir le taux de croissance de 2 %. Il s'agit d'un tissu industriel ignoré sous la houlette d'une gestion révolue en termes de volonté et savoir-faire lui permettant de jouer le rôle qui lui revient dans la stimulation de l'économie nationale en tant que secteur producteur et exportateur.

C'est plutôt le flux des importations qui prend du volume avec quelque 6000 importateurs recensés en 1995, environ 36000 en 1998 et plus de 50000 en 2001, soit un rapport de 250 importateurs pour un exportateur. Ce déséquilibre est en relation avec le passage, en 1994, d'une économie dirigée à une économie de marché et la libération du commerce extérieur et des prix et l'impact du rééchelonnement de la dette extérieure.

Depuis 2008, avec l'introduction des réformes dans le secteur du commerce extérieur, près de 10 000 faux importateurs ont cessé leurs activités pour leur incapacité à se soumettre à la nouvelle réglementation, selon le ministère des finances. Cela n'a pas empêché le nombre d'importateurs de dépasser 42000 en 2017 contre 1600 exportateurs, soit 26 importateurs pour un exportateur.

Les produits importés sont dans leur majorité à la portée de la richesse et la situation géographique du marché algérien sauf que ce dernier demeure inexploité et notamment le secteur de l'agro-alimentaire qui se taille la part du lion en termes de facture (plus de 3 milliards de dollars par an). D'autres secteurs non moins importants continuent à se nourrir de l'étranger au prix de factures aussi indigestes. L'Algérie consomme ainsi beaucoup de ce que son économie produisait jadis et qu'elle ne produit plus et c'est d'ailleurs une des raisons de la longévité de sa lourde dette étant donné que l'affectation des recettes pétrolières prend en charge non seulement le paiement de cette dette mais aussi le développement

local et ces volumineuses importations de services et produits vitaux pour les populations.

Sur le plan alimentaire, par exemple, l'Algérie compte parmi les plus grands importateurs et consommateurs de lait au monde avec une ration de 145 litres par habitant et par an contre seulement 65 litres au Maroc, 55 litres en Tunisie et 110 litres comme moyenne mondiale (bien que l'OMS recommande 90 litres). Mais les besoins algériens, estimés à 5 milliards de litres par an (soit deux fois la production marocaine), ne sont couverts qu'à hauteur de 70% par la production locale (3.5 milliards de litres par an), assurée par un secteur privé encore naissant et essentiellement par le groupe public laitier Giplait (Groupe Industriel des Productions Laitières), issu de la fusion, en 1998, des offices régionaux Orelait (est), Orolait (ouest) et Orlac (centre), eux-mêmes issus de la restructuration de l'Onalait, créée en 1969.

En dépit d'une facture d'importation annuelle de 200 000 tonnes de poudre de lait pour 400 millions de dollars, l'accès, relativement facile, aux produits laitiers en Algérie reflète l'administration des prix par les pouvoirs publics mais jusqu'à quand? Se conformer aux règles de l'Union Européenne et de l'OMC c'est admettre la levée des subventions sur ces produits pour n'obéir, en fait, qu'aux lois d'un marché sous contrôle de l'offre et de la demande.

L'accroissement de la demande dans les pays sud-asiatiques devant la chute de la production mondiale, depuis 2015, a facilement fait grimper de 5% à 10% le prix du lait, le ramenant à 350 dollars la tonne à la production ces dernières années et entre 2500 dollars à 3000 dollars la tonne de poudre de lait.

La sauvegarde de la couverture des besoins algériens n'aura pour conséquence que l'alourdissement de la facture laitière qui, déjà estimée à quelque 400 millions de dollars par an, dépasse, à elle seule, les 20% des recettes totales des exportations hors hydrocarbures. L'algérien aura à consommer de moins en moins de lait du fait de la tendance à la libéralisation des prix, de 25 dinars le litre actuellement (0.2 dollar, soit 10 fois moins cher qu'en France) à, peut-être, plus de 50 ou 60 dinars le litre dans les

prochaines années avec la conformité aux normes mondiales et notamment en termes d'emballage conditionné et du lait UHT. L'implantation en Algérie de *Tetra-Pak*, le leader mondial de l'emballage conditionné, ne date pas d'aujourd'hui mais sa promotion tarde à signer la mise à mort du fameux sachet de lait que seule l'Algérie utilise encore dans l'espace «euro-maghrébin». En 2014, l'ancien premier ministre Abdelmalek Sellal a promis que le «sachet de lait» disparaîtra en 2015 et sera remplacé par une boîte en carton. Aujourd'hui, en 2021, ce premier ministre n'est plus là mais le fameux «sachet de lait» est toujours là.

Nous avons vu, plus haut, que les importations agro-alimentaires, quant à elles (produits et matériel de production), représentent jusqu'à 30% des importations du pays et notamment les produits céréaliers. Si cette dépendance de l'étranger est classiquement liée à un lait céleste ne dépassant pas la moyenne de 300 millimètres par an depuis plus d'un quart de siècle, elle est aussi le résultat d'un dossier agricole longtemps cloué sous les coudes.

Selon un rapport du CNES (Conseil National Économique et Social), l'Algérie comptait, aux débuts des années 2000, pas moins de 10 000 agronomes au chômage. On peut comprendre par-là que le secteur agricole est tellement maîtrisé en Algérie qu'il n'y a plus de «job» pour l'agronome. En fait, il faut comprendre aussi qu'il n'y a plus assez d'agriculture pour l'agronome. Aucun effort n'a été consenti dans l'allégement de la facture agro-alimentaire étant donné que les exportations dans ce secteur ne représentent que 1% des importations dans le même secteur.

Un autre secteur, non moins vital, est celui de la pharmacie. Malgré l'interdiction, depuis 2008, de l'importation de plus d'un millier de produits pharmaceutiques, notamment ceux fabriqués localement, et la promotion de la production nationale, l'Algérie consacre aujourd'hui une moyenne de 1.3 milliard de dollars par an aux importations de médicaments (contre seulement 600 millions de dollars en 2000). Cela équivaut à environ 20% des importations de tous les pays arabes réunis, faisant de l'Algérie le 2ème consommateur de médicaments de la zone nord-africaine, après

l’Egypte, et l’un des plus grands importateurs de produits pharmaceutiques au monde. Ce n’est pas que les algériens sont plus malades que les autres peuples, mais c’est leur industrie pharmaceutique qui l’est.

Sur une demande annuelle en médicaments de l’ordre de 3.5 milliards de dollars, la production algérienne ne couvre que 50% des besoins par le biais du groupe Saïdal et une centaine d’unités de production au niveau national. Il faut noter que cette production était restée longtemps compromise par des droits de douane sur l’importation de matières premières allant jusqu’à 40%.

Ces droits n’étaient que de 5% à 10% pour les importations de produits finis. Aussi, le non remboursement de certains médicaments produits en Algérie se traduit par une mévente menaçant leur commercialisation devant les mêmes produits qui, importés, sont plus éligibles aux remboursements. La mévente des produits locaux, et donc la perturbation de la production nationale, a favorisé le recours à l’importation et par conséquent à la limitation des investissements des entreprises étrangères, du secteur, en Algérie. Il faut noter, néanmoins que l’industrie pharmaceutique algérienne, deuxième marché africain après l’Afrique de Sud, a connu une bonne croissance depuis le début de l’année 2000. En effet, ces contraintes qui semblent avoir connu un début de libération, à l’occasion du projet de loi de finances de l’année 2002, n’ont cessé de scléroser les performantes ambitions de la dynamique Saïdal, une entreprise semi-publique (capital ouvert à 20%), qui a, malgré tout, su et pu conquérir ses premiers marchés internationaux en exportant ses produits vers plus d’une dizaine de pays africains, mais aussi vers l’Irak, le Yémen et même l’Italie bien qu’en revenus, ces exportations, de quelques dizaines de millions de dollars, ne couvrent que 3% de la facture des importations des médicaments.

Aux lourdes factures des importations totalisant jusqu’à 40 milliards de dollars par an, s’ajoute un système administratif des plus sinueux engendrant des surcoûts pouvant atteindre des centaines de millions de dollars liés aux lents séjours des marchandises sur les quais et des bateaux en rade menaçant du coup la durée de vie des produits et augmentant le risque

d'érosion du seuil de 80% exigé par la loi algérienne sur la durée de vie minimale du produit avant sa préemption.

Aujourd'hui, avec la libéralisation relative du commerce extérieur et la mise à mort des entreprises économiques algériennes, il y a lieu de promouvoir les exportations par le biais de la micro-économie (PME-PMI), qui contrôle 65% des importations algériennes, et de veiller à la régulation et le contrôle de la conformité des produits importés afin d'alléger la facture extérieure d'une part et d'éloigner le risque que l'Algérie devienne un déversoir pour les produits malpropres (périmés et autres OGM) d'autre part, et notamment dans le secteur privé encore naissant et en quête légitime de profit. Le nombre de PMI-PME ne cesse d'augmenter en passant de 350 000 unités en 2005 à plus d'un million d'unités actuellement. L'état, qui doit réhabiliter sa politique d'encouragement et de soutien au secteur privé, incontournable pour la croissance économique et du PIB, puisqu'il y contribue déjà à hauteur de 50%, se doit, en revanche, de rester gardien de l'intérêt national.

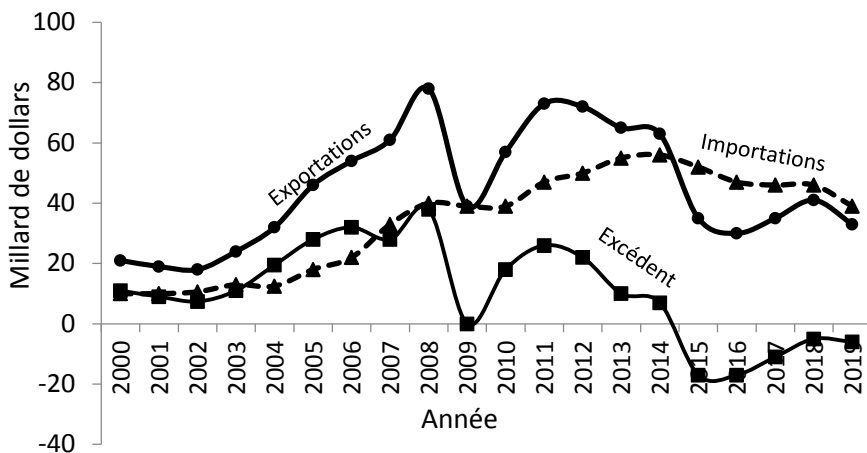
En dehors des hydrocarbures, le commerce extérieur de l'Algérie demeure à sens unique avec un rapport «Export-Import» inférieur à 5%. Les quelques principaux partenaires commerciaux du pays (essentiellement européens) sont beaucoup plus fournisseurs que clients. L'objectif du plan d'ajustement structurel 1994-1998 qui ambitionnait de porter les exportations hors hydrocarbures à 2 milliards de dollars avant l'horizon 2000, n'a pas été atteint : les revenus HHC oscillaient entre 300 et 600 millions de dollars par an. Le maximum de 881 millions de dollars réalisé en 1996 s'explique par les exportations de produits effectués dans le cadre du remboursement de la dette russe. Les multiples organismes, créés pour le soutien et l'appui à la stratégie de promotion du commerce extérieur n'ont pu faire décoller les exportations HHC.

Ni la garantie de la CAGEX (Compagnie d'assurance et de garantie des exportations), agréée le 26 juin 2000, ni la création d'ANEXAL (Association nationale des exportateurs algériens), en juin 2001, ni la refonte de PROMEX (Office national de la promotion des exportations), et son remplacement, en juin 2004, par l'Agence

Nationale de Promotion Commerce Extérieur (ALGEX) et les discours rassurants des pouvoirs publics n'ont pu rompre avec la mono-exportation, celle des hydrocarbures en l'occurrence. En 2004, les exportations HHC ont atteint une valeur globale de 800 millions de dollars, soit 2% seulement des recettes totales du pays dominées à 97% par les hydrocarbures.

Mais depuis la chute du prix du baril et de la demande mondiale du brut, faisant suite à la crise pétrolière de juin 2014, les recettes pétrolières annuelles n'arrivent plus à couvrir les factures des importations qui se situent autour de 48 milliards de dollars, contre une moyenne des recettes de 35 milliards de dollars soit un déficit commercial moyen de 13 milliards de dollars correspondant à un taux de couverture des importations de 73% entre 2014 et 2018 (Fig.27). L'augmentation des importations jusqu'en 2014, s'explique par l'héritage d'une forte demande nationale et des dépenses publiques soutenues par un marché pétrolier qui était favorable. À partir de 2016, le déficit global de la balance commerciale a commencé à baisser. Cette baisse n'est pas due au seul recul des importations (mesures d'austérité), mais aussi au rebond du prix du baril qui a permis une légère amélioration de la rente.

Fig.27 - Algérie- Balance commerciale , période 2000-2019
(Réf.CNIS/Direction Générale des Douanes)



Ces contre-performances en matière de diversification des exportations sont le fruit d'une politique macro-économique n'ayant pas en son sein les mécanismes nécessaires à la promotion du produit national de par la qualité, la compétitivité et la productivité. Ces paramètres ne peuvent s'obtenir sans une mise à niveau et un management adéquats tenant compte des réalités et exigences du marché. Pourtant l'essentiel des produits importés (biens d'équipement industriels, produits semi-finis et biens alimentaires), sont largement à la portée de l'industrie algérienne pour peu que la volonté politique soit, encore une fois, de la partie. Malheureusement, les entreprises nationales algériennes, manipulant de l'argent public et donc peu soucieuses de la compétitivité, n'arrivent plus à couler ce qui reste de leur modeste production sur le marché local. Elles ont fini par afficher leur éligibilité à la liquidation mettant, du coup, une économie à genoux et des centaines de milliers de salariés, et leurs familles, dans des situations plus que déplorables (licenciement, compression, salaires impayés depuis des mois, etc.). Dans une économie pareille, les éléments de la solution sont à chercher dans la rue...malheureusement.

Depuis 2014, et en dépit des efforts dans la réduction des importations, la balance commerciale ne cesse d'enregistrer des valeurs négatives. Si le déficit commercial persiste, le Fonds de Régulation des Recettes (FRR) étant totalement épuisé, le pays n'ayant pas d'autres actifs, serait contraint de trouver un moyen pour financer son déficit commercial en recourant à l'emprunt étranger auprès d'autres pays ou des institutions internationales dont le FMI. En effet, l'autre moyen de couvrir les importations aurait été de puiser dans ses réserves de change mais ces dernières qui seraient autour de 50 milliards de dollars à fin 2020, risquent, à ce rythme, de s'épuiser totalement, à leur tour, en 2021 ou 2022, mettant le pays dans une situation de cessation de paiement (Fig.28).

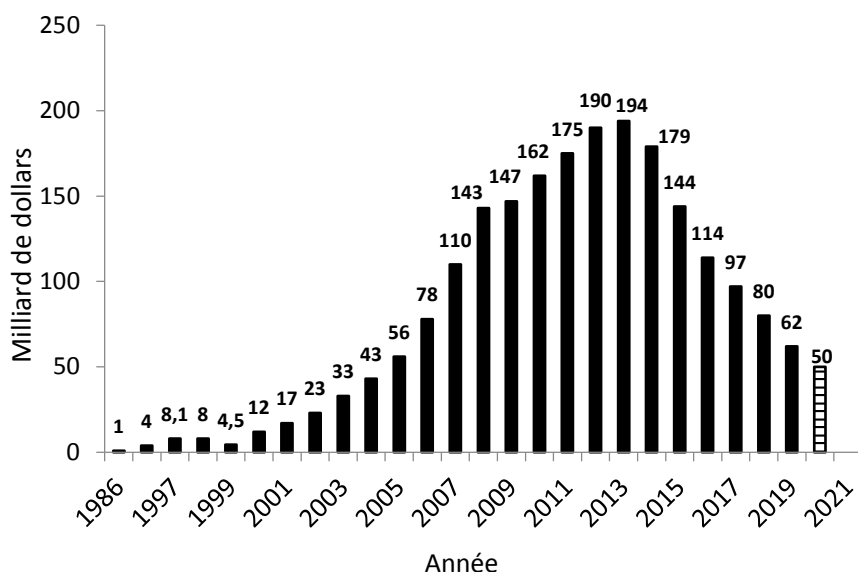
La dégradation rapide du PIB par habitant, la paupérisation impactant le bien-être des ménages et le mécontentement social des populations gagneraient certainement de l'ampleur.

3. L'emprise rentière

«Les pouvoirs publics algériens ont fait de la rente pétrolière une rente viagère sauf que le défunt est le pétrole».

Depuis des années, le pays tablait son budget sur la base d'un prix du baril entre 37 à 50 dollars. Un vrai jackpot quand le baril avait dépassé les 100 dollars, entre 2011 et juin 2014. Le confortable surplus va à l'alimentation du fonds de régulation des recettes (FRR). Depuis la crise pétrolière de 2014, la situation rappelle un peu celle de l'année 1986 dont la psychose est revenue dans les esprits des algériens.

Fig. 28 - Algérie- Évolution des réserves de change depuis 1986



Le fonds de régulation des recettes qui était l'équivalent de 70 milliards de dollars en 2013 a été totalement épuisé en 2017 tandis que les réserves de change, qui avoisinaient les 200 milliards de dollars en 2013, ne sont plus que d'une cinquantaine de milliards de dollars en 2020. Aujourd'hui, le budget algérien a besoin d'un prix du baril (*break even price*) d'environ 120 à 130 dollars pour trouver son point d'équilibre et reconstituer les caisses de l'état. Tout compte fait, l'Algérie semble être le seul pays dont la politique OPEP est encore profondément frappée du sceau de haute-fidélité même si

le pays est aussi le seul ayant souffert durant la crise de 1986 (car ne disposant pas de capacités excédentaires de production) et même si les séquelles de cette crise se sont fait ressentir durant plus d'une décennie et de manière beaucoup plus marquée que dans le reste des pays du cartel. En plus, lors des multiples réunions de réduction de la production OPEP, l'Algérie, dont le quota moyen gravite autour de un (01) MMb/j, a toujours plaidé, au premier rang, pour sacrifier des dizaines de milliers de barils au détriment de plus d'un million de dollars de recettes par jour,...au détriment d'une capricieuse rente.

Dans un passé assez lointain déjà, il y avait intérêt et urgence pour l'Algérie à ne se servir de la rente que comme outil de développement et de passage à une économie de production. Autrement dit, un outil de lutte contre la dépendance vis-à-vis de ce «matelas» naturel, au risque de plonger le pays dans un sommeil profond faisant rêver d'une vie en rose, devenant obscure au réveil. Il est clair que nous y sommes de plain-pied.

Aujourd'hui, l'Algérie, qui ne dispose que de 0.6% des réserves de pétrole de la planète et ne contrôlant que 1% de la production mondiale, a manqué l'occasion de s'acquitter des solutions payantes à court terme de l'OPEP et de la rente pétrolière. Le pétrole algérien ne cesse de constituer la base de l'économie nationale alors qu'il devrait être plus exploité et perçu comme une simple passerelle, non infaillible, à une économie de production, comme préconisé par le plan Valhyd. En 1974, le baril algérien coûtait 16 dollars, ce qui devait correspondre au prix d'environ 80 du marché actuel mais les pouvoirs du dollar d'il y a 40 ans étaient plus puissants et les besoins des algériens moins substantiels. Il est donc mieux d'avoir un dollar aujourd'hui que dix dans 20 ans. Même si la restitution du pétrole n'est pas pour demain, il n'en demeure pas moins que les derniers fruits de cette industrie continueront à mûrir en fonction de l'humeur et des caprices de l'homme. Après les trois guerres armées (arabo-israélienne en 1973, Irako-iranienne en 1986, du Golfe en 1991) et la guerre froide Est-Ouest, d'autres générations de guerres

s'installent aujourd'hui dont celle du «gaz» en Syrie, commerciale sino-étasunienne, etc. Avec la «disparition» du bloc de l'Est, du mur de Berlin, la précarité des processus de paix, etc., les frontières géopolitiques laissent place aux frontières économiques et les voisins, les amis et les ennemis,... aux intérêts nationaux. Ces derniers ne peuvent se préserver et le pays ne peut s'imposer qu'avec une forte économie, c'est-à-dire économie financière plutôt que rentière basée exclusivement sur le commerce du pétrole, même si les réserves tariront dans 100 ans, à l'image, par exemple, de l'état du Koweït dont le fonds souverain, alimenté annuellement par une ponction de 10% sur les revenus pétroliers, a réussi à garantir une rente financière parallèle dépassant aujourd'hui la rente pétrolière. Ce pays a pourtant des réserves de pétrole de 100 Mds bbl (10 fois les réserves de l'Algérie) et une production de 3 MMb/j (3 fois la production algérienne).

L'Algérie, pourtant modeste pays pétrolier, s'est prise en otage de sa petite rente sans aucune anticipation préparant l'après-pétrole par des placements et investissements HHC substituant la rente. Aujourd'hui, au moment du tarissement avéré de son potentiel pétrolier, l'Algérie n'a plus assez de revenus ou de marges de manœuvre pour réussir la transition économique. Là est le problème.

4. Croissance économique et PIB algériens

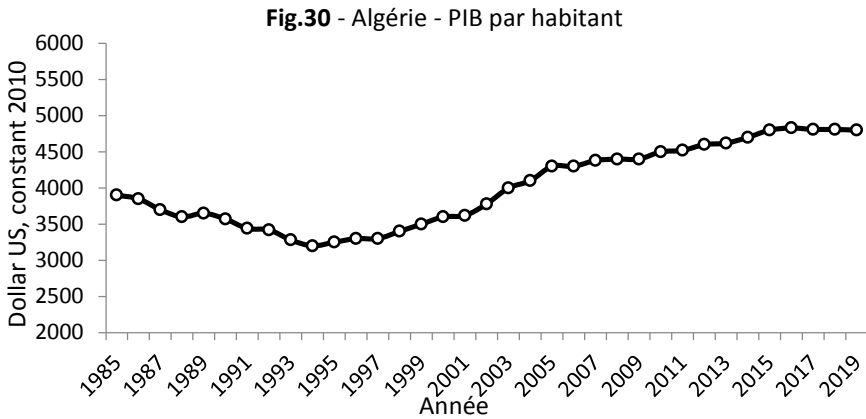
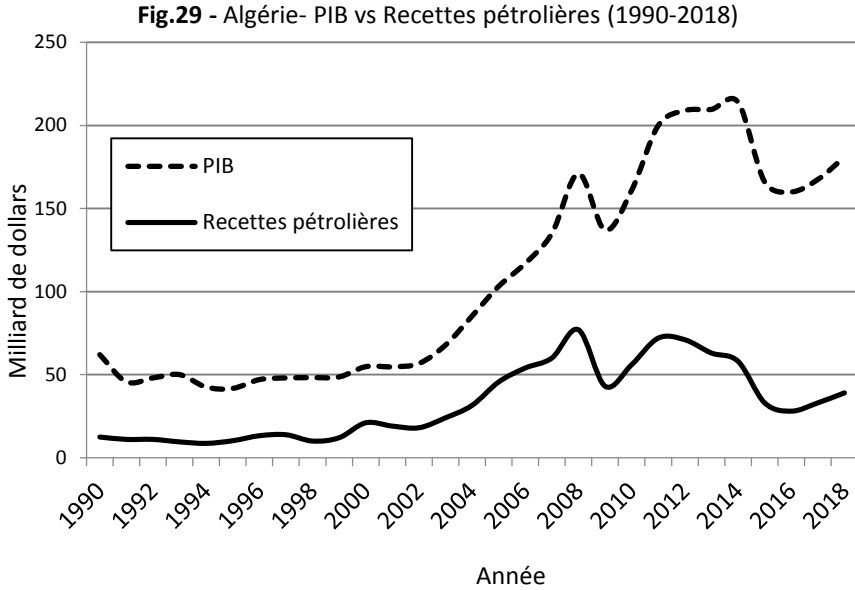
Le PIB (Produit Intérieur Brut) est souvent considéré comme un indicateur économique en termes de valeur ajoutée totale des biens et des services produits par année à l'intérieur d'un territoire national donné, par toutes les entreprises (nationales ou internationales) situées sur le territoire. À ne pas confondre avec le PNB (produit national brut) qui comptabilise tous les biens et services produits annuellement indépendamment du lieu de résidence du producteur national dans le monde. Le PNB mesure la richesse nationale produite par un pays à travers le monde.

Le PIB est utilisé pour mesurer la croissance économique d'un pays en ce sens que son augmentation signifie qu'un pays connaît une croissance tandis que sa diminution reflète une économie en

déclin. Il est donc habituellement admis que le rapport du PIB au nombre d'habitants (PIB par tête) mesure le niveau de vie du citoyen. Mais compte tenu des différences des prix internationaux et des subventions, le PIB par tête, calculé en Parité Pouvoir d'Achat (PPA) pourrait être surestimé et donc trompeur. En effet, le PIB est la somme des valeurs ajoutées de la TVA et des droits et taxes sur les importations, à laquelle il faut retrancher les subventions sur les produits. Par ailleurs, une étude réalisée par l'ONU a montré que les 10 pays jugés comme étant les plus développés ne sont pas ceux qui ont le plus grand PIB par personne. Ce paramètre n'est donc pas, en réalité, un indicateur fiable de développement. Grâce au pétrole, le Brunei a l'un des plus haut PIB au monde (9ème place avec près de 64.000 dollars/tête) mais le peuple demeure très pauvre. Toute la rente pétrolière va au Sultan.

Le PIB algérien, bien que classé 55ème (sur 211 pays) à l'échelle mondiale, avec 181 milliards de dollars en 2018, selon la banque mondiale et le fonds monétaire international (FMI), la quote-part par habitant n'est que de 4300 dollars (dollar courant) ou 4800 dollars (dollar constant 2010), classant le pays au 114ème rang mondial (sur 193 pays) selon le FMI.

La croissance du PIB algérien, dans sa globalité, de 55 milliards de dollars en 2000 à 181 milliards en 2018 (Fig.29) et celui par habitant de 3600 dollars à 4800 dollars sur la même période (Fig.30), ne reflètent aucunement la bonne santé d'une économie algérienne vulnérable à toute chute du prix du baril car accoudée aux seules recettes pétrolières mais aussi aux volumes d'hydrocarbures exportés. Les crises pétrolières de 2009 et de 2014, ayant pénalisé les recettes d'exportation, s'expriment clairement par une chute du PIB.



Ceci montre bien l'absence d'une activité hors hydrocarbures servant à combler les abysses financiers creusés par le repli du marché pétrolier. Non seulement la rente pétrolière, comme gain facile, ne garantit pas le développement économique du pays, mais s'est révélée un frein au développement d'une économie de production et d'une industrie créatrice d'emploi pour résorber un taux de chômage d'environ 12% et touchant 30% des jeunes.

L'Algérie se réjouit d'un PIB et d'une croissance économique illusoires alors qu'on ne peut parler d'une croissance quand elle n'est pas issue d'une industrie hors hydrocarbures génératrice d'emploi et laminant le chômage.

D'ailleurs, même avec les embellies pétrolières, la croissance économique de l'Algérie, mesurée à travers son PIB reste poussive pour un pays exportateur de pétrole. Elle est souvent plombée entre 1.2 % et 3%, loin derrière celle de beaucoup de pays africains non pétroliers dont six, ayant une croissance de 6% à 8%, figurent dans le top 10 des plus fortes croissances mondiales à savoir le Ghana, l'Éthiopie, la côte d'Ivoire, le Sénégal, Djibouti et la Tanzanie. Aucun de ces pays n'est pétrolier excepté le Ghana, qui n'a d'ailleurs qu'un très modeste potentiel pétrolier ne produisant pas plus de 120 000 b/j mais dont les revenus, d'environ trois milliards de dollars issus du pétrole, sur des recettes totales de 13 milliards de dollars par an, sont directement et intelligemment investis dans des projets de développement et particulièrement dans les secteurs prioritaires, comme l'oblige la loi ghanéenne. L'Algérie n'a entrepris aucune réforme nécessaire pour améliorer les perspectives à venir de l'économie du pays et le bien-être du citoyen. Quant au « *doing business* », créé en 2002 par la banque mondiale pour mesurer la facilité avec laquelle une entreprise ou un pays à faire des affaires et se développer, l'Algérie occupe la 157ème place mondiale en 2018 sur 190 pays. Cet indice correspond à la moyenne des classements sur les 10 paramètres étudiés (création d'entreprise, obtention de prêts, règlement de l'insolvabilité...). Une position qui témoigne de la rigidité du pays à s'ouvrir sur l'encouragement et l'attractivité des Investissements Directs Étrangers (IDE) dans le domaine hors hydrocarbures.

5. L'explosion démographique

«Les peuples, quoique ignorants, sont capables d'apprécier la vérité, et ils s'y rendent aisément quand elle leur est présentée par un homme qu'ils estiment digne de foi» (Cicéron)

En 1962, année de l'indépendance, la population algérienne comptait 11 millions d'habitants. Elle a presque quadruplé en l'espace de 58 ans et a atteint aujourd'hui les 43 millions d'âmes, soit un taux d'accroissement moyen de 5% par an. Mais ce taux global historique n'est pas linéaire. Il varie d'une année à l'autre et d'une période à l'autre avec 2.5 à 3% entre 1962 et 1980, avant de chuter de 3% à 1.5% entre 1980 et 2000 et d'augmenter légèrement de 1.5 à 2% entre 2000 et 2018.

Comme dans tous les pays du tiers monde et émergents, la poussée démographique en Algérie est l'un des puissants freins aux développements économique et humain. Mais, au fond, ce n'est pas un problème de population, mais uniquement un problème de développement lequel doit ralentir la croissance démographique, comme le résume le célèbre slogan : « *La meilleure pilule, c'est le développement* ». La croissance démographique en Algérie ne semble pas constituer l'unique raison de la précarité du développement économique. Des pays, faut-il le reconnaître, cent fois plus peuplés que l'Algérie, ne vivent pas les problèmes socio-économiques de cette dernière. Depuis les années 1990 le PNUD (Programme des Nations unies pour le développement) a créé l'IDH (indice de développement humain) variant de zéro, pour un pays sous développé, à un (01) pour un pays développé. L'estimation de l'IDH tient compte, en plus du PIB par habitant, d'autres facteurs dont le niveau de vie, l'espérance de vie à la naissance et le taux de scolarisation et d'analphabétisme des personnes âgées de plus de 15 ans. Dans son rapport, publié en 2019, sur le classement mondial des pays, selon l'indice IDH, l'Algérie occupe la 3ème place en Afrique, après les Seychelles et l'île Maurice, mais à l'échelle mondiale elle a dégringolé de la 49ème place, qu'elle occupait en 1985, à la 100ème place en 2001 puis à la 106ème en 2002 (sur 173 pays) et grâce à l'embellie pétrolière depuis l'année 2004, et une espérance de vie à la naissance de 77 ans chez les hommes et 78 ans chez les femmes, le pays a amélioré son classement en remontant au 82ème rang en 2019, sur 190 pays, avec un indice de 0.754.

Malgré les perspectives de la réduction de la fécondité à seulement 2 ou 3 enfants par femme, la population algérienne avoisinera les 51 millions en 2030 avant de grimper à 57 millions en

2040 puis à 72 millions en 2050 avec des espérances de vie de 83 ans pour les femmes et 82 ans pour les hommes.

Il faut dire que la poussée démographique a enregistré un certain recul depuis la fin des années 1980. On comptait 6 à 8 enfants par femme durant la décennie 1970-1980 contre 2 ou 3 enfants aujourd'hui. Mais cette réduction des naissances qui répond directement aux souhaits et aux objectifs de l'état, est beaucoup plus liée à la volonté personnelle des ménages qu'aux efforts des autorités en matière de sensibilisation pour l'espace des naissances. Les principales raisons de ce phénomène sont diverses. On peut citer le vieillissement de couples, les problèmes d'ordre matériel (logement et moyens financiers surtout) pour les jeunes couples et célibataires en âge de mariage, étant donné qu'une bonne tranche de jeunes est au chômage. Il y a aussi le retard de mariage causé par les études universitaires et, chemin faisant, les femmes deviennent plus exigeantes sur le choix du conjoint. Se marier, instruit, à plus de 30 ans c'est avoir 2 ou 3 enfants contre 6 enfants ou plus pour un mariage à 20-25 ans. Mais se marier n'est pas une fin en soi. «*Le mariage est une paupérisation inévitable*», dit un proverbe grec.

Par ailleurs, l'espace des naissances semble avoir gagné plus de terrain notamment avec l'implication progressive de la femme dans la vie professionnelle. Les femmes représentent en effet plus de 49.5% de la population algérienne et 19% de la population active estimée à 12,7 millions, contre seulement 8% en 1990.

Le taux de prévalence en matière d'utilisation de contraceptifs semble croître de manière significative d'année en année. Il est passé de seulement 8% dans les années 1960 à 25% dans les années 1980, 40% dans les années 1990 et 50% aujourd'hui et pourrait atteindre 60 % en 2030.

En dépit de cette réduction des naissances, qu'elle soit orchestrée par les pouvoirs publics ou imposée par les conditions socio-culturelles des algériens, l'excédent annuel de population est estimé à plus de 800 000 personnes. Chaque année le pays doit assurer les besoins de l'équivalent de toute une nouvelle Wilaya

(Département) en termes alimentaire et de santé dans un premier temps.

C'est, en quelque sorte, l'effet pervers d'une situation qui est loin d'être dramatique en matière de décès infantiles et maternels. La perversité est que le taux de croissance économique demeure inférieur au taux de croissance démographique malgré la maîtrise du taux de fécondité. L'accroissement naturel de la population est essentiellement corrélé à l'augmentation du volume des naissances vivantes.

En Afrique, par exemple, le taux de mortalité maternelle peut dépasser 1000 décès sur 100 000 naissances vivantes. C'est le cas du Tchad, de Sierra Léone ou du Nigéria, contre seulement 112 décès en Algérie sur 100 000 naissances vivantes (230 en 1990). Quant au taux de mortalité infantile (sur 1000 avant l'âge de 5 ans), il est de 24 en Algérie alors que la moyenne mondiale est de 39 (selon l'Unicef, l'OMS, la Banque mondiale et la division de la population du département des affaires économiques et sociales des nations unies, 2018). Ceci reste toutefois inquiétant comparativement à d'autres pays, notamment avancés (moins de 5). La limitation des naissances n'arrive pas à trop compromettre la poussée démographique étant donné la «bonne santé» des naissances d'une part et l'augmentation de l'espérance de vie d'autre part.

Si durant les quelques «années pétrole» le nombre de mariages augmentait en raison de facteurs socio-économiques favorables, tels que l'accès à l'emploi, au logement, l'amélioration des revenus, etc., qu'en sera-t-il dans les années à venir avec l'amenuisement des réserves pétrolières du pays et la forte réduction de la rente. Il deviendra plus difficile de satisfaire les besoins sociaux, créer chaque année entre 500 000 et un million d'emplois et atténuer les tensions sociales d'autant plus que déjà, aujourd'hui, 45% des algériens ont moins de 25 ans et 54 % moins de 30 ans. Il est vrai que la richesse d'une nation demeure l'homme mais ce dernier est tenu de créer sa valeur ajoutée pour le renforcement des piliers de la nation. Mais il n'y a de pire qu'une nation où la demande l'emporte sur l'offre d'emploi. En effet, le plus grave fléau qui touche la population algérienne a toujours été le chômage que le Bureau

International du Travail (BIT) situe à 12% en 2019, un chômage nourri par un manque notable d'investissement en matière de création d'emplois. Selon la banque mondiale, dans son rapport sur l'Algérie, publié en 2017, le taux de chômage algérien est supérieur à celui de nombre de pays à richesses comparables comme, par exemple, l'Équateur (4,8 %), l'Indonésie (5,7 %), le Mexique (4,1 %), le Nigeria (6,3 %) et le Vénézuéla (8,8 %).

Les contraintes socio-économiques que vit le pays aujourd'hui tirent leurs origines dans un passé totalement démunie de visions stratégiques long terme, le temps présent en l'occurrence. Aujourd'hui, il ne s'agit pas de soigner la feuille ternie de l'arbre mais d'agir sur le cumul du mal ayant rongé ses racines.

Il convient de rappeler que les débuts des années 1990 faisaient déjà partie d'une époque où le chômage était «déguisé» par de postes de travail improductifs, longuement supportés, à perte, par les entreprises et administrations publiques. C'est donc suite au lancement des programmes d'assainissement des entreprises publiques (fermetures des entreprises «malades», licenciements, etc.) que le taux de chômage a commencé à grimper pour atteindre subitement 28% en 1998 quand plus de 500.000 pertes d'emplois sont venues grossir le fleuve des chômeurs.

La mise en place de dispositifs d'investissement comme l'APSI (Agence de Promotion, de Soutien et de Suivi des Investissements) et l'ANSEJ (Agence Nationale de Soutien à l'Emploi des Jeunes) était perçue comme une bouffée d'oxygène en matière de création d'emplois à court terme. En 1997, alors que le chômage touchait officiellement 2.2 millions de personnes, il a été prévu, dans ce cadre, la création d'un million de postes de travail à l'horizon 2000, soit plus de 300.000 nouveaux emplois par an. Si tel était le cas, il n'y aurait eu que 1.3 million de chômeurs en l'an 2000. Il n'en était rien. En 2000, le taux de chômage tournait autour de 30% d'une population active forte de 8.2 millions de personnes. Les dispositifs d'investissement mis en place n'ont pu permettre d'échapper à la montée de ce véritable fléau malgré des milliers de projets inscrits et des milliards de dinars engagés dans ces programmes.

Pour l'Algérie, le problème du chômage ne réside pas seulement dans son taux élevé mais aussi dans le fait qu'il touche en particulier une tranche de population très sensible, qu'est la jeunesse dont des universitaires.

En réalité, la recherche d'un emploi répond beaucoup plus à un besoin de survie qu'à une ambition matérielle. Les salaires algériens demeurent, en effet, parmi les plus bas au monde au vu de la cherté de la vie malgré la subvention de certains besoins de base dont l'agro-alimentaire et l'énergie. En Algérie, il n'y a pas une véritable allocation chômage mais une forme d'assurance chômage, créée en 1994 sur pression du FMI, indemnisant des licenciés pour des raisons économiques. Mais il n'y a pas une grande différence de niveau de vie entre un ménage bénéficiant d'une assurance chômage qui ne saurait dépasser 75% du SNMG (Salaire National Minimum Garanti), soit 6000 DA par mois dans les années 1990) et un ménage touchant le SNMG. Cette légère différence est beaucoup plus incitative à l'acceptation du chômage qu'à la recherche d'un emploi «smigard» qui était de 18 000 D.A depuis 2005 et qui est augmenté à 20 000 D.A en 2020.

Toujours est-il que le revenu mensuel du « smigard » algérien de l'an 2020 est équivalent à la facture de deux nuits passées sur le lit d'un modeste hôtel d'Alger. On imagine aisément la qualité et les conditions gouvernant la pension complète d'un ménage de 6 à 8 personnes à raison de 700 dinars par jour.

Les rares augmentations de salaire (en moyenne 2 à 5% par an) sont loin de rattraper une inflation, ayant déjà côtoyé deux chiffres en 2012, engendrant ainsi une érosion du pouvoir d'achat du citoyen. Si l'algérien des «années pétrole» ne mourait pas de faim, celui de demain, de l'après-rente, commencera à goûter à une vie qu'il n'a jamais imaginée, un jour, être la sienne. L'Algérie s'est désormais inscrite sur la liste des pays où l'on peut mourir de faim. Déjà, le CNES (Conseil National Economique et Social), lors de sa 17ème session du 15 mai 2001, avait déclaré officiellement au moins un cas dans la région de Chleff, quand le pétrole coulait à flots. La misère a tout simplement frappé, par endroits, pour l'avoir trop côtoyée. Selon les calculs officiels les plus récents (2018) de la

banque mondiale, le taux de pauvreté en Algérie, serait de 5.5 % de la population (2.3 millions de personnes), mais seulement 0.5 % de la population vivrait dans des conditions d'extrême pauvreté, ce qui diffère de beaucoup par rapport aux années 1990 notamment à cause du terrorisme. Les rapports du PNUD et de la banque mondiale révélaient que pas moins de 40% des algériens vivaient dans la pauvreté quand 35% des salariés touchaient moins de 8000 DA par mois (3.5 dollars par jour). Ce qui expliquait l'apparition de poches de population vivant en deçà du seuil de pauvreté extrême (moins de 1 dollar par jour) qui touchait près de 4 millions d'algériens dont un million de cas de dénutrition infantile, notamment dans les zones enclavées et rurales du pays.

Une enquête menée en l'an 2000 par l'ANAT (Agence Nationale de l'Aménagement du Territoire) avait déclaré comme déshéritées plus de 120 communes. Il s'agissait surtout des régions qui ont payé le lourd tribut du terrorisme aveugle ayant engendré un exode rural massif vers les grandes villes proximales, elles-mêmes menacées par la vétusté (fuites meurtrières de gaz, fuites d'eau et cross connexion, effondrements, etc.). Malgré tout, un vieux campagnard à qui on a égorgé tous les membres de la famille a déclaré, en larmes, à un journaliste : *«Mieux vaut une tente en ville qu'un château au douar»*. Mais le mythe de la vie facile en ville est aussi une raison historique de l'exode rural en Algérie. Dans les années 1970, près de 17 millions d'algériens vivaient dans les zones rurales et seulement 6.6 millions dans les villes. À cause du terrorisme, dans les années 1990, la population rurale a régressé à 12.4 millions et celle urbaine a atteint 18.6 millions. Suite à cette inversion du flux d'exode, le nombre d'agglomérations urbaines est ainsi passé d'une centaine en 1970 à 600 agglomérations en 2000. Cet exode a eu lieu à un moment crucial où le pays traversait une crise socio-économique sans précédent. La paupérisation urbaine, l'apparition de constructions de fortune, la mendicité, les métiers d'autrefois (cireur, porteur, etc.), la sous-alimentation et le manque de couverture sanitaire, etc., avaient érigé un véritable fonds de commerce pour les barons du kif et de la prostitution insufflant aux grandes villes un mythe hollywoodien.

Mais cet épisode de la décennie noire n'était pas le seul bourreau de la qualité de la vie du citoyen algérien. Bien avant le terrorisme, alors que le pétrole coulait aussi à flots, l'algérien vivait pour une simple existence. D'où le soulèvement du 5 Octobre 1988. Sa nourriture et sa santé étant ses principales préoccupations. En gros, il consacrait 60% de son modeste revenu mensuel à la facture alimentaire, 38% à la santé familiale, seulement 1.4% à l'éducation des enfants et rien que 0.6% à ses loisirs. Il était devenu inculte par la force des choses. « *On n'ira pas au paradis le ventre creux* », disait un jour le président défunt Houari Boumediene. Les bousculades devant les librairies et les salles de spectacles d'autrefois ont laissé place aux files interminables devant les innombrables boulangeries. Le pain, seul symbole de la vie.

En conséquence, on assistait à la suppression de besoins de «luxes» des ménages par la substitution de certains produits alimentaires (toutefois vitaux) par des produits naguère végétant sur les étagères des rayons des fameux Souk El Fellah. Ces mêmes produits (riz, pâtes, légumes secs et...compotes locales) avaient acquis leur dose de privilège.

Pour certaines familles, le grand couscous au mouton céda la place, quant à lui, au petit couscous au petit lait sinon au soupçon de légumes, totalement pourris, abandonnés par les marchands et ramassés par les enfants après la fermeture du marché hebdomadaire de fruits et légumes.

Cet état de fait contraignait le citoyen à vivre au jour le jour et rend très difficile, voire impossible, toute tentative d'épargne pour des projets familiaux (achat ou construction de logement personnel, acquisition d'un véhicule, mariage, etc.). Le taux d'épargne des ménages salariés était de 10% dans les années 1980. Il est tombé à 0.2% dix années après. Et les non-salariés dans tout ça alors ? Là, chacun invente son couffin quotidien, son métier d'avenir et son marché avec.

La récupération dans les immondices des décharges publiques commence à faire surface dans les grandes agglomérations. Les ordures ménagères pour les uns et décharges industrielles pour les autres en constituent de précieux gisements, non plus pour les

seuls rapaces diurnes mais aussi pour les adeptes du couffin de la débrouille, l'autre recette pour la survie d'une tranche de population en quête d'existence.

C'est vrai que le peuple algérien a toujours compté naïvement sur le paternalisme de l'état. La subvention des produits de première nécessité, la gratuité des soins, la sécurité de l'emploi,... coiffés de slogans béats et autres versets socialistes ont profondément façonné une certaine compréhension des choses au sein d'un peuple qui a trop longtemps cru être le plus beau, le plus fort pour avoir érigé le plus grand complexe sidérurgique du monde, le plus grand stade d'Afrique ou la plus grande mosquée du monde musulman, prétendant, par-dessus tout, avoir, à même les pieds, les plus grosses réserves de pétrole et gaz du monde. Voilà l'orgueil national, l'arrogance et le gigantisme qui dissimulaient les racines du mal qui ronge le géant aux pieds d'argile qu'est l'Algérie de nos jours. À qui la faute ? Là, n'est pas la question. La véritable question consiste à dire quelle solution adopter pour rattraper le retard infligé par les années dogmatiques. La Solution est unique et universelle. C'est celle qui doit éviter d'autres « Intifada » sociale comme celle du « 05 Octobre 1988 ». Ce que les pouvoirs publics, sous le parti unique, n'ont pas réalisé en termes de croissance économique et d'amélioration du niveau de vie du citoyen, a été chèrement payé par la « sale guerre » de la décennie noire: perte d'une centaine de milliers de vies humaines, des milliers de disparus, un million de personnes déplacées, des dizaines de milliers d'exilés et plus de 20 milliards de dollars de dégâts matériels. Ce n'est pas les quelque 300 milliards de dinars (7% du PIB) qui ont été alloués annuellement au volet social, dans les années 1985-1990, qui allaient colmater complètement et définitivement les fractures sociales, encore béantes aujourd'hui, et ancrées dans un passé bien complexe et lointain.

Aujourd'hui, le monde a changé et l'Algérie doit suivre mais elle tarde à le faire. L'État algérien a certes essayé de passer à l'action mais le retard accusé depuis des décennies a vu les ambitions des différents gouvernements, buter contre la complexité d'un terrain miné à jamais de méandres occultes. La lutte contre la pauvreté et l'exclusion était l'une des priorités de tous les

programmes gouvernementaux mais ça a fait couler beaucoup plus de salive dans l'hémicycle et d'encre sur la une des quotidiens que d'eau dans le robinet du citoyen. Ainsi le « 05 Octobre 1988 » est mis à jour un certain « 26 Avril 2001 » sauf que, cette fois-ci, les pouvoirs publics ont à résoudre une équation à plusieurs inconnues. Le « gamin » d'octobre 1988 ne l'est plus aujourd'hui, il ne « chahute » plus aujourd'hui. La vérité est sortie de sa bouche quand il était enfant. Aujourd'hui, homme, «hitiste» ou «hirakiste», il lutte toujours pour arracher ce dont il rêvait étant enfant. Le chemin est encore long et cahoteux.

Il n'est pas de notre intention d'évoquer, encore, les raisons de ces implosions populaires mais disons tout simplement que la qualité de la vie domestique en est la mèche. Le titre de l'«algérien heureux» était décerné à celui qui assure sa ration journalière de vivres, à consommer avec les siens, de préférence, sous un toit.

Mais pour l'homme d'aujourd'hui il ne s'agit pas uniquement de trouver un travail pour apaiser sa faim. La vie va bien au-delà. Un proverbe bien de chez nous dit : « *Une fois le ventre plein, il permet à la tête de chanter* ». Jusqu'ici, le grognement de la rue algérienne n'a pas encore chanté tous les couplets de sa chanson.

L'algérien heureux était aussi celui qui vit chez soi, en cachette, jusqu'à la mort subite. Durant ces dernières décennies, les cas de suicide dans les milieux algériens ne se comptaient plus sur les doigts d'une seule main. Oui, « les oiseaux se cachent (aussi) pour mourir ». Il convient aussi d'être heureux à la « Ulysse », en effectuant un long voyage au sein de cette immense et riche Algérie sans se cogner la tête. Rien n'était garanti.

Pays pétrolier et gazier, et 60 ans après son indépendance, l'Algérie demeure encore un chantier battu inachevé en matière de logement, d'eau, d'énergie, de santé, d'éducation, de moyens de transport, de télécommunication, de services, etc. Même si les projets ne manquent pas et poussent plus vite que la mauvaise herbe, leur réception est soit «bâclée» (cas de l'autoroute Est-Ouest), soit ils végètent trop longtemps pour des raisons, ô combien « justifiées ».

Il y a d'abord une planification trop prestigieuse et ambitieuse des projets. Vient ensuite une gestion à la fois rudimentaire et en

pointillé du fait des changements fréquents des responsables sans connaissances managériales mais avides de pouvoir et de profits personnels. Faire table rase de ce qui a déjà été conçu, modification du programme lui-même et détournements de fonds sont une monnaie courante qu'on a toujours à la main. Cet état de faits explique la réévaluation à la hausse des coûts des projets d'année en année, la non atteinte des objectifs, l'enterrement pur et simple de beaucoup de chantiers et le désengagement total ou partiel de l'état pour certains ouvrages lourds. Le problème de financement est toujours mis à l'index. Ainsi va l'Algérie. Au fond, il y a quelque chose de tout à fait normal dans tout ça : c'est une sorte de fidélité à une grande famille dont nous faisons partie : le tiers monde. Mais, au fond, il n'y a pas de pays sous-développés, mais des pays mal gérés. Il ne s'agit, en fait, pas uniquement d'un manque de financement mais aussi et surtout d'une absence totale de stratégie et de culture en termes de gouvernance et de management de projets.

En Algérie, et à des niveaux bien précis, on a horreur de l'homme compétent et intègre. La vieille devise « *L'homme qu'il faut à la place qu'il faut* » a tout le temps roulé sur le revers. Les séquelles du fameux « article 120 » prennent, aujourd'hui, un autre sens mais gardent la même direction. Le lien ombilical avec cet article tient toujours. Il est donc clair qu'aujourd'hui le fastidieux état des lieux de l'économie algérienne et la piètre qualité de la vie offerte au citoyen ne peuvent refléter que la « compétence » et l'« intégrité » des hommes qu'il a fallu là où il a fallu. L'article a bien roulé sur l'avvers. Il faut deux fois plus de temps pour casser les bévues que le temps systémique a érigé.

6. La gouvernance, l'autre parent pauvre

«L'art de la bonne gouvernance consiste à avoir des objectifs qui se trouvent juste à la limite de ce qu'une société peut accepter. S'ils sont au-delà, c'est l'échec. S'ils sont en deçà, vous n'exploitez pas toutes vos chances. Il faut trouver un équilibre». Henri Kissinger.

Introduction

Si la gouvernance est définie comme l'ensemble de mesures et règles transparentes en termes de bon fonctionnement et de

contrôle permettant d'atteindre les objectifs répondant efficacement aux défis économiques et sociaux et de respect des engagements vis-à-vis des citoyens, nous pouvons dire que les projets socio-économiques en Algérie ont toujours été gouvernés par des «gouvernants sans gouvernance». En effet, la gestion des projets reste socialement et économiquement pernicieuse car caractérisée par des stéréotypes, comme la bureaucratie, la lenteur dans la prise de décision, voire l'indécision, avec, en plus, une forme de lobbying en termes de monopolisation, de centralisation du pouvoir et de multiplication des règles et procédures assez rigides pénalisant l'atteinte des objectifs en matière de délais et coûts. Pour l'Algérie, c'est inévitablement l'effet du syndrome hollandais qui affecte un pays rentier jusqu'à l'os et dont les gisements pétroliers commencent à se déléter et la rente à s'amenuiser. Sur le terrain, c'est la ruée vers le gain, à tout prix, d'origine frauduleuse, notamment en matière d'octroi de marchés publics, portant atteinte à la libre concurrence. C'est cette absence de gouvernance qui ouvre le champ au clientélisme, aux versements de pots-de-vin, à la dilapidation des deniers publics, à l'abus de fonction et donc à la mise à mort des projets socio-économiques engagés par le pays.

Dans ce qui suit nous allons regarder un peu dans le rétroviseur des vingt dernières années et passer en revue quelques principaux agrégats de base de l'économie algérienne en matière d'infrastructures et de projets très mal gérés ou passés aux oubliettes et dont les réalisations à temps auraient stimulé la croissance économique du pays et permis au citoyen de monter dans le train du développement. Mais hélas ! Des tas de projets ont été engagés et rares sont ceux dont les délais et les coûts de réalisation ont été respectés impactant, aujourd'hui, l'environnement socio-économique du pays, par des séquelles encore saignantes.

Il n'est de croissance économique sans la création de richesses et l'amélioration du niveau et du cadre de vie des populations. La croissance et le progrès passent ainsi, et inévitablement, par l'absorption significative et prolongée du chômage, le maintien de la consommation, la facilité de circulation du citoyen et d'acheminement des marchandises, le désenclavement des régions, etc.

L'Algérie est un vaste et beau pays qu'il n'est pas aisé de parcourir, découvrir et apprécier ses sites paradisiaques ou desservir ses quatre coins sans un cadre de déplacement adéquat. Malgré quelques progrès répondant au confort des populations, à l'occasion de certaines embellies pétrolières, le problème d'infrastructures de transport et de l'aménagement du territoire d'une façon générale se pose encore pour une population de 43 millions d'habitants sillonnant un pays vaste comme quatre fois la France. C'est la raison pour laquelle 70% de cette population est concentrée sur seulement 5% du territoire national, le nord du pays en l'occurrence ou l'Algérie «utile» disait-on.

Le réseau de transport

L'économie, c'est le transport, sous toutes ses formes. Sur le plan routier, même si le réseau algérien, avec ses 134.000 Km (35 000 km en 1970), est l'un des plus denses du continent africain et équivaut, à lui seul, à celui de tous les états maghrébins réunis (Maroc, Tunisie, Libye, Mauritanie), la dégradation de l'état des routes touche jusqu'à 20% du réseau. La qualité de l'ouvrage et le manque d'entretien sont responsables de 2% des accidents routiers, estimés à 25 000 accidents et 3600 morts par an, plaçant l'Algérie au premier rang dans le bassin méditerranéen et coûtant au pays près de 2% du PIB. Mais, enjeu électoral oblige, les programmes algériens de développement consistent souvent en de nouveaux et gigantesques ouvrages qui priment sur l'entretien ou l'extension de l'existant. Le problème est que le gigantisme en Algérie s'est toujours écroulé sous le poids du coût (supporté par le seul baril de pétrole).

Prenons pour premier exemple le cas du projet de l'autoroute Est-Ouest qui devait assurer la liaison des principaux centres et agglomérations du nord du pays depuis El Kala (frontière tunisienne) à Maghnia (frontière marocaine). Ce vieux projet, envisagé dans les années 1970, a été approuvé par le Conseil des ministres en juin 1987, il y a 33 ans. Son coût estimé initialement à

environ deux milliards de dollars est porté, en 2000, à près de 7 milliards de dollars, ce qui était hors de portée des moyens du gouvernement. Le manque de financement avait gelé les travaux après un brin de réalisation de 4% (50 Kms seulement sur les 1216 Kms prévus).

Ce projet qui n'a été réceptionné qu'à hauteur de 85% en 2013, aurait coûté, in fine, vers les 20 milliards de dollars ! Le dernier tronçon de 84 kilomètres dans la wilaya d'Annaba n'étant pas encore livré, devrait l'être en 2020 pendant que des tronçons sur des dizaines de kilomètres ont été fermés au trafic pour réfection après seulement quelques mois d'utilisation. La construction de cette autoroute, nommée «scandale», a été sous la responsabilité de plusieurs ministres des travaux publics dont trois ont été incarcérés.

Un autre projet, vieux de plus de 50 ans, celui-ci (débuté en 1970), et qui garde toujours sa dose d'intérêt économique, est celui de la route transsaharienne ou «la route de l'unité africaine». Ce projet, un vieux rêve du Président défunt Houari Boumediene, visait à favoriser les échanges commerciaux entre l'Algérie et les pays de l'Afrique subsaharienne. La route devait relier Alger-Tunis-Lagos (Nigéria)-Niamey (Niger)-Bamako (Mali) et N'Djamena (Tchad). Pour des raisons financières et sécuritaires, les travaux ne sont toujours pas totalement terminés dans presque tous les pays impliqués avec des centaines de kilomètres encore à l'état de piste. Seul le Nigeria aurait honoré ses propres engagements sur ses 1100 kilomètres et aurait déjà dédoublé son tronçon. Côté algérien, jusqu'ici, ce projet qui n'a accouché que de 1600 kilomètres, «sera achevé en 2017» (dixit : le premier ministre algérien, Abdelmalek Sellal, en janvier 2017).

En 2018, c'est au tour du ministre algérien des Affaires maghrébines, de l'Union africaine et de la Ligue des Etats arabes, Abdelkader Messahel, de rassurer, lors d'une émission à la télévision algérienne, que la transsaharienne Alger-Lagos entrera en service en 2018. Cela n'a pas été le cas,...bien évidemment. En février 2020, c'est au ministre des travaux publics et des transports, Farouk Chiali, de déclarer que la route transsaharienne Alger-Lagos sera transformée en une autoroute ! C'est dingue ! Un demi-siècle ans

après le lancement de ce projet, chaque ministre nous chante sa mélodie.

C'est vrai que pour l'Algérie cette reprise éventuelle du projet dépasse, aujourd'hui, le cadre de l'unité africaine. La nouvelle donne réside dans la réhabilitation des échanges commerciaux nord-sud et l'accès des pays subsahariens aux ports algériens et en moins de temps.

Il a fallu ce concept de mondialisation de l'économie pour enfin déterrer des tronçons effacés par le temps et le sable et dépoussiérer le vieux rêve du défunt visionnaire, Houari Boumédiène. Et encore, rien n'est joué.

Sur le plan ferroviaire, le réseau national, avec ses 4 576 km, a pratiquement campé sur son état de la seconde moitié du 20ème siècle. À la fin de la seconde guerre mondiale le réseau ferroviaire algérien s'étendait sur 5 015 Kms. Seulement quelques centaines de kilomètres ont été réalisés depuis l'indépendance du pays. Bien que deuxième plus grand réseau ferroviaire du continent africain, ses capacités ne contribueraient qu'à hauteur de 15% dans le transport des marchandises et des voyageurs, ce qui demeure insuffisant pour le plus vaste pays d'Afrique et une population de 43 millions d'habitants. À cet effet, le gouvernement envisageait de porter le réseau à 12500 km à l'horizon 2025, d'équiper une quinzaine de villes de tramways, de développer davantage le métro d'Alger et d'en implanter un nouveau à Oran, mais ces ambitions ont été gelées en 2015 suite à la baisse des cours du pétrole à partir de 2014. Il faut dire aussi que les quelques efforts en matière de développement du réseau ferroviaire national n'ont pu aller de l'avant du fait de la destruction de pas moins d'une quarantaine de gares ferroviaires par les groupes armés, remettant ainsi en veilleuse quelques grands travaux tels la ligne Batna-Msila-Bordj-Bou Arreridj, un projet qui date déjà d'une quarantaine d'années et qui n'est mis en service qu'en 2010, ou la ligne Alger-Constantine par le tunnel d'El Achir, censé être le plus long d'Afrique avec ses 5202 Km et dont la souffrance des travaux a sombré dans la normalité. Cet ouvrage dont les travaux ont duré plus de 6 années (réalisés par une société italienne *Desi-Dipenta*) était prévu être livré au bout de 40 mois ce

qui avait porté son coût à plus de 12 milliards de dinars, financé par la banque africaine de développement à hauteur de 46%. Sa mise en service n'a été effectuée qu'en juin 2002.

Si les moyens du transport terrestre avançaient à vitesse d'escargot, l'algérien, lui, grand voyageur, a noué avec le moyen aérien en dépit de la cherté de la vie. Voyager par avion était encore un luxe pour l'écrasante majorité des algériens (même si les tarifs sont parmi les plus bas au monde), mais c'est l'ultime refuge, notamment pour les populations du sud du pays. Cependant prendre l'avion a aussi ses contraintes en matière d'infrastructures aéroportuaires et de qualité des services sous le monopole de l'unique « Air Algérie », ou « Air Couscous » pour les algériens, une vieille flotte d'une cinquantaine d'appareils, à majorité « fatigués », desservant, en plus du réseau international avec une trentaine de pays, une cinquantaine d'aéroports ou pseudo-aéroports domestiques sujets à rénovation et extension. Ces infrastructures devraient tenir compte des capacités d'accueil à plus long terme et non des besoins actuels, comme ce fut le cas de la construction des nouveaux aéroports d'Alger et de Hassi-Messaoud, lesquelles réalisations sont hautement éligibles à être inscrites dans le Guinness des aberrations. Pis encore, les espaces d'accueil public de ces aéroports, et de tant d'autres, sont rapidement devenus beaucoup plus exigus et encombrants qu'ils l'étaient. Les maîtres semblent ignorer que l'aéroport « pétrolier » de Hassi Messaoud est le second en Algérie en termes de trafic, après celui d'Alger. Ce dernier, dont le lancement des travaux remonte à l'année 1986, constitue un bel exemple de gestion ancestrale. La lourdeur des investissements a finalement contraint l'état à s'en désengager en 1997 après une réalisation des gros œuvres à plus de 80%. Ce n'est qu'en l'an 2000 que les travaux ont repris avec la création (en 1998) d'une société d'investissement, d'exploitation et de gestion aéroportuaire (SIEGA), regroupant, en actionnariat, une vingtaine d'entreprises algériennes. La SIEGA qui est donc chargée de l'achèvement, en partenariat, des gros œuvres et du projet, comptait livrer cet aéroport en 2003 (si bien entendu, ne surgissent pas, d'ici là, d'autres « bons » décideurs).

La mise en concession de ce projet par le ministère de tutelle avait donné lieu à un appel d'offres financier pour la sélection d'une banque devant assister cette opération sollicitant la contribution du privé national et étranger dans le financement et la gestion. La *Deutsch Bank* et la *Sterling Merchant Finance* avaient répondu à l'appel. C'est peut-être l'unique projet visant à la fois l'extension des capacités d'accueil des appareils et des voyageurs avec 6 millions de passagers par an (3 millions de passagers par terminal). Or cet aéroport, n'a été réceptionné qu'en 2006, soit 20 ans après le lancement des travaux et avec des commodités très limitées, ne répondant pas au flux ni au confort actuels du voyageurs du troisième millénaire.

L'extension de cet aéroport, en octobre 2014, par une nouvelle aérogare d'une capacité de 10 millions de passagers, et dont le design a été confié à un cabinet d'études britannique et les travaux au groupe chinois *China State Construction Engineering (CSCEC)* pour un montant de près de 900 millions de dollars, a dès sa mise en service, le 29 avril 2019, essuyé de vives critiques quant à son organisation et surtout à ses infrastructures d'accueil au niveau du hall, obligeant les voyageurs à s'asseoir par terre à même le sol ou sur les escaliers.

Le nouvel aéroport international, « Ahmed Benbella », d'Oran, la capitale de l'ouest algérien et de grandes manifestations internationales, végète encore, quant à lui, sous le poids de reflexes d'autrefois. Ce projet, d'un coût global de 38 milliards DA, devrait être réceptionné en 2018, pour accueillir dans un premier temps 3.5 millions de passagers par an, extensible à 6 millions de passagers. Sa livraison était ensuite repoussée pour mars à juin 2019, puis retardée à juin 2020, puis à décembre 2020 avant la suspension des travaux à cause de la situation sanitaire marquée par l'épidémie du coronavirus, une bien belle excuse pour programmer sa réception en 2021, soit un an avant le coup d'envoi des jeux méditerranéens qu'accueillerait Oran du 25 Juin au 5 Juillet 2022.

De son côté, l'extension de l'aéroport de Sétif, initialement militaire depuis l'indépendance jusqu'en 1993, a hiberné depuis l'année 1995 par manque de financement. Le premier

vol vers l'international n'y a été effectué que le 1er avril 2006 à destination de Lyon. Malgré certains efforts, parfois tirés par les cheveux, dans le développement du réseau de transport aérien, beaucoup reste à faire en matière d'accueil et de confort du passager sur l'ensemble des grandes villes du pays avant de méditer l'Algérie ou sa capitale, Alger, comme une destination.

Mais une fois à Alger, ce n'est pas encore fini. S'y déplacer ou trouver où stationner son véhicule est toujours un calvaire. Les vieux bus de la défaillante ETUSA (Entreprise du Transport Urbain Algérois), le capricieux taxi, qui impose ses destinations et ses itinéraires, mais aussi son prix, et le véhicule personnel étaient, avant le tramway et le métro, les seuls moyens possibles de déplacement de l'algérois qui use aussi de son «train onze» s'il veut arriver, à temps, à son travail. Si «à vélo, à Paris, on dépasse les taxis », à Alger, c'est à pied qu'on dépasse les autos mais c'est beaucoup plus à cause du nombre croissant de véhicules en circulation qu'à l'étroitesse des rues d'Alger. Alger est ainsi faite. Le parc auto algérien comptait en 2018 plus de 6.5 millions de véhicules (dont 1.7 million à Alger), soit un taux de motorisation national de 80% (c'est-à-dire 80% des foyers possèdent une voiture) ou un véhicule pour sept habitants, ce qui est assez élevé sachant qu'en France, par exemple, ce taux est de 81%.

Avec l'installation de divers concessionnaires dans les principales villes du pays, le renouvellement du parc auto algérien a explosé durant les vingt dernières années, avec l'importation de plus de 200 000 nouveaux véhicules par an, contre 100 000 unités importées durant l'année 2000, mais nombreux étaient les algériens qui n'ont jamais eu l'espoir de posséder ou renouveler, un jour, une voiture alors qu'aujourd'hui, dans un même foyer il peut y avoir deux ou trois véhicules.

La priorité devrait consister en l'investissement dans les solutions globales permettant de répondre aux préoccupations quotidiennes de la majorité des citoyens. Pour Alger, l'accélération des travaux du métro en était un exemple. Ce projet, l'un des plus vieux de la capitale, a trop tardé pour livrer ses premières rampes à une population avoisinant les 3 millions d'habitants. L'avancement des travaux, lancés pourtant aux débuts des années 1980, a buté

également contre des contraintes financières et peut-être aussi d'expertise. Français, japonais, puis on ne sait qui encore, avaient mis la patte à la pâte, laquelle pâte est devenue trop dure pour en faire un «tub».

Le reste à réaliser, estimé à 1 milliard de dollars en l'an 2001, dépassait, à lui seul, le coût initial du projet global qui était de 600 millions de dollars. Là aussi, le désengagement du gouvernement et l'inscription du chantier dans un régime de concession semblaient être l'unique issue faisant sortir le métro d'Alger du fond du tunnel. Mais c'est pour quand se demandaient les algérois ? Une certitude, et comme leçon du passé, de peur de décevoir, les pouvoirs publics n'aiment plus les échéanciers alors qu'il n'est de plus séduisant pour le citoyen qu'une promesse fixée dans le temps, à l'image des horaires, ô combien respectés, s'agissant du plan « ORSEC » relatif à l'eau.

Le secteur de l'eau

«Nous ne pourrions vaincre aucune des maladies infectieuses qui affligent les pays en développement tant que nous n'aurons pas gagné la bataille pour l'eau potable, l'assainissement et les soins de santé de base.»

(Kofi Annan).

En effet, le ménage algérien savait exactement à quelle heure et pour combien de temps son robinet va pouvoir saigner un peu de vie. Ses jerricans ne risquent donc pas de rater ce précieux rendez-vous avec ce qu'il y a de plus vital : l'eau, ce produit luxueux, en Algérie, que le citoyen payait 15 à 25 dinars algériens (D.A) le mètre cube s'il est abonné mais plus de 500 DA le mètre cube s'il ne l'est pas.

Il y a à peine 20 ans, quarante années après l'indépendance, avec seulement une cinquantaine de barrages en exploitation (sur la centaine existante) de capacité totale de 4 à 5 milliards de mètres cubes, l'Algérie ne buvait toujours pas à sa soif comme en témoignent ces fameux plans de restriction, encore d'actualité en 2020 dans certaines localités du pays.

Le plan « ORSEC », consiste à réguler, selon les réserves de stock des ouvrages, tributaires de la pluviométrie, la distribution de l'eau potable à un jour sur deux ou sur trois, pour ceux qui ont le privilège d'habiter un quartier non loin du «Bon Dieu» (ou de la vanne dit-on), voire quelques heures seulement par semaine ou par quinzaine dans les couches périphériques que constituent la majorité écrasante des algériens. Le fait que le plan «ORSEC» n'a été décrété, pour la première fois depuis l'indépendance, que le 02 avril 1997, témoignait d'une détérioration progressive d'un secteur aussi vital. En effet, en 1962, les réserves hydriques correspondaient à un ratio journalier de 4000 litres par habitant avant de chuter à 2000 litres en 1990 puis à 1700 litres en 2000 et à seulement 1200 litres en 2020 plaçant le pays en situation de vulnérabilité hydrique sachant que le seuil de stress hydrique est de 4600 litres/jour/habitant. À ne pas confondre le ratio hydrique par habitant qui représente la quote-part journalière par habitant, connaissant les ressources annuelles en eau du pays (15 à 20 milliards de mètres cubes), et la consommation journalière par habitant qui est d'environ 180 à 200 litres par jour). En Algérie, cette dégradation des besoins en eau n'est pas à lier à la poussée démographique mais à un décalage par rapport aux efforts d'investissement dans le secteur. En populeuse Chine, le ratio journalier par habitant est de 5000 litres.

Il est vrai que sur les 50 barrages en exploitation à la fin des années 1990, près d'une trentaine a été érigée par l'Algérie indépendante mais ces efforts demeuraient encore distants des objectifs à atteindre. D'abord, les problèmes d'ordre naturel en amont, comme les taux d'envasement et de stockage des ouvrages puis, à l'aval, une gestion catastrophique de la distribution qui motive bien la création de l'Algérienne des eaux (ADE), un établissement public national, créé par le décret exécutif n° 01-101 du 21 Avril 2001, chargé de la gestion des ressources en eau.

Même si, de l'avis des spécialistes du secteur, l'envasement, qui a dépassé les 10% en 2001, ne gênait en rien l'approvisionnement en eau potable, il n'en demeure pas moins que le désenvasement était une opération nécessaire malgré les

volumes d'eau qu'elle nécessite (2 à 3 mètres cubes d'eau pour soutirer 1 mètre cube de vase) et son coût, estimé, à l'époque, à plus 300 millions de dollars, à raison de 45 DA par mètre cube, selon les services du secteur. C'était, en tous les cas, une grosse dette envers l'entretien des barrages. Selon les normes mondiales, un barrage doit être vidangé une fois tous les 10 ans. Il s'agissait aussi de trouver la zone poubelle où seront déchargés les quelque 550 millions de mètres cubes de vase. Pour plus d'illustration, ce chiffre équivaut à un taux d'envasement de 100% de 5 barrages pouvant stocker chacun 95 millions de mètres cubes d'eau.

La baisse du niveau de stockage est justement le phénomène le plus préoccupant et notamment en périodes de sécheresse (faible pluviométrie) et de chaleur (évaporation). Au mois d'août de l'année 2001, par exemple, le niveau moyen est tombé à moins de 40%, voire moins de 30% dans certains barrages. Les réserves d'eau n'étaient plus que de deux milliards de mètres cubes durant cette période, soit une moyenne de 45 millions de mètres cubes par barrage. A raison de 100 à 150 litres d'eau par habitant et par jour, l'Algérie consommait l'équivalent d'un barrage en 15 jours. Théoriquement, ces réserves d'eau seront complètement tarées en cas d'une sévère sécheresse durant deux petites années. Le recours au forage des nappes souterraines ne pouvait constituer un palliatif pour les besoins de toute une économie émergente d'une nation forte de plus de 31 millions d'habitants en 2001. Avec son débit journalier moyen d'environ 2000 à 2500 mètres cubes, un forage ne peut satisfaire plus que les besoins urgents d'une agglomération de 10.000 à 15.000 habitants. D'ailleurs, le défaut de retenues colinéaires, rarement en service, faisait que le niveau des nappes, lui-même sur fond baissier, était loin de répondre durablement à la rescousse. L'essentiel des eaux de précipitation regagnait directement la mer.

Les dossiers les plus ambitieux en matière de politique hydrique étaient ceux de la gestion du contenant plutôt que celle du contenu. Le projet de construction d'une cinquantaine de nouveaux barrages à l'horizon 2010-2015 ambitionnait de mobiliser 8 à 10 milliards de mètres cubes d'eau et couvrir tant les besoins

des ménages que ceux de l'irrigation et de l'industrie. On se posait la question suivante : comment le pays arriverait à bout d'une ardoise de 12 à 15 milliards de dollars à satisfaire ces ambitions, lesquelles demeurent suspendues aux aléas du seul baril de pétrole ? L'option de transfert des eaux des grands barrages vers les principaux pôles de consommation semblait avoir décroché une place privilégiée au sein des préoccupations premières des pouvoirs publics. C'était le cas de l'ouvrage de Béni Haroun (Wilaya de Mila), mis en service en 2003 et dont la capacité de 960 millions de mètres cubes permet à au moins six wilayas de l'est du pays de bénéficier d'un transfert de 242 millions de mètres cubes par an. L'opération qui s'inscrivait, à point nommé, dans le plan présidentiel (2001-2004) de soutien à la relance économique, devrait permettre, dans une première étape, à plus 5 millions d'habitants, de disposer, à partir de l'année 2004, de 150 litres d'eau par jour et par individu sur une durée de 30 années. Sur le plan physique, ce projet, qui avait bénéficié d'un prêt d'une centaine de millions de dollars du fonds arabe de développement économique et social (FADES), en juillet 2001, avait toutes les chances de fonctionner.

Les résultats étaient attendus pour 2004, à moins que l'ouvrage en question, qui est le plus grand barrage en Algérie, soit juste un beau lac à voir tout comme la dizaine de nouveaux barrages à réceptionner la même année pour permettre à chaque algérien de disposer, désormais, de 150 litres d'eau par jour. C'est peut-être un peu trop, à cette époque, devant la norme mondiale qui était de 135 litres par jour, pour un algérien qui ne consommait alors que 65 litres d'eau par jour. Mais il y'a une réalité : le ménage algérien est assez «propre» (plutôt gaspilleur) pour en mériter un peu plus. Peut-être un peu moins, cependant, pour le grand Alger : l'assistance de Keddara par Taksebt n'était pas pour demain. L'eau de Taksebt, qui devait commencer à couler au début des années 2000, s'était avérée «trouble». Elle semblait offrir un goût de «Canada...dry» et provenir d'un environnement manquant de transparence. Au motif, l'offre du groupe canadien «*Snc Lavalin*», retenu pour la réalisation, était classée sixième. Le lancement d'un nouvel appel d'offres, imposé par les contestations

des soumissionnaires, a encore retardé le démarrage des travaux. Pour Taksebt, il a fallu donc accorder un temps à la décantation pour apprécier la limpidité de son eau. Celle-ci était attendue pour l'année 2005. On n'était pas trop loin. Ce barrage de 180 millions de mètres cubes, ayant coûté 550 millions d'euros, a été officiellement mis en service le 5 juillet 2007. Pas grave ! En Algérie, deux ans seulement de retard, c'est avant l'heure. Mais il convient de noter, toutefois, que cet ouvrage reste, aujourd'hui, sous la menace d'une pollution liée au déversement, dans sa cuvette, de grandes quantités d'eaux usées, des huiles automobiles et autres rejets en provenance des multiples huileries que connaît la région (Wilayas de Tizi Ouzou, Boumerdes et Alger).

Il y avait pourtant d'autres moyens pour pallier le problème récurrent d'eau, par une stratégie d'investissement dans les solutions pérennes sachant que la sécheresse, notamment durant la période 1970-2000, était devenue endémique en Algérie. C'est un pays semi-aride où la pluviométrie varie de 100 mm par an dans les zones nord sahariennes à quelque 300 à 500 millimètres dans les hauts reliefs. Ceci demeure très insuffisant si l'on sait que plus de la moitié des eaux de précipitations est concédée à l'évaporation, diminuant du privilège des barrages comme solution unique. Comment expliquer alors que l'Iran, un pays aussi semi-aride et également sous sécheresse depuis 30 ans, envisageait d'exporter de l'eau vers le Koweït dès 2005 !

Les ressources hydriques douces constituent, certes, une préoccupation commune à l'humanité toute entière mais ce sont les pays sous-développés ou en développement qui en manquent le plus. Selon des spécialistes, même si les trois quarts de la surface de la terre sont couverts d'eau, l'eau douce représente seulement 3% dont 70% constituent des glaciers, 29.5% restent inaccessibles sous forme d'eau souterraine et d'humidité des sols sans compter les effets de la pollution que génère l'humanité elle-même et l'eau potable, elle, n'en représente que les 0.5% qui restent.

Plus de la moitié des fleuves et rivières de la planète est polluée. L'humanité dispose ainsi de beaucoup plus d'eaux sales et salées que d'eaux douces et potables. Ces dernières doivent revenir,

en priorité absolue, aux populations, au détriment de l'irrigation agricole et des besoins industriels. A ce titre, le dessalement des eaux de mer et le traitement des eaux usées devraient impérativement faire, très tôt, partie des traditions hydriques pour un pays semi-aride comme l'Algérie afin de privilégier les ménages en eau potable et réserver une partie plus importante des eaux de barrages à l'irrigation. En effet, l'Algérie est, peut-être, le seul pays qui irriguait ses champs et alimenter ses industries en eau potable essentiellement.

Le dessalement de l'eau de mer est une pratique très vulgarisée dans de pays beaucoup plus arrosés que l'Algérie. Ce volet bien qu'inscrit depuis longtemps dans les préoccupations nationales n'a pu voir le jour pour des raisons de financement dit-on. Mais selon les milieux spécialisés, le coût moyen d'une unité de dessalement tournait autour de 1.5 million de dollars, soit 5 fois moins que le coût d'un forage pétrolier. Néanmoins, le coût de dessalement d'un mètre cube d'eau, une technique énergivore en gaz, tournait autour de 10 dollars/m³ dans les années 1980, contre environ un (01) dollar/m³ aujourd'hui.

Il a fallu attendre le plan triennal de soutien à la relance économique (2001-2004) pour que l'Algérie renoue concrètement, enfin, avec ce qui est resté, des décennies durant, une simple vue de l'esprit. Le plan prévoyait la réalisation d'au moins trois autres principales unités de dessalement à Alger, Oran et dans la région d'Arzew. Ce dernier projet, qui datait déjà d'une vingtaine d'années, n'avait pas pour objectif l'alimentation des ménages en eau potable mais il était destiné aux besoins « exclusifs » de la zone industrielle, notamment les unités de liquéfaction du gaz naturel. Aujourd'hui, l'Algérie compte plus d'une vingtaine de stations de dessalement d'eau de mer, réparties sur une quinzaine de « Wilayas » côtières et totalisant une production de près de 2 millions m³ d'eau douce par jour, issue de seulement une dizaine d'unités en exploitation. Ce recours aux unités de dessalement, imposé au début des années 2000, par une sévère sécheresse qu'a connue le pays, ne constituait pas une solution suffisante au problème de pénurie d'eau.

Seule une politique hydrique globale et intégrée pouvait venir à bout des besoins croissants tous azimuts. Le recyclage des eaux usées est, de son côté, une option à la fois attrayante et respectueuse de l'environnement. Il s'agit d'une source d'eau non conventionnelle renouvelable et d'engrais additionnels, notamment pour les besoins de l'irrigation dans les zones arides et semi-arides mais aussi les zones déficitaires en eau conventionnelle. Des centaines de millions de mètres cubes d'eaux usées étaient, en effet, déversés soit directement à la mer, causant la pollution des plages, soit carrément dans la nature ou les rivières. La majorité des stations d'épuration des eaux usées urbaines qui existaient à travers le territoire national (une cinquantaine) était soit à l'arrêt, depuis des années, soit ne fonctionnant que par à coup (pannes fréquentes). Tout compte fait, le taux global de dépollution des eaux usées en Algérie n'était que de 5%.

L'inexistence d'une politique hydraulique optimale et visionnaire en Algérie classait le pays, en 2000, à la 14ème place mondiale en manque d'eau. Selon des études spécialisées, il occupera, à ce rythme, la 6ème place d'ici 2025 quand les besoins en eau potable seront 2 à 3 fois plus élevés, soit une quinzaine de milliards de mètres cubes.

Aujourd'hui, le volume global des eaux usées rejetées annuellement en Algérie est estimé à un (01) milliard de mètres cubes, issus de plus de 200 stations d'épuration dont les capacités varient de 100.000 à 300.000 mètres cubes par jour, alors qu'il était de 600 millions de mètres cubes, en 2014, dont 90% pour les seules régions du nord du pays. Avec ces efforts relatifs, l'Algérie serait aujourd'hui le premier pays en Afrique dans ce domaine après l'avoir longtemps mis en veilleuse.

Néanmoins, le dernier classement mondial en «stress hydrique» effectué en 2019 par le *Think tank* américain «*World Resources Institute* (WRI)», subdivise les pays en quatre catégories: stress extrêmement élevé (supérieur à 80% des ressources), élevé (entre 40 et 80%), moyennement fort (20 à 40%), moyennement faible (10 à 20%), et bas (inférieur à 10%). L'Algérie, faisant partie du groupe de «stress élevé», est classée à la 29ème mondiale sur près

de 200 pays, ce qui est fort inquiétant. Cela signifie que le pays utilise chaque année entre 40 et 80% de ses ressources disponibles en surface et dans les nappes phréatiques. D'une façon générale, le niveau des investissements dans le secteur hydraulique a toujours été marginal pendant que l'ambition est de taille en matière de projets avec une vingtaine de barrages qui était en cours de construction et une cinquantaine à un stade avancé de l'intention. Dans le cadre des réformes structurelles lancées en 2001-2002, les investissements sont pourtant passés de l'équivalent de 35 millions d'euros en 1999 à 740 millions d'euros en 2006 et c'est vrai qu'aujourd'hui, l'ère du plan «ORSEC» des coupures d'eau des années 1990 tend à devenir un triste vieux souvenir pour beaucoup de ménages pendant que d'autres chantent encore, un jour sur deux : «Ja L'ma !» («L'eau arrive dans le robinet !»).

L'Algérie ne mobilise actuellement (2020) qu'une moyenne de 18 milliards de mètres cubes d'eau par an dont 62% pour l'irrigation et selon un haut responsable du secteur, près de la moitié des eaux destinées à l'irrigation était annuellement affectée à la déperdition.

Le grand risque, pour le pays, réside dès lors beaucoup plus dans le tarissement rapide des ressources hydriques et la disparition de la gémissante monoculture céréalière que dans l'épuisement des réserves pétrolières. Le déficit en eau qui avait atteint près de 30%, menaçait l'Algérie depuis plus d'une trentaine d'années au point où, avec le réchauffement irréversible que connaît la planète, et l'avancée du désert, ce déficit ne peut se comprendre comme un phénomène cyclique ou passager. Il n'est plus permis de gérer le risque, il faut l'éloigner. L'avenir du pays est...dans l'eau. La vérité oblige à dire que la richesse en pétrole a longtemps été l'opium des pouvoirs publics. Ces derniers, qui semblaient prendre les choses en main, avec la création de l'Algérienne des eaux (ADE) en 2001, notamment pour cerner le problème de la déperdition, venaient juste d'apprendre que l'eau est, comme tout autre produit naturel, un bien économique et que «les petits ruisseaux

alimentent les grandes rivières». Il leur restait toutefois à apprendre, aussi, comment alimenter les petits ruisseaux et désaltérer le citoyen. A ce titre, le financement et l'expertise en la matière par l'arrimage au partenariat s'imposaient d'eux-mêmes. Autant disposer d'une eau chère mais disponible que d'une eau administrée à compte-gouttes. Seulement, à défaut de pérennité d'une vision hydrique long terme et rationnelle, le carat de l' « or bleu » luit au gré du gérant. Rien qu'entre 2001 et 2002 le secteur hydrique a connu trois différents ministres. Ration oblige, aucun d'eux n'a pu terminer son verre...d'eau.

L'énergie

Dieu merci, l'énergie est pour l'Algérie un don, non inépuisable, de la nature. Si la fameuse bouteille de gaz butane couvrait pratiquement 100% du territoire national et la consommation longuement administrée par l'état, malgré le coût du transport (le prix étant le même en tout point du territoire national), il n'en demeure pas moins que l'alimentation des villes en gaz naturel était loin de refléter une société disposant d'un des géants gisements gaziers de la planète (le gisement de Hassi Rmel).

À croire en la déclaration de l'ancien ministre de l'énergie et des mines, Chakib Khellil, à la presse, en janvier 2001, la généralisation de l'utilisation du gaz naturel dans les foyers n'est pas rentable. Selon le ministre, les coûts sont extrêmement élevés et il faut multiplier les prix par cinq pour rentabiliser l'opération. En conséquence, on assistait à des gels de projets engageant initialement la seule tutelle. C'est le cas du projet devant couvrir la Wilaya de Sétif, une des régions les plus peuplées et les moins alimentées en gaz naturel (le taux de couverture ne dépassait pas 35%).

Pourtant, le coût estimé du projet équivaut à celui du forage de deux puits pétroliers qui, eux, pourraient être secs en plus. Néanmoins, le plan de développement triennal (2001-2004) s'engageait sur une douzaine de milliards de dinars pour la distribution publique du gaz naturel aussi bien pour les

besoins domestiques et tertiaires qu'industriels mais seulement 10% du coût de la distribution était à la charge du bénéficiaire.

Le gros du coût était supporté par l'état (35%), l'entreprise du secteur Sonelgaz (30%) et les collectivités locales (25%). La consommation du gaz naturel en Algérie, qui évoluait à un taux de croissance de 5% par an, était prévue atteindre 22 BCM en 2010 «*quand le marché du gaz sera ouvert à hauteur de 30% aux opérateurs publics et privés, à partir de 2003*». Bien sûr, c'était juste un brassage de l'air. Il était, en effet, question que le consommateur pourra choisir son fournisseur mais doit aussi apprendre à oublier, petit à petit, les subventions des prix au profit de la qualité du service et la disponibilité du produit.

Ce gaz, à même les pieds du citoyen, arrivait encore au «compte-bulles» à son foyer. Pas si loin de l'année 2000, un officiel en visite à Hassi Rmel, au sud du pays, a pompeusement annoncé : «*Habitants de Hassi Rmel, le gaz naturel arrive !*» (No comment !).

Il y a, en revanche, plus de lumière sur l'électrification du territoire national. Elle semblait être un des rares créneaux qui se portaient pour le mieux en Algérie. Plus de 21 milliards de dollars y ont été investis depuis l'indépendance du pays.

L'amélioration de l'électrification rurale était, en effet, une des préoccupations du pays qui comptait y investir 15 milliards de dinars dans le cadre du plan triennal (2001-2004) avec l'ambition d'investir, à l'horizon 2010, une quinzaine de milliards de dollars dans l'électricité et le gaz où le secteur privé devait participer à hauteur de 30% à 50%.

Dans le cadre de ce plan triennal, l'État a consenti des efforts palpables en matière de couverture nationale en électricité et gaz notamment après la promulgation de la loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations et la réorganisation de la société nationale d'électricité et du gaz (Sonelgaz) par la création de nombreuses filiales spécialisées et l'installation, en 2005, de la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz), chargée de réguler les activités du secteur. Le réseau de transport de gaz qui était d'environ 5000 km au début de l'année 2005 dépasse aujourd'hui les 20 000 km et celui de la

distribution publique est passé de 30 000 km à plus de 100 000 km, assurant un taux de raccordement national de 90 % et alimentant près de 1.5 million de foyers. Quant à l'évolution du réseau électrique national, depuis l'année 2005, sa longueur de transport est passée de 18 000 kilomètres à 30 000 Kms aujourd'hui et celle de la distribution a progressé de 38%, de 240 000 kilomètres en 2005, à 330 000 kilomètres en 2018.

Il convient de préciser que les efforts dans le taux de pénétration nationale des produits énergétiques ont été, dans un premier temps, compromis par le fait qu'ils concernent aussi les campagnes et les zones enclavées, qui étaient restées le parent pauvre de l'œuvre de l'EGA (Electricité et Gaz d'Algérie) sous l'occupation française et dont la dissolution en 1969 a donné lieu à la naissance de la Sonelgaz.

Malgré que l'Algérie soit le pays le plus vaste d'Afrique, selon la banque mondiale et l'indice mondial de la performance de l'architecture énergétique «*Global Energy Architecture Performance Index Report*», publié le 22 mars 2017, elle est aujourd'hui «major de promotion du continent» avec un taux d'électrification de 100%, même si l'Égypte et la Tunisie (99,8%), ou encore la Libye (99,4%) s'approchent elles aussi de la perfection. Mais cette performance, le pays la doit surtout à une disponibilité de ressources naturelles plutôt qu'à la seule volonté des hommes.

Le logement

On peut admettre que presque tous les algériens bénéficient, tant bien que mal, de leur dose énergétique en cette fin de siècle. En revanche, nombreux sont aussi les algériens pour lesquels cette dose n'est pas encore un besoin, ni une priorité. Ils ne peuvent, en effet, s'embarquer sur une charrue sans les bœufs. Rompre avec l'ère du «gourbi» demeure, pour eux, la première des priorités et une fin en soi. Des décennies durant, le logement était la féroce bête noire que l'exécutif n'arrivait pas à blanchir. C'est vrai aussi que le problème de logement est quelque peu posé par la tendance de la famille algérienne vers le type «nucléaire» qui n'autorise plus en son sein des personnes hors famille. Cette

dernière était constituée exclusivement d'un couple et ses propres enfants. Dans les années 1960 la famille algérienne s'élargissait aux proches et aux vieux parents, c'est un peu «*Dar Sbitar*». Il faut donc, aujourd'hui, deux ou trois logements pour caser une famille d'antan.

Le logement dans les grandes villes algériennes a toujours été un problème récurrent depuis l'indépendance du pays. Ça a commencé par un exode rural précoce ayant engendré des «bousculades» pour squatter les logements vacants après le départ des Français. Tout le monde n'a pas su ou pu profiter de cette «propriété collective» du «butin de guerre» et voilà que naissent, autour des grandes villes, de véritables «dairas bidonvilles» et d'habitations de fortune en quête de logement décent et d'un boulot aussi. L'état algérien n'a pas trop tardé pour asseoir, dès la fin des années 1970, une politique de logement en lançant des projets de construction luttant contre l'habitat précaire et le développement des bidonvilles, un programme secondé, dès le départ, par le projet de construction, dans les années 1970, d'un millier de villages socialistes dans le cadre de la révolution agraire lancée par le président Houari Boumediène.

Plus tard, de nombreuses formules d'intéressement des citoyens sont mises en place en matière de financement de la construction (Épargne-logement, auto-construction, prêts de construction, etc.) permettant aux algériens d'accéder à la propriété d'un logement familial. L'objectif était de faire de l'Algérie une société de propriétaires plutôt que de locataires. À cet effet, il y a eu la création d'une série d'organismes publics chargés chacun d'une mission dans le processus de réalisation des programmes d'habitat, comme, par exemple, la Caisse Nationale du Logement (CNL), créée en 1991, l'Aide à l'Accès à la Propriété (AAP), la formule de logement social dit «Évolutifs», les opérations de Résorption de l'Habitat Précaire (RHP), le Logement Social Participatif (LSP), le Logement Public Aidé (LPA), le logement dit «Rural», la formule de Location-Vente (ou programme AADL) destinée aux couches moyennes, la formule dite «Logement Social Locatif» financée à 100 % par l'État, etc. Il faut signaler que ce programme audacieux d'habitat a été

perturbé, voire paralysé durant les dix années de terrorisme de la « décennie noire » et n'a pu reprendre qu'au début des années 2000.

Des sources pro-gouvernementales font état de la construction de plus de 3.5 millions de logements durant la période 2000-2018, mais pour certains médias, ce chiffre reste controversé et ne dépasserait pas les 2 millions de logements.

S'il ne faut pas, néanmoins, nier les efforts fournis par l'état dans la construction de logements sociaux à l'échelle nationale, une question se posait : où sont passés ces centaines de milliers ou millions de logements sachant que le fleuve des bidonvilles ne cessait de grossir ? Il y a autant de réponses que d'élus locaux. L'état a certes dépensé des dizaines de milliards de dinars par an dans le logement social mais leur distribution est perpétuellement obscurcie par le népotisme et les détournements des fonctionnaires et des élus locaux qui en font une source génératrice de fortune personnelle. Ils se partagent les lots et troquent avec les quotas destinés aux nécessiteux pendant que ces derniers partagent impatiemment avec leur bétail le gourbi, lui aussi vieilli. D'où la récurrence des « émeutes du logement » que vivent les villes du pays à chaque opération frauduleuse de distribution par les autorités locales.

Des milliers de citoyens ayant acquitté la totalité de leurs tranches de paiement, attendent la clé du sésame depuis une vingtaine d'années et même plus. À se demander en quelle année seront livrés, aux citoyens, les logements du nouveau programme de construction de un (01) million d'unités, lancé par le président de la république Abdelmadjid Tebboune pour la période 2020-2024.

Le secteur de la santé

Le manque de logement décent, la vétusté des habitations de fortune, aggravée par l'absence de salubrité publique et le manque d'eau avaient favorisé la recrudescence de maladies moyenâgeuses de misère comme la gale, la typhoïde, le choléra et même la tuberculose qui semble pourtant être totalement éradiquée en Algérie, aussi. Le risque d'infection menace de renouer facilement

avec le taux des années 1970 quand 3% d'algériens étaient atteints chaque année. En effet, aujourd'hui, nombreux sont les algériens nés dans le quartier miséreux et y ont fait carrière, au péril de la santé, au péril de la vie elle-même. Là, le moins que l'on puisse souhaiter à un individu c'est de ne pas tomber malade en Algérie. L'algérien le sait et il en est très averti. Il consacre plus du tiers de son misérable revenu à la santé et préfère le pharmacien, sinon l'herboriste du coin, et le matelas familial au lit d'hôpital où l'hygiène et la qualité du service sont d'une épouvantable médiocrité, malgré les compétences intrinsèques de la médecine algérienne. Même les plus démunis, partisans de la fameuse médecine gratuite, en sont conscients. Les moyens et la qualité des soins constituent, en fait, le meilleur avertissement contre les risques d'en bénéficier. En plus, l'état ne dépensait, annuellement, qu'environ une cinquantaine de dollars pour la santé d'un citoyen, soit seulement 2% seulement du PIB.

Avouons, quoi qu'il en soit, que le capital du secteur sanitaire algérien est l'un des plus riches en Afrique. Seulement, il est, peut-être, l'un des plus ingrats. Ce n'est pas les médecins et les infrastructures hospitalières qui manquaient, puisque l'Algérie comptait un (01) médecin pour 1200 patients, contre une norme mondiale d'un (01) médecin pour 2000 patients et un lit d'hôpital pour 550 malades, contre une norme mondiale d'un (01) lit pour 500 malades. Mais le sous-équipement des hôpitaux, la qualité précaire des services et des soins faisaient de ces lits des pré-cercueils, aux yeux des malheureux patients. En termes de qualité des soins, l'Algérie, signalons-le, était classée, par l'OMS (Organisation Mondiale de la Santé), à la 81^{ème} place à l'échelle mondiale. C'est dire qu'elle ne doit pas exister dans le lexique hippocratique. Cette défaillance tirait sa source d'une absence de médecine de proximité, à savoir une mauvaise répartition du corps médical et un manque d'équipements spécialisés. Plus de 70% des spécialistes étaient concentrés dans les principaux centres urbains du nord du pays (Alger, Oran, Constantine, Annaba, etc.). Les populations des régions enclavées, notamment celles du sud, se doivent d'effectuer de périlleux déplacements pour d'incertaines consultations chez un spécialiste, à son tour peu ou mal équipé s'il

s'agit de cas délicats comme le cancer, la cardiologie, l'ophtalmologie et la néphrologie (maladie des reins).

En général, la nécessité d'équipements spécialisés autorise le transfert du malade «puissant» vers les hôpitaux étrangers. Souvent, les «puissants» guérissent ou meurent ailleurs. Il a été estimé une moyenne dépassant les 2000 transferts par an durant la période 1990-2002 et une facture de plus d'un demi-milliard de dollars, de quoi équiper des dizaines d'hôpitaux ou en construire d'autres. L'Algérie, on le sait, dispose de meilleurs spécialistes dans le monde mais une bonne partie a fui le pays pour exercer sous d'autres cieux, en France notamment où on dénombre, au 1er janvier 2017, plus de 14 000 médecins de nationalité algérienne dont 4405 sont diplômés des universités algériennes, selon les données du Conseil national de l'ordre des médecins (CNOM) rapportées par le journal Monde du 26 septembre 2017.

Théoriquement, il suffisait d'acquérir les équipements médicaux nécessaires pour réduire la facture des transferts de malades à l'étranger, à l'image de la pratique de la greffe de la moelle qui compte déjà, à son actif, des centaines d'opérations effectuées en Algérie, qui était le seul pays africain à pratiquer cette intervention. Mais il va falloir aussi pouvoir et savoir garder ou rapatrier les meilleurs spécialistes. C'est dur à imaginer en tout cas. La majorité des hôpitaux étant lourdement endettés, des salaires demeuraient impayés sur de longs mois. Les efforts considérables, faut-il le reconnaître, investis par l'état algérien dans la formation de l'homme ressemblent à un contrat moral (former pour former) sans performance, vis-à-vis des enfants du pays. La fuite des cerveaux, ou l'idée de fuir un jour, trouvent leurs germes, très tôt, dans les méandres des parcours scolaires et universitaires de l'individu, du banc de l'école maternelle au grade de diplôme supérieur. «Homme qui s'est formé seul» est l'abrevoir commun à tous ceux qui rejettent l'injustice, la médiocrité, l'exclusion, la misère pour se convertir en «Harraga intellectuels». Il n'est de plus dangereux pour le devenir d'un enfant, l'homme de demain, que d'empreindre sa jeune personnalité de haine envers son pays à travers son premier milieu, l'école.

L'éducation

«C'est dans les écoles du peuple que se forment les grandes nations».

L'Algérie semblait ne pas disposer d'école poule, couvant équitablement ses enfants. Rejoindre sa classe, c'était, et c'est encore le cas dans certaines localités, fournir tout un parcours du combattant, semé d'embûches, pour vaincre le chemin rocailleux ou boueux, le froid ou la chaleur, la soif et la faim, et, la peur...aussi, pour arracher, enfin, sa petite dose quotidienne et désespérée du savoir. Au début des années 2000, ils étaient près de 8 millions de petits individus qui menaient ce train de vie. Eux qui, connaissant la vérité, savent aussi que l'école poule existe bel et bien en Algérie. Combien seront-ils alors, demain, à servir la nation mère poule protectrice et attentionnée ? Cela dépendra de la force de l'amour, développé envers la mère patrie, récolté le long des méandres de la vie...Le pays a enfanté, aujourd'hui, des «harraga» ou des «hitiste», c'est selon.

Le visage des quelque 18 000 écoles que comptait l'Algérie des années 1990-2000 était loin d'être la forge de cet amour ancestral. A l'ère du cartable électronique, deux millions et demi d'enfants algériens n'étaient pas scolarisés et près de la moitié des écoles souffrait d'infrastructures de base et d'équipements vitaux : 20% n'avaient pas le chauffage, 20% n'avaient pas d'eau et 6% demeuraient encore sans électricité. Pis encore, chaque enseignant est affronté à plus de 40 demandeurs du savoir à la fois, si ce n'est plus, puisque pas moins de 150.000 nouveaux écoliers arrivaient chaque année sur le marché du savoir. Il est vrai que plus de 1200 écoles ont été incendiées par les groupes terroristes dans les années 1990. Mais la décennie noire, ce fonds de commerce pour les uns et un parapluie pour les autres, n'a que trop servi pour justifier et masquer la carence humaine.

Ces conditions, qui n'étaient pas sans effet sur l'efficacité et la qualité de l'enseignement, avaient un impact direct sur les échecs et la déperdition scolaires que connaissait le pays et qui touchait plus de 11 millions d'élèves sur les 21 millions inscrits depuis l'indépendance, soit un taux de déperdition de 50%. Plus de 350.000

élèves retrouvaient chaque année la rue, déjà que l'Algérie comptait près 32% d'analphabètes malgré les efforts de lutte consentis par l'État contre ce fléau dès l'indépendance du pays par la création, en 1964, de l'Office National d'Alphabétisation pour adultes, le lancement, en 1991, avec le concours de l'Unicef, d'un programme d'alphabétisation pour les femmes (42% d'entre elles étaient analphabètes contre 20% chez les hommes), la naissance d'Associations de lutte contre le fléau, etc. Au lendemain de l'indépendance, plus de 80% de la population ne savait ni lire ni écrire ou compter, et donc des efforts devraient être accentués et inscrits dans la durée, à l'instar d'autres pays arabes où le taux d'analphabétisation n'était que de 12%. C'était curieusement le tableau inverse qui se dressait. Alors que le budget consacré à l'éducation représentait 10% du PIB, dans les années 1980, il ne le sera que de 5% du PIB à la fin des années 1990 malgré l'envolée des besoins et l'accroissement des recettes pétrolières. Il est entendu que la rente pétrolière se doit aussi d'imposer un système de quotas budgétaires en fonction du degré de priorité du secteur. Celui de l'éducation ne semblait pas trop séduire les pouvoirs publics. L'éduqué sait attendre, n'est-ce pas ?

Bien que l'Algérie a, depuis quelques années, massivement investi dans le secteur de l'éducation, avec un le taux net de scolarisation primaire de 98%, cet investissement, non lié à l'amélioration de la performance, n'a pas généré les résultats escomptés sachant que la majorité des enseignants recrutés ne possède pas la formation requise.

Le succès des élèves dépend, en effet, beaucoup plus de la qualité de l'enseignant que des investissements physiques. Cela explique le taux élevé de redoublement et d'abandon scolaire, notamment dans le cycle secondaire. Le système éducatif algérien est ainsi classé à l'avant-dernière place des 72 pays ayant pris part à l'enquête menée, en 2015, par PISA (*programme international pour le suivi des acquis des élèves.*). Ces piètres résultats interpellent les pouvoirs publics algériens sur l'urgence d'une réforme du système éducatif basé sur l'amélioration de la performance et non seulement sur la multiplication des établissements et du nombre des

enseignants. En effet, il y aurait, aujourd'hui, plus de 26 000 établissements dont 70% d'écoles primaires et 30% entre lycées et collèges pour un effectif total dépassant les 400 000 enseignants.

Il est vrai que le système éducatif algérien, comparé à celui d'autres pays, a ses points forts. Il touche à toutes les régions et populations du pays avec des moyens et transferts sociaux permettant aux élèves de bénéficier des matériels et manuels scolaires de base, largement disponibles, notamment pour les nécessiteux. Ces points forts restent malheureusement insuffisants pour améliorer le niveau des élèves et en faire des citoyens de demain, productifs à l'échelle nationale et mondiale. Il y avait lieu de réhabiliter l'école algérienne et son système éducatif, socle de la nation et miroir de l'Algérie de demain. «C'est dans les écoles du peuple que se forment les grandes nations», dit l'adage.

Sur le plan universitaire, le pays disposait d'une vingtaine d'universités, de 14 centres universitaires et d'une quinzaine d'instituts et grandes écoles mais les 30.000 diplômés par an font partie des investissements les moins fructueux des pouvoirs publics pour lesquels la lutte contre la fuite de cerveaux tarde à quitter le stade des intentions. Cet état de fait encourage les uns à emprunter la voie du business précoce au détriment des études qui « ne payent plus, de nos jours,...en Algérie» et les autres, les eaux du « *Babor Australia* ». Les diplômés universitaires représentaient, en effet, 10% de la population au chômage. Aujourd'hui, encore, vous avez le droit d'être une lumière et major de promotion, des qualités qui s'acquèrent avec votre seul savoir, mais cela n'ouvre pas systématiquement droit d'accès au marché du travail. En 2017, le taux de chômage des diplômés de l'enseignement supérieur a atteint 18%. Toutefois, il arrive qu'un recrutement puisse s'acquérir assez facilement et rapidement : un simple coup de fil suffit.

Le domaine de la télécommunication

Aujourd'hui, plus que jamais, la télécommunication est un élément crucial de la société moderne et son importance continuera certainement à gagner du terrain avec le développement des nouvelles technologies de la communication et de l'information

(NTCI). À l'échelle mondiale, aux débuts des années 2000, l'industrie des télécommunications représentait déjà un revenu de 1 200 milliards de dollars, soit 3 % du revenu mondial et plus de 1500 milliards de dollars aujourd'hui.

L'Algérie accusait un retard déraisonnable dans le domaine en matières d'infrastructures et moyens de télécommunication comparativement aux pays voisins et africains faisant partie de la cinquantaine de PMA (Pays les Moins Avancés) et auxquels l'Algérie apporte habituellement secours sur d'autres plans. Avec son réseau de 50.000 km, la téléphonie fixe ne pouvait satisfaire que 6% des besoins classiques d'une population qui avoisinait les 31 millions d'habitants (soit 5 lignes téléphoniques pour 100 habitants). Si en 2001, près de 500.000 demandes étaient en souffrance, une quinzaine d'années était nécessaire pour répondre à 20% des besoins. Mais en 15 ans, progrès oblige, ça sera inévitablement une autre génération de besoins qui prendra forme, en l'occurrence les filiations de la téléphonie mobile. On aura ainsi changé de vitesse sans avoir roulé.

La téléphonie fixe, qui commençait à frôler l'obsolescence dans certains pays, était encore séductrice pour beaucoup d'algériens et le prestigieux GSM, ou téléphone portable, lui, faisait partie de ces somptueux rêves, mais une réalité quotidienne de l'homme d'aujourd'hui. Avant la cession de la première licence GSM à l'égyptien Orascom, en 2001, seulement 70.000 algériens («de marque») possédaient un téléphone portable, soit une moyenne de trois «gadgets» pour 1000 personnes.

Au moment où l'Organisation mondiale du Commerce préconisait le développement et la libération des NTCI et à l'ère du commerce électronique et de la télémédecine, l'internet continuait à être considéré comme une fiction en Algérie. L'adhésion du pays au « Club Internet » en 1993 ne signifiait, en fait, qu'une simple prise d'acte de l'existence d'une telle technologie. En l'an 2002, le parc informatique algérien comptait moins de 170.000 ordinateurs de type PC, soit une moyenne d'un ordinateur pour 250 personnes ou 40 familles sachant que le quart du parc et des connexions

internet était réservé aux organismes et entreprises publics. Avec seulement 0.6 % d'internautes, l'algérien fut l'un des plus déconnectés de la société de communication.

Ces retards, imperceptibles pour les «bourgeois du dimanche» sont des plus alarmants une fois situés dans le contexte mondial ou régional. Selon l'agence «ITU World *Télécommunications Indications Data base*», en 2001 il y avait près de 300 millions d'internautes à travers le monde, 950 millions d'abonnés au téléphone fixe et 500 millions d'utilisateurs GSM et ils étaient un milliard en 2004, puis 1.2 milliard en 2006, à en croire l'Observatoire mondial des systèmes de télécommunication (ORSYC). A une heure de vol d'Alger, en Europe, un français sur cinq était connecté, à domicile s'il vous plait, à internet pendant que 38 millions d'autres utilisaient vulgairement la téléphonie mobile. Un autre exemple, plus impressionnant, est celui de la populeuse Chine où un citoyen sur 10 possédait un téléphone portable en 2001. Ce ne sont ici que des repères mettant en relief la profondeur du fossé creusé par le retard des moyens de télécommunication en Algérie.

Si avec la France et la Chine, pays beaucoup plus avancés, la comparaison semble un peu déséquilibrée, le Maroc, avec son modeste marché, comptait déjà, la même année, plus de 5 millions d'abonnés à la téléphonie mobile. La réactivité marocaine a fait que sa deuxième licence GSM a été vendue à 34 milliards de dirhams (environ 3.4 milliards de dollars) soit 4 à 5 fois plus cher que la licence algérienne (cédée à Orascom pour 737 millions de dollars seulement). Ce «bradage» dénote tout simplement une précipitation pour combler le retard accusé par l'Algérie non seulement dans ce domaine précis mais dans le développement de tous les secteurs économiques du pays. Les pouvoirs publics algériens en étaient très conscients mais songer à être de la partie, a trop longtemps demeuré une simple vue de l'esprit.

Aujourd'hui, vingt ans après, et bien que l'homme subit le progrès, l'Algérie est restée coincée à sa position au peloton «lanterne rouge» dans ce domaine malgré une progression très rapide, estimée à 17% entre 2017 et 2018, selon les données du rapport «Digital 2019». Le même rapport estime que le taux moyen

actuel de pénétration algérien (internauts et Internet mobile) est de 52%, derrière la Tunisie (61%) mais devant le Maroc (45%). Quant au nombre d'abonnés en téléphonie mobile c'est aussi en Tunisie que le taux de pénétration est le plus élevé (150%), vient ensuite le Maroc (62%) puis l'Algérie (58%). D'une façon générale, l'Algérie reste le dernier pays maghrébin en termes d'utilisation de l'outil internet avec un taux de pénétration global de 58% contre 62% pour le Maroc et 67% pour la Tunisie.

Il ne faut surtout pas dire que les forts taux de pénétration de la Tunisie sont, en partie, liés à sa faible population (7.6 millions d'habitants) par rapport à l'Algérie (43 millions d'habitants) et au Maroc (36.5 millions d'habitants). La Chine compte 1.4 milliard d'habitants avec un taux de pénétration de 60%. Ce taux est de 95% aux États-Unis pour une population de 331 millions d'habitants.

Par ailleurs, le retard algérien est, bien entendu, lié à la lente réactivité des pouvoirs publics qui ont ce don d'hésiter à mettre à niveau les moyens et les capacités du pays. À ce titre, la téléphonie mobile de troisième génération n'a été introduite, en Algérie, que tardivement, en 2013, soit un retard de 9 ans par rapport au Maroc. Pourtant, le jeune algérien est l'un des plus accros de l'internet. Une étude de «Digital 2019» montre, en effet, qu'au Maghreb, c'est l'Algérie qui enregistre la plus forte hausse de nouveaux utilisateurs, avec 3 millions de nouveaux actifs des réseaux sociaux (+19%), contre 2 millions au Maroc (+15%) et 800.000 en Tunisie (+14%). Mais le flux annuel de nouveaux «branchés» n'est pas un indicateur fiable et représentatif du développement de l'internet. Selon un classement effectué en 2019 par le site britannique spécialisé «*Cable*», l'Algérie reste, en effet, un pays dont la vitesse de connexion internet, avec 1.37 Mégaoctet/seconde (Mb/s), est l'une des plus lentes de la planète contre une moyenne mondiale de 10 à 15 Mb/s, classant ainsi le pays au 182ème rang mondial sur 207 pays. L'Algérie est encore loin derrière ses voisins du Maghreb, la Tunisie (114ème) et le Maroc (100ème). À titre indicatif, on trouve des vitesses allant de 30 à 50 Mb/s en Europe mais aussi de 70 à 85 Mb/s en Asie où Taïwan occupe la première place mondiale avec un débit moyen de 85 Mb/s en 2019. Il est ainsi clair que les transactions commerciales «E-Commerce» restent de fait très insignifiantes à absentes en Algérie

où la croissance du nombre d'adeptes de l'outil NTCl est plus rapide que celle de la volonté politique des pouvoirs publics à se mettre à niveau.

Le Plan de relance 2001-2004 : ambitions et déception

Nous venons de passer en revue quelques lacunes, combien profondes, dans le paysage socio-économique de l'Algérie du 3ème millénaire, que le pétrole n'a pu et ne pourra combler, à lui seul, sans la volonté politique. La première rescousse concrète semble être le plan de relance économique annoncé par le Président Bouteflika devant les cadres de l'État le 26 avril 2001. Ce plan qui s'étalait sur trois années (2001-2004), prévoyait l'investissement de 525 milliards de dinars (7 milliards de dollars) et tombe à point nommé avec l'embellie pétrolière de l'année 2000 (plus de 20 milliards de dollars).

La relance des projets à l'arrêt ou avortés, l'eau, l'agriculture, la pêche, le transport (routes, voies ferrées, aéroports), l'électrification rurale, les écoles, le logement, le désenclavement des régions du sud, la création des conditions de retour des personnes déplacées des zones rurales du fait du terrorisme, d'une part et la stimulation des réformes par la prise en charge des passifs d'entreprises publiques potentiellement éligibles à la privatisation, d'autre part, constituaient les principaux chantiers du programme présidentiel qui ambitionnait aussi la création d'un (01) million d'emplois et une croissance économique autorisant une sauvegarde des prix et du pouvoir d'achat du citoyen. Tout cela était bien beau sur les lèvres à se demander si ce n'est pas trop beau pour être concrètement traduit sur le terrain.

Trois contraintes menaçaient, en effet, d'entraver la réussite de ce plan. D'abord la contrainte endogène liée au management des projets planifiés. Le plan n'a aucune chance d'accoucher de résultats à la hauteur des attentes populaires si les gestionnaires sont du même moule que celui que tout le monde connaît. « *Où sont passés les 7 milliards de dollars du plan présidentiel ?* » était une question qui risquait de se poser à l'horizon 2004, comme ce fut le cas, les années passées, pour l'argent du rééchelonnement. Le

second handicap résidait dans le démarrage en solo du plan (avant que les investissements étrangers ne soient concrétisés). Enfin, la troisième contrainte était exogène. Tout le monde savait que le prix du baril de pétrole détient les commandes de l'économie algérienne et, partant, de l'aboutissement des projets engagés.

Ce plan se voulait une solide plateforme pour dissiper le retard cumulé, des années durant, et lutter contre la pauvreté et le chômage dont le taux prévu à l'horizon 2012 était estimé à 12% selon l'Exécutif. L'échéance 2004 pourrait être une année d'espoir comme elle pourrait être celle de tous les chocs (pétrolier y compris). Les algériens, et la jeunesse en particulier, attendaient impatiemment de pouvoir regarder, enfin, l'avenir dignement au risque de la révolte ou de l'exil. C'était la balle de match pour les pouvoirs publics. Ces derniers devaient toutefois se garder de promettre monts et merveilles, au risque de décevoir.

En dehors des aléas du marché pétrolier et des carences humaines, les impondérables naturels, à l'exemple des séismes, des inondations, etc., ont souvent défié la volonté et les ambitions des gouvernements, non préparés aux pareilles épreuves ni à la gestion de leurs multiples risques.

Le séisme d'El Asnam, du 10 octobre 1980 (2300 morts, 8500 blessés, 20.000 constructions détruites) avait, rappelons-le, mis sur les bras des pouvoirs publics plus de 480.000 sinistrés. Les séismes d'Alger (29 octobre 1989), d'Ain Temouchent (22 décembre 1999), de Bejaia et Sétif (10 novembre 2000), et de Boumerdes (21 Mai 2003), montrent que l'Algérie demeure un pays, naturellement, à risque. Les inondations du 10 novembre 2001 qui ont dévasté le secteur algérois de Bab El Oued (plus de 700 morts et des milliers de familles à reloger) sont venues à un moment où le pays traversait une des périodes les plus dures de son histoire économique. La remise en l'état des choses est, en elle-même, un programme qui nécessite des dizaines de milliards de dinars. La rente pétrolière, seule, et surtout son odieuse gestion, sont loin de pouvoir venir à bout de tous les malheurs du peuple algérien. En effet, il ne suffit pas de disposer de ressources naturelles, mais de disposer

d'une gestion autorisant l'amélioration du bien-être des populations, ce que mesure l'index de gouvernance des ressources naturelles (IGRN).

Cet index, qui évalue la façon dont les pays riches en ressources naturelles gèrent leurs réserves pétrolières, gazières et minérales, est composé de trois paramètres dont la réalisation de la valeur, la gestion des revenus et la gouvernance. Autrement dit l'IGRN mesure la politique et les pratiques utilisées par les autorités du pays pour gérer leur industrie pétrolière, gazière ou minière. Dans le classement mondial effectué en 2017 par «*Natural Resource Governance Institute*», l'Algérie occupe la 73^{ème} place sur un total de 86 pays dominés par un top 5 constitué de la Norvège (hydrocarbures), le Chili (mines), le Royaume-Uni, le Canada et les États-Unis d'Amérique (hydrocarbures). Selon ce classement, l'Algérie fait partie des pays où des procédures pour gérer les ressources naturelles existent, mais il manque beaucoup d'éléments nécessaires pour que les citoyens puissent profiter des richesses dérivées de l'extraction de ces ressources. À titre indicatif, les pays voisins, la Tunisie et le Maroc, occupent respectivement la 26^{ème} et la 37^{ème} place dans le même classement.

In fine, cet ambitieux plan de relance (2001-2004) n'ayant pas accouché les résultats attendus, ni estompé le courroux des populations, les pouvoirs publics ont eu, de suite, la chance de profiter d'une marge de manœuvre pour entretenir la paix sociale à l'occasion de cette évolution positive du marché pétrolier, dès l'année 2004, vers un prix du baril favorable à un meilleur équilibre budgétaire. Bien que les prix du baril n'ont pas cessé de grimper jusqu'à atteindre trois chiffres, avec des volumes d'hydrocarbures exportés jamais atteints auparavant, l'économie algérienne est restée des plus vulnérables. La nécessité absolue d'engager des réformes économiques visant à libérer le pays de l'emprise rentière, était l'unique alternative. Une rude épreuve pour des gouvernants atteints de la «*Dutch disease*» jusqu'à l'os, notamment quand le prix du baril quadruple en l'espace de cinq ans (2003-2008).

Neuvième Partie

LES RÉFORMES ÉCONOMIQUES

«Le défi algérien est de bâtir, subitement, une économie de marché, libérale, sur les décombres d'une économie dirigée en lui insufflant un socle managérial ancré dans des mentalités rétrogrades, dangereusement ataviques».

1. Pourquoi les réformes ?

Par définition, le mot réforme signifie, généralement, un «changement en vue d'une amélioration». Mais pour le cas de l'Algérie, il s'agit plutôt d'asseoir ce qui n'existe pas. Il y a eu en effet beaucoup de changements mais plus ça change, plus c'est la même chose. Il est clair que les problèmes qui secouent l'Algérie tirent leurs racines dans un choix économique idéologique dirigiste dont l'outil et la gestion ne répondent ni au standard ni aux règles du marché international. Aujourd'hui, ce choix, solidement incrusté dans les profondeurs des méninges, place le pays en marge du commerce international au point où l'économie algérienne demeure, souvent, à l'abri de la tornade des récessions mondiales car ne disposant pas d'un marché financier qui en serait sensible. Par exemple, les attentats du 11 septembre 2001, contre le *World Trade Center* et le Pentagone, ont beaucoup plus affecté l'économie des pays émergents comme ceux du sud-est asiatique, la Turquie ou l'Argentine que l'Algérie, où les IDE (Investissements Directs Etrangers) sont, pour ainsi dire, inexistant, en dehors du secteur pétrolier. Sur une soixantaine de pays émergents, l'Algérie occuperait la 46ème place dans le domaine bancaire, la 51ème dans les IDE et la 60ème place dans les exportations. L'économie algérienne ne s'alimentait et ne s'alimente encore que des comptes domestiques, dominés par une fiscalité pétrolière, à hauteur de

40% du recouvrement global. Une fiscalité qui reste tributaire d'impondérables exogènes en termes de déprime du marché pétrolier et de recettes d'exportation, la rendant vulnérable à la volatilité du prix du pétrole. Une chute du prix du baril de quelques dollars sur l'année peut générer, en effet, un déficit rentier se chiffrant en milliards de dollars et une perte fiscale en centaines de milliards de dinars algériens. C'est justement cette baisse des recettes d'exportation qui a conduit, entre 2014 et 2017, à l'épuisement total de l'épargne publique, détenue par le Fonds algérien de Régulation des Recettes (FRR), mais aussi à la fonte des réserves de change du pays.

Les unités industrielles algériennes érigées sous le système dirigiste ne contribuaient en rien dans la compensation du déficit rentier. Pis encore, elles devenaient une charge pour l'état. Durant l'année 2000, par exemple, le secteur public qui avait enregistré une baisse de la croissance de 2.3%, avait importé pour 900 millions de dollars de pièces de rechange notamment et exporté pour seulement 125 millions de dollars. Les entreprises publiques encore en vie artificielle tournaient à moins de 50% de leurs capacités et ne représentaient que 8% seulement du PIB.

Aujourd'hui, il ne suffit pas de rattraper des déficits rentiers ou budgétaires mais toute une économie qui accuse un grand retard dans l'insertion mondiale. Rattraper le retard des années socialistes, nécessite une intensification des efforts de façon à ce qu'une année puisse en rattraper cinq. L'Algérie se doit ainsi d'activer son ouverture sur le monde par une meilleure lisibilité de son économie au moyen de marchés régionaux et pertinents afin d'attirer l'investissement hors hydrocarbures. L'association avec l'union européenne et l'adhésion à l'OMC sont des instruments inéluctables au risque de les subir par une profonde marginalisation. En dehors de la précaire OPEP, l'Algérie est, en effet, l'un des rares pays d'Afrique à ne pas faire partie d'un cartel économique qui soit régional ou international, ce qui la situe à mille lieues des IDE et des opportunités qui en résultent en matière de développement durable créateur de richesse.

Le projet des réformes économiques en Algérie a été enclenché

vers la fin des années 1980, soit après les enseignements du choc pétrolier de 1986 qui a plongé le pays dans une impasse socio-économique dont les effets ont mené aux événements d'octobre 1988.

Les réformes constituaient donc le mot-phare de l'Algérie des années 2000 dès lors que le terme «économie» s'est éclipsé du lexique de l'Exécutif du fait que «Restructuration», «Participation», «Privatisations» et «Investissements» ont accouché d'un ministère substituant à celui de l'Economie. C'est vrai qu'en l'absence d'une économie il est illusoire d'en parler.

Le plan d'ajustement structurel négocié avec le FMI, assez tôt, en 1994, prévoyait la dévaluation du dinar algérien, la dissolution d'un millier d'entreprises publiques de production ou de services, libérant de facto des centaines de milliers de travailleurs, la cession totale ou partielle d'entreprises éligibles à la privatisation et l'ouverture à l'investissement étranger dans différents secteurs économiques.

En principe, il y a une relation directe et indiscutable entre l'ouverture à l'internationale et la croissance économique. Notons, à titre illustratif, que la différence économique entre les deux Corées est liée à des flux incomparables en matière d'IDE. Alors que la Corée du sud occupant la 19ème place mondiale en IDE, ne cesse d'attirer une importante entrée, à hauteur de 14.5 milliards de dollars pour l'année 2018, en provenance de la Chine, des États-Unis, de l'Union Européenne et du Japon, les investisseurs restent prudents quant à investir en Corée du nord à cause notamment du régime politique du pays et des sanctions économiques imposées par les Nations unies en 2006, après son premier essai nucléaire. Les rares entrées d'IDE, essentiellement chinoises consistent en quelques dizaines de millions de dollars seulement. Pourtant, ce pays a tous les atouts pour devenir une terre d'investissement avec, entre autres, un sous-sol regorgeant de minerais dont, paraît-il, les deuxièmes réserves mondiales de terres rares. D'autres secteurs économiques prometteurs comme l'agriculture, l'énergie et le tourisme y restent peu développés. Ces secteurs peuvent attirer d'importants flux d'IDE si le pays déroulait, par son ouverture politique, le tapis rouge aux

investisseurs étrangers dont les États-Unis. Ces derniers avaient évoqué la possibilité de nouer des relations économiques avec la Corée du nord, au lendemain de la levée partielle des sanctions contre Pyongyang, décidée en 2000, par le président américain Bill Clinton.

Voilà donc que l'Algérie n'a plus le droit de vivre en autarcie ni aucune chance de remonter, seule, la pente. Le verrouillage et le compter sur soi expliquent la situation actuelle. Il est certain aussi que l'Algérie n'est pas une marchandise. Les privatisations partielles ou totales justifiées et les investissements envisagées doivent se faire avec un partenariat «recherché» et «idéal» et ne peuvent s'avaliser tête baissée et main tendue au tout-venant.

La préservation de l'outil national de production, la création de la richesse et d'emplois, la priorité à la couverture du marché local, la régulation de l'import-export, etc., sont autant de conditions contractuelles constituant les piliers de l'ouverture à l'investissement étranger. L'arnaque internationale et ses corollaires planent aujourd'hui sur les pays sortant du borbier. Il y a, cependant, une part de responsabilité des autorités du pays d'accueil. Le clientélisme et la corruption sont légion dans les pays disposant de richesses naturelles encore en brousse.

2. Les privatisations

En Algérie le processus de privatisation visait près de 90% d'un tissu industriel, cliniquement mort, incluant aussi bien les entreprises publiques économiques (EPE) que celles locales (EPL). Si par le passé lointain ces entreprises ont été à la charge du trésor public, il n'est que vrai aujourd'hui que ce soutien est à contre-courant des règles de l'économie libérale convoitée. Aussi, elles ont atteint un état financier des plus catastrophiques ne permettant ni le renouvellement de l'appareil de production ni la modernisation de sa gestion.

Pire encore, avec un endettement, qui a grimpé de 100% en l'espace de trois ans (de 300 milliards de dinars en 1996 à 600 milliards en 1999), et un découvert bancaire dépassant les 100 milliards de dinars, le secteur public industriel devenait un lourd

fardeau pour l'état de par la cessation de paiement des salaires, notamment dans les secteurs de la sidérurgie, des travaux publics et du bâtiment.

La situation s'est aggravée par le désinvestissement de la part des holdings dans les entreprises éligibles à la liquidation mais aussi par la perte draconienne des parts de marché au profit d'un secteur privé en fulgurante percée. Les lourdes charges qui pesaient sur le secteur public, et en particulier le salaire de la pléthore d'un personnel désœuvré, faisaient que les prix de ses produits et services soient plus élevés que ceux du secteur privé, pratique favorisant de fait le transfert des parts de marché vers ce dernier.

Les privatisations signifiaient une déclaration forfait de l'état et son désengagement de la sphère microéconomique des entreprises publiques en faillite. Ce désengagement n'est pas pour autant total. L'état se devait de soutenir, assister et réguler l'opération sauf que les subventions d'hier devaient céder place à une plateforme d'une économie libérale. Mais en privatisant, il est certes normal de sauvegarder les intérêts de la collectivité nationale même s'il n'existe pas d'économie de marché tant que l'état intervienne encore dans les affaires des entreprises.

Des centaines d'entreprises de production ou de services comme le bâtiment, le tourisme, l'agro-alimentaire, les matériaux de construction, les hôtels, voire banques et transport aérien, étaient déclarées éligibles à la privatisation totale ou partielle selon le degré de déstructuration ou la santé financière de l'entreprise. La cession aux travailleurs, qui s'organisaient en société, était la troisième option envisagée par l'exécutif. Dans tous les cas il s'agissait, en principe, de capitaliser d'abord l'entreprise et dresser son plan de sauvetage en préservant l'emploi et l'outil de production (le changement d'activité n'était donc pas toléré).

Pour les sociétés saines, l'ouverture du capital par le biais de la « bourse d'Alger » (quoique encore en gestation) autorisait le placement des excédents financiers dans les actions boursières et l'acquisition d'actifs immobilisés auprès des entreprises en quête d'existence. Les listes des entreprises éligibles, leurs modes et délais

de privatisation avaient été, à plusieurs reprises, affichés et revus mais le processus n'a pas débouché sur les résultats escomptés.

L'ordonnance N°95-25 du 25 septembre 1995 relative à la gestion des capitaux marchands de l'état et visant l'ouverture des EPE au partenariat, a essuyé un cuisant échec après des dépenses d'assainissement estimées à plus de 1200 milliards de dinars pour la seule période 1995-2000, durant laquelle 260 000 pertes d'emplois ont été enregistrées (soit un licenciement de 3% de la population active sans valeur ajoutée). Faut-il, toutefois, signaler que dans l'esprit de cette ordonnance, n'étaient éligibles à la privatisation que les entreprises jouissant d'un statut juridique défini. C'est dire que l'assainissement juridique demeurait la grande inconnue dans la conduite des réformes pendant que le flux de fermeture d'unités et de licenciement, lui, poursuivait de manière effrénée son bonhomme de chemin.

Les actions menant aux privatisations remontaient pourtant à plus loin. La dissolution des fonds de participation, créés dans les années 1980, et leur remplacement en 1995 par une quinzaine de holdings publics, jouant le rôle d'actionnaires pour le compte de l'état, n'a pu débloquer la situation. En 2000 le nombre de holdings est ramené à une dizaine dont 5 nationaux et 5 régionaux. Ces holdings, jugés comme un frein aux privatisations ont été à leur tour dissous en septembre 2001 par Noureddine Boukrouh, alors ministre du commerce, urgence oblige, avant même la publication de la décision sur le journal officiel. Ils sont alors repris par un Conseil des Participations de l'Etat (CPE) agissant en tant que propriétaire habilité à se prononcer autocratiquement sur le sort des entreprises avec la complicité du ministre des privatisations.

Même si les changements fréquents de responsables, de visions et de listes des entreprises éligibles à la privatisation polluent continuellement le processus, ce dernier, suspendu au code du commerce et notamment à son article 715 (dissolution des sociétés déclarées en faillite), semblait atteindre un point de non-retour avec la fermeture d'environ 1600 entreprises et la

suppression cumulée près de 400 000 postes d'emploi dont près de 100 000 pour le seul secteur du bâtiment qui était le plus touché. C'était donc près de 5% de la population active qui est allé rejoindre le «club des chômeurs» que les caisses sociales ont déjà du mal à administrer. Les licenciements effrénés avaient accéléré, en effet, le tarissement des sources de cotisation sociales en termes d'assurances et de retraites. L'Algérie comptait, faut-il le signaler, plus de 1.5 million de retraités et seulement 3 millions de cotisants pendant que la caisse de tutelle enregistrait un déficit estimé à 10 milliards de dinars pour la l'année 2000 et une vingtaine de milliards de dinars en 2004. C'est bien ce qui se laissait augurer puisque, selon une étude des nations unis sur l'Algérie, le nombre de retraités, qui a doublé en moins de 10 ans, représentait une part de 7%. Elle sera de 19% en 2025 et de 41.5% en 2050, selon la même étude.

Les pouvoirs publics devraient donner un coup d'accélérateur aux réformes afin de combler au plus vite ce fossé social creusé par des mesures sans contrepartie jusqu'alors, malgré les dizaines de milliards de dollars d'actifs, quoique controversés, qu'aurait dégagé le programme des privatisations.

L'attraction des capitaux nationaux et étrangers par le biais de cessions devrait compenser, de suite, les méfaits de la liquidation outrancière d'entreprises et de licenciements. Le sauvetage d'entreprises en faillite et la création de nouvelles activités et donc de nouveaux postes de travail, de nouveaux produits et de nouveaux consommateurs constituaient la plateforme de base pour la sortie progressive de la débâcle de l'économie dirigiste et de l'emprise rentière vers une croissance économique durable à l'image d'expériences étrangères même si les moyens, les stratégies et les délais diffèrent. Le stade des réformes en matière de privatisations en Algérie rappelait celui du Québec des années 1970-1980 qui ont également connu la fermeture des usines, les licenciements et le chômage, sauf qu'au Québec la mobilisation du citoyen et son implication directe dans le processus d'investissement ont été pour beaucoup dans la réussite de l'opération.

En Italie, comme en France, malgré l'existence d'un marché boursier actif, outil stratégique et indéniable des privatisations, celles-ci ont, pour autant, duré pas moins d'une dizaine d'années mais ont porté prioritairement sur les entreprises à la fois saines et performantes.

Seulement, voilà, le processus de privatisation en Algérie semble buter, entre autres, contre cette absence d'un mécanisme boursier et la rareté d'acquéreurs au vu du gabarit des entreprises proposées. Il s'agit particulièrement de sociétés hautement déstructurées, improductives et à lourd passif financier.

3. Les investissements

Un investissement consiste en l'introduction de flux de capitaux créateurs de richesses soit à travers l'acquisition partielle ou totale d'unités de production ou de services soit par le biais d'acquisition d'assiettes foncières en vue d'implantation directe de nouvelles activités industrielles. Le code d'investissement accompagnant les réformes et qui se voulait plus attractif de par les avantages fiscaux, ne fait pas de distinction entre les investisseurs qu'ils soient privés, publics, nationaux ou étrangers. Les investissements stimulant les exportations bénéficient d'allègements voire d'exonérations fiscales en termes des bénéfices d'exploitation (IBS), de versement forfaitaire (VF) sur les salaires et de taxe d'activité professionnelle (TAP). Ces avantages sont des plus alléchants pour les investissements dans les zones déshéritées du pays, en l'occurrence les régions du sud.

Sur le papier et dans les discours le cadre global semble y être, ou presque, mais sur le terrain les flux des investissements tardaient à décliquer. Les causes sont nombreuses, complexes et méritent d'être abordées un peu plus loin.

4. L'avancement des réformes

Si l'on considère qu'une réforme consiste à casser et effacer pour reconstruire et rénover, la situation actuelle des

réformes en Algérie bloque au stade de la casse. Il est certes plus facile de casser que de reconstruire, surtout quand il s'agit de faire repousser les décombres.

Depuis les années 1990, près de deux milliers d'entreprises économiques et locales relevant des holdings publiques (les souk El fellah, les Galeries algériennes, le bâtiment, la sidérurgie, et autres services) ont été dissoutes, laissant derrière elles des centaines de milliers de pères ou mères de familles, en quête de survie, mais aussi des millions de mètres carrés de surfaces industrielles, sans statut juridique et sans cession concrète. Les nombreux projets ayant le privilège de connaître la signature d'un protocole d'accord souffraient, quant à eux, d'entraves à différents niveaux avec le risque de plonger dans les oubliettes ou tout simplement dans la déshérence totale.

L'activité quotidienne des réformateurs est certes des plus orageuses durant les années 1990-2000. Elle consistait, cependant, en la confection et l'adoption de lois relatives au changement macroéconomique sans que ce dernier soit concrètement décliné au niveau microéconomique et encore moins à celui des attentes des populations.

Il était, en principe, attendu de ces lois un impact direct sur la relance de la croissance économique du pays en termes d'ouverture à l'international, de création d'emploi, de maîtrise de l'inflation, d'exportation hors hydrocarbures, de résorption de la dette, etc.

C'est du moins ce qu'augurait la série de mesures entreprises en l'occurrence l'adoption des lois sur les mines, l'électricité, la pêche, la télécommunication, la monnaie et les crédits, le lancement d'un mécanisme boursier, la gestion des capitaux marchands de l'état, les privatisations et le développement de l'investissement en passant par la parape de l'accord d'association avec l'union européenne et la reprise des négociations avec l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC).

C'était bien beau tout cela, mais pour le citoyen, la priorité résidait et réside dans la résorption d'un chômage préoccupant et l'amélioration du niveau de vie. Les privatisations et les investissements qui se voulaient créatrices d'emplois et de richesses

avançaient à vitesse d'escargot pendant que les rares concrétisations donnaient des premiers fruits déjà tachetés d'amertume ou frappés, eux aussi, d'un autre type d'«El-Bayoud» (parasite responsable de la maladie du palmier dattier), à l'image de la sidérurgie ou de la téléphonie mobile, les plus grosses alliances économiques sur les quatre ou cinq opportunités concrétisées en cinq ans. C'est dire qu'au vu de la pléthore des projets inscrits au programme de partenariat, à ce rythme d'avancement, de longues décennies sont requises pour venir à bout des réformes. D'ici là, le pétrole, qui aura cessé de couler, ne sera plus un support accompagnateur mais un vieux souvenir.

Si les lois allaient beaucoup plus vite que les réformes, c'est que le cadre n'y était pas ou ne s'y prêtait pas. Le pays a foncé, subitement, tête baissée, sur un défi pour lequel il n'était pas préparé. En attendant les premières pluies de l'orage, les yeux du citoyen n'avaient d'autres alternatives que de se braquer sur l'accouchement d'un plan présidentiel de relance économique qui se veut, lui, de proximité temporelle (2001-2004). Mais hélas !

5. Les investissements directs étrangers (IDE)

Malgré la nécessité d'investissements dans le pays, les apports en capitaux étrangers en termes d'IDE hors hydrocarbures, qui constituent indiscutablement la tête de liste des défis des réformes économiques engagées par l'Algérie, sont restés insignifiants eu égard à la situation géostratégique du pays et aux vierges potentialités de son marché, corroborées par l'expérience pétrolière.

Jusqu'au milieu des années 1980, l'industrie pétrolière algérienne, alors sous le monopole exclusif de l'état, revêtait le même carcan. Dans les années 2000, avec plus d'une soixantaine de partenariats, l'Algérie comptait parmi les rares pays au monde où le flux des investissements pétroliers étrangers est des plus élevés et soutenus. Depuis l'adoption de la loi 86-14 sur les hydrocarbures en 1986, jusqu'en 2000, ces investissements, dans le seul secteur de recherche et production, sont estimés, faut-il le rappeler, à plus de 10 milliards de dollars, soit une moyenne

d'environ 500 millions de dollars par an. Ce montant dépassait celui des exportations hors hydrocarbures, du moins jusqu'en 2000. Mieux encore, entre 2000 et 2008 un rapport du ministère de l'énergie et des mines indique que les IDE dans le secteur ont dépassé 17 milliards de dollars, c'est-à-dire une moyenne annuelle de 2 milliards dollars.

Les entrées d'IDE dans le secteur hors hydrocarbures en Algérie butaient et butent encore, quant à elles, contre l'invisibilité de la politique économique en la matière. Elles ont une longueur d'avance dans les pays voisins et autres africains où le marché n'est pas plus attractif pourtant. Vers la fin des années 1990, par exemple, l'Algérie n'a accueilli qu'une soixantaine de millions de dollars contre 3 milliards de dollars en Tunisie et 2.8 milliards de dollars au Maroc.

Les premières actions matérialisées dans ce sens, en Algérie, portaient sur de simples opérations de sauvetage d'entreprises publiques à la fois agonisantes et ambitionnées par la réhabilitation de la production, le label qualité et l'exportation, à l'image du secteur stratégique de la sidérurgie dont nous trouvons utile de rappeler succinctement, ici, les principales raisons ayant motivé sa privatisation.

La cession de 70% des actifs de «Sider» (entreprise algérienne du secteur de la sidérurgie) au groupe indien «Ispat» (ancêtre d'ArcelorMittal, un groupe sidérurgique mondial), en octobre 2001, se voulait salutaire pour le complexe algérien d'El Hadjar, paralysé par un problème de trésorerie qui avait pénalisé l'approvisionnement en coke et charbon, en rupture de stock. L'arrêt des fours, la fermeture du complexe et la cessation de paiement pour plus de 10.000 salariés, plongea l'entreprise dans une impasse menant tout droit à la privatisation. Celle-ci était des plus alléchantes pour un des géants de la sidérurgie mondiale, du fait qu'il récupère, en plus des actifs de «Sider», quelques filiales ainsi que les mines de fer d'Ouenza et de Djebel Onk pendant que le trésor public épongea les dettes du complexe, estimées à plus de 4 milliards de dinars. En contrepartie, le groupe indien, qui s'est armé d'actifs acquis, s'est fixé l'objectif de remettre sur les rails les exportations en

hissant la production d'un (01) MMTonnes d'acier en 2001 à 4 MMTonnes en 2004. De là, il comptait contrôler 80% de la production mondiale. Il est vrai que les entreprises algériennes agonisaient mais elles ne devaient servir d'escabeau pour l'enrichissement unilatéral de l'acquéreur étranger. La tenue des engagements sur l'apport technologique, les obligations sociales (maintien ou création de nouveaux postes de travail) et le dégagement d'un excédent à l'exportation, après la satisfaction, en priorité, des besoins internes, doivent constituer des conditions sine qua non pour un partenariat fructueux, gagnant-gagnant et durable.

Sur un autre plan, la cession de 60% des actifs de l'ENAD (Entreprise Nationale des Détergents et Produits d'Entretien) au chimiste allemand «Henkel» et la création d'une société mixte en mai 2000, entre les deux groupes, le secteur des détergents qui a bénéficié d'un investissement de 15 millions de dollars durant les trois premières années, envisageait, quant à lui, de mener la grande lessive en matière de qualité-prix, voire d'esthétique des produits, cédés 15% à 20% moins chers que le «sosie» importé. L'objectif d'exporter ne peut néanmoins être acquis avant une satisfaction des besoins du marché local, inondé de produits concurrents importés.

D'autres alliances, non moins importantes, concernaient le fleuron des produits pharmaceutiques algériens, «Saidal», avec «Aventis» (ex. Rhône Poulenc) et la firme américaine «Pfizer», le groupe «Boisson Algérie» avec «Castel» et l'entreprise «Taleza liège» de Collo avec Suberus, etc.

Ces partenariats auxquels il faut rajouter, rappelons-le, la cession d'une licence de téléphonie mobile à l'égyptien Orascom, semblaient constituer le coup de starter pour les IDE algériens qui ont atteint un à deux milliards de dollars en 2001-2002.

Ces actions demeuraient, malgré tout, très insuffisantes devant les stocks des IDE mondiaux qui dépassaient, aux débuts des années 2000, les 5000 milliards de dollars. Même si 80% de ce flux est investi dans les pays de l'OCDE, il n'en demeure pas moins que l'Afrique a décroché, en 2001, pas moins de 17 milliards de dollars (contre 9 Milliards en 2000). Mais ce sont toujours les pays

comme le Maroc, la Tunisie, l'Afrique du sud, l'Égypte ou l'Angola qui s'y taillent la part du lion. En Afrique, l'Algérie constituait le plus mauvais élève en termes d'attraction d'IED qui, selon la Conférence des Nations Unies pour le Commerce et le Développement (CNUCED), ne représentaient que moins de 3% du PIB, contre 50% au Maroc et 16% en Tunisie qui totalisait un stock IED dépassant les 15 milliards de dollars à la fin de l'année 2000.

Pourtant le marché algérien de par ses industries, son agriculture, son tourisme, sa pêche, etc., secteurs encore en friche, présentait d'immenses opportunités pour les IDE et notamment par le biais des PME-PMI étrangères. Ces dernières devaient être perçues comme une nécessité nationale étant donné le rôle qu'elles pouvaient jouer dans la conversion d'une partie de la dette qui hypothéquait la croissance économique du pays.

Les PME-PMI, véritable carrefour du partenariat national et international, forment, faut-il le souligner, l'épine dorsale des économies rayonnantes de beaucoup de pays, non pétroliers de surcroît, dont l'union européenne et les États-Unis qui importaient respectivement 40% et 50 % de leurs besoins énergétiques. Les richesses inextinguibles de ces géants de l'économie mondiale émanent, en partie, de l'opulence des PME-PMI qui dépassaient les 20 millions d'unités en Europe et 25 millions aux États-Unis. Imaginons un peu les postes d'emploi qu'elles pouvaient offrir et les volumes des exportations y afférents. Il y a de quoi tourner le dos à tout le pétrole de la planète.

Il est peut-être osé ou prématuré de comparer l'Algérie à de puissances pareilles mais que dire alors de l'exemple de ce «petit» voisin, la Tunisie en, l'occurrence. L'adaptation de ses PME - PMI à l'environnement international concurrentiel faisait que la moitié d'entre elles sont exportatrices et créaient jusqu'à 7% d'emploi par an. L'industrie manufacturière tunisienne exportait, à elle seule, pour plus de 3 milliards de dollars par an, dont 2.4 milliards dans le secteur du textile.

En Algérie, ce créneau n'était qu'une vision de l'esprit avec seulement 16.000 PME-PMI nationales soit un peu plus que le nombre de PME-PMI italiennes implantées en Roumanie. En plus,

les efforts de ces entreprises algériennes sont orientés beaucoup plus pour affronter les écueils et les aléas bureaucratiques et administratifs que vers l'objectif de contribuer à la croissance du PIB et à l'érosion du chômage. Les ambitions de l'Exécutif étaient la création de pas moins de 600.000 nouvelles PME et de 6 millions d'emplois à l'échéance 2010. Ce projet était passé en séance à l'Assemblée Nationale en octobre 2001 mais la volonté de faire prend souvent le pas sur la concrétisation. Sur les dizaines de milliers de dossiers recensés, dans ce cadre, par la défunte APSI, moins de 10% seulement ont pu voir le bout du tunnel.

Aujourd'hui, après deux décennies, les entrées d'IDE en Algérie continuent de reculer et ne représentent pas plus de 2% du PIB, avec 3 milliards de dollars en 2012 et seulement 1.5 milliard de dollars en 2016 soit 0.8% du PIB et rien que 0.1% du flux mondial d'IDE qui avoisine 1400 milliards de dollars en 2019 dont 50% vers les économies en voie de développement.

Les restrictions introduites en 2009 par le gouvernement algérien relatives à l'investissement étranger ont limité la participation étrangère à 49% pour tout nouveau partenariat. Cette formule dite «51/49», est parmi les raisons essentielles ayant découragé les investisseurs étrangers de lancer des activités en Algérie. Cette formule qui n'a pas échappé aux critiques depuis son adoption, a été allégée dans le cadre du projet de loi de finances complémentaire (PLFC) de l'année 2020. Cette loi précise que le partenaire étranger peut investir dans toutes les activités liées à la production de biens et de services sans engagement de partenariat avec une partie locale, à l'exception des activités à caractère stratégique comme le secteur des mines et de toute richesse souterraine ou de surface liée à l'activité extractive à la surface ou souterraine (à l'exception des carrières ne produisant pas de minéraux), des activités en amont du secteur de l'énergie et de toute autre activité soumise à la loi sur les hydrocarbures.

6. La situation sécuritaire n'était pas une entrave aux IDE.

La timidité des IDE résidait en fait beaucoup plus dans l'enchevêtrement de l'administration algérienne que dans la situation sécuritaire du pays. Il est clair que les investisseurs étrangers vont là où l'administration ne cherche pas «les poux dans les têtes». Pour travailler ou pas ensemble, il faut se connaître mutuellement un peu. Les investisseurs étrangers boudent le pays du simple fait qu'ils le connaissent, peut-être, assez déjà.

La situation sécuritaire, elle, était devenue un sujet banal avec tout ce qui se passait dans le monde, en Irlande, aux Pays basques, en Corse,... et notamment après les attentats meurtriers contre le World Trade Center et le Pentagone américain le 11 septembre 2001. Quel pays saurait être éternellement épargné ? Lequel serait éternellement terrorisé ? La décennie 1990-2000 était, peut-être, celle du « cancer de la société » mais le pétrole des multinationales, par exemple, n'a pas cessé de couler dans les pays les plus contusionnés par le fléau.

La petite phrase de François David, alors PDG de la compagnie française d'assurance pour le commerce extérieur (COFACE) mérite moult lectures. Au lendemain de la visite du ministre algérien des affaires étrangères en France, en janvier 1999, et à quelques jours seulement de l'arrivée en Algérie d'une délégation du patronat français (Medef), le patron de la COFACE avait recommandé aux siens que «*la situation en Algérie n'est pas encore stable*». A quelle situation faisait-il allusion ? Instruirait-il les hommes d'affaires et chefs d'entreprises français à ne pas investir en Irlande, en Corse ou à Washington ? En France comme aux Etats-Unis la stabilité politique est, certes, de merveille. En Iran, islamique, les tentatives d'investissements des groupes pétroliers de l'OCDE, dont des consortiums franco-américains, butaient contre la seule «ILSA» imposée par l'administration Clinton. L'Iran était un pays «*islamiquement*» et politiquement stable. Pour l'investisseur, le risque y est seulement commercial. Quand l'OCDE jouait au yo-yo avec le «risque Algérie» en le ramenant de 6 à 5, en juillet 2000, puis de 5 à 4 en novembre 2002, par la Coface, il n'y

avait plus lieu à se demander de quel risque il s'agit. Pourtant, l'année 2002, en Algérie, a eu aussi sa dose de terrorisme. En général le risque pays se mesure par divers indicateurs dont la situation politique, les capacités de payement de la dette, le retrait des capitaux étrangers, le niveau des réserves de change etc. Mais à l'exemple des américains, leur intérêt dans l'investissement pétrolier en Algérie demeurait inexorable tant que la stabilité politique le permettait. Leur seule position vis-à-vis de l'islamisme en Algérie restait suspendue à la possibilité de continuer ou non à être impliqués dans ce secteur stratégique. L'exemple de leur traditionnelle implication dans le pétrole saoudien n'est pas à commenter.

En octobre 2002, le Directeur des affaires internationales d'Eximbank, en visite en Algérie, n'avait pas hésité à garantir aux organismes d'assurance et entreprises américaines, le risque Algérie, les invitant à y investir. En somme, le risque pays se limite au seul paramètre influant directement sur les intérêts de l'investisseur. La santé économique et le régime politique du pays d'accueil importaient peu quand le pays regorge d'opportunités.

Aujourd'hui, le «risque (politique) Algérie» s'éclipse derrière un courant démocratique irréversible car chèrement acquis. Le risque sécuritaire, lui, est celui de toute la planète. Le seul risque en Algérie est le terrorisme...administratif et son lobbying interne.

En effet, il n'est d'acteur aussi hermétiquement réfractaire aux privatisations que le partenaire social, en l'occurrence la centrale syndicale de l'Union Générale des Travailleurs Algériens (UGTA), l'autre «roue carrée» des réformes qui accusait l'exécutif d'avoir agi en solo. Ce syndicat qui tire ses forces de sa mise en orbite vis-à-vis des circuits de concertation et de décision en récupère autant, aussi, d'un monde de travail plus que jamais en ébullition. La garantie de l'emploi, la sauvegarde du pouvoir d'achat du citoyen, la privatisation des seules entreprises en difficulté, la défense d'un secteur public fort, la fixation du droit de préemption pour les travailleurs à 30% (au lieu de 20% comme le prévoyait la loi sur les privatisations), constituaient l'autre écueil ayant entravé, un tant soit peu, la célérité des réformes.

En démocratie, les décisions sont, en principe, irrévocables car prises à travers moult épreuves et débats associant toutes les forces vives de la nation sauf que le chemin restait inévitablement long et parfois embusqué.

Mais s'agissant de décisions engageant l'avenir du pays, et qui pouvaient être lourdes de conséquences, l'écoute et la temporisation devaient évincer les résolutions autocratiques ou paternalistes sans pour autant contraindre les réformes aux calendes grecques. Le pays se devait de respecter, en effet, le timing engagé avec les institutions internationales comme l'accord d'association avec l'Union Européenne et l'adhésion à l'OMC.

À la limite, la constitution algérienne, en vigueur, autorisait-elle le président de la république à légiférer par ordonnance sur des programmes d'urgence stratégique sans attendre l'interminable train des épreuves d'approbation (le partenaire social, le consensus conseil du gouvernement-conseil des ministres, l'Assemblée nationale et le Sénat). Cette mesure qui permettait d'éviter la perte de temps que génère le cynisme des acteurs hostiles aux réformes, était le moins ce que souhaitaient certaines formations politiques qui ne voulaient pas prendre position dans de décisions aussi sensibles et controversées. Mais ce raccourci n'est pas une baguette magique en soi. L'ultime solution demeurait, faut-il le rappeler, la mise en œuvre des textes clairs sur le terrain. Là, était la rude épreuve. C'était du moins ce que reprochait souvent à l'Algérie le patronat étranger convoité d'y investir.

Mais le silence algérien vis-à-vis des IDE, pourrait dissimuler une part de responsabilité des hommes d'affaires, européens notamment, du fait qu'ils braquaient prioritairement leurs investissements sur les pays de l'Est dans le cadre du projet d'élargissement de l'union européenne à 25 pays. Dans tous les cas de figure, l'Algérie n'a pas su éviter à faire de la rue le meilleur accélérateur des réformes.

7. Les freins aux réformes : La valse des ministres

Il faut reconnaître que les pressions exercées sur l'Algérie par les institutions internationales font que les confections des lois et des textes traitant des réformes économiques engagées étaient plus rapides que leurs mises en œuvre sur le terrain sur lequel se livre une bataille d'épreuves plus que jamais complexes. Les centaines de dossiers inscrits dans les programmes de privatisation et d'investissement étouffaient sous le poids d'une administration algérienne apte à dispenser des cours de carences et de paresse. Il est connu aussi que la concrétisation est la bête noire de l'algérien. Il en fait une constante nationale.

Sur le plan national, justement, les discours et la pléthore de séminaires de sensibilisation et d'orientation animés par de hauts experts étrangers, regroupant et impliquant les différents acteurs dont les officiels, les patronats, les hommes d'affaires algériens et étrangers et les argentiers du pays, seront vite virés dans les oubliettes dès que l'on franchisse le seuil des jolies salles qui les abritaient.

Sur le plan international, les multiples pèlerinages de charme du président de la république, Abdelaziz Bouteflika, visant la promotion de l'investissement étranger en Algérie n'ont pu faire évoluer les choses. Depuis son investiture, en avril 1999, le président n'a pas cessé d'affirmer devant des parterres d'hommes d'affaires étrangers, et à qui veut l'entendre (à Cross Montana en Suisse, Ottawa, Rome, Paris, Madrid, les pays du golfe, Washington...), que l'Algérie dispose actuellement de tous les moyens et mécanismes se prêtant à l'investissement direct étranger (IDE).

En somme, le bon vouloir de l'exécutif n'a pas suffi comme en témoigne les efforts de façade de pas moins de quatre gouvernements qui ont défilé dans l'accompagnement des réformes. Ce black-out, qui pénalisait l'action sur le terrain, repoussait la satisfaction des besoins des populations et servaient de détonateur pour l'explosion de la poudrière sociale à l'exemple des soulèvements du 26 avril 2001, accompagnant, eux aussi, les réformes. Ces dernières, affaire de tout le peuple algérien,

tardaient à enfanter du fait que le pays, mal ou non préparé, les a endurées dans la brusquerie vis-à-vis des institutions monétaires internationales. Si le pays avait déjà un « background » socio-économique, la pilule aurait mobilisé moins d'acteurs et moins de temps. Selon une déclaration de Paolo Lembo, représentant de l'ONU à Alger, la Hongrie, par exemple, est passée d'une économie étatique à une économie de marché en l'espace de cinq années seulement. En Algérie, les tentatives de réformes ont malheureusement buté contre des écueils allant de l'exécutif à la rue.

Au plan gouvernemental, réside le problème de visions ou de stratégie avec l'instabilité perpétuelle des décideurs. Les textes de lois, les listes et le nombre d'entreprises à privatiser, les priorités d'investissements à promouvoir, les structures de gestion et les délais, changent au gré des responsables mais non sans le cynisme de cercles contestateurs à tous les niveaux, au sein de l'exécutif lui-même. Ceci a coûté à Ahmed Benbitour, alors premier ministre et défenseur du secteur public, sa supplantation par Ali Benflis en 2000.

De mesure en mesure, de recette en recette, les hommes passent, le temps aussi, les réformes stagnent. La dissolution de l'adolescente Agence de Promotion et du Suivi des Investissements (APSI), par Abdelhamid Temmar, et son remplacement par l'Agence Nationale de Promotion de l'Investissement Direct (APID) n'a pu bourgeonner puisque Nouredine Boukrouh vint, en ministre des privatisations et l'enterra sous son sosie l'Agence Nationale de développement de l'investissement (ANDI). Est-ce révolutionnaire ? Naîtra ensuite, en septembre 2001, le Conseil National des Investissements (CNI), ayant les prérogatives de mener la politique du développement des investissements, la fixation des priorités et le suivi des projets. A son tour, le regroupement des acteurs en guichet unique de Boukrouh, qui se voulait salubre de par sa volonté de vouloir décentraliser l'assistance juridique et administrative à des niveaux locaux, n'a pu venir à bout des méandres bureaucratiques, plus que jamais

sinueux. Enfin Boukrouh, appelé au Commerce, céda la place à...Temmar (encore lui), en attendant un pivot. Oui, entre Temmar et Boukrouh, s'est jouée, en «une-deux» la balle des réformes en attendant un «buteur». Cette valse d'hommes, trop rapprochés, qui tissent souvent de nouveaux conflits d'intérêts, s'apparentent avec une multiplication des centres de décision. Celle-ci ne peut être dictée, en principe, que par le seul marché.

La prise en otage des réformes par un manque de consensus politique entre les conseils du gouvernement et des ministres, est un facteur dissuasif pour les prétendus investisseurs qu'ils soient nationaux ou étrangers. Ces derniers campent toujours sur des positions à la fois distantes (sécurité ?) et prudentes (bureaucratie) à l'égard de l'Algérie à laquelle ils reprochaient, par ailleurs, le peu d'importance accordée aux entreprises privées et aux investisseurs algériens, véritable miroir dans lequel se voient déjà, demain, les éventuels hommes d'affaires étrangers. Ils critiquaient aussi la totale dépendance des hydrocarbures qui menace la rupture des équilibres internes et externes et la déconnexion du pays du circuit financier mondial. Bien que grand pays pétrolier, l'Arabie saoudite, par exemple, disposait d'un marché boursier florissant d'un capital dépassant les 70 milliards de dollars. Le consensus peut tirer ses maux, aussi, dans le risque, pour certains cercles, de voir s'effriter leurs unilatéraux «business», car impliqués, déjà dans l'«import-import». L'enjeu, qui peut se jouer en arrière-plan du cynisme, consistait, en fait, en de milliards de dollars.

A plus bas niveau, l'administration algérienne demeurait, quant à elle, la plus enchevêtrée de l'espace euro-méditerranéen. Elle avait sa part de responsabilité dans la précarité des réformes. Ce constat, également exprimé par le Président de la république, a vu la dissolution de l'APSI et des holdings, jugés trop bureaucratiques.

La machine des réformes s'est grippée au niveau des passifs des entreprises autonomes dissoutes en matière de salaires impayés et de dettes fiscales et bancaires que le trésor s'obstine à

résorber, à l'instar des entreprises non autonomes, mais aussi au niveau du statut juridique du foncier industriel au sujet de titres ou de transfert de propriété. Le passé-outré juridique de Boukrouh, alors ministre chargé des réformes, n'a pu réanimer le mécanisme. Des centaines de milliers de mètres carrés libérés par la liquidation des entreprises publiques et locales demeuraient en jachère.

L'impasse bancaire, elle, se dresse droit devant les adeptes de l'investissement. D'abord par des prestations sélectives et prudentielles (pas de prise de risque), la lenteur et l'archaïsme des services bancaires dans le traitement des dossiers, puis vint le paiement, par le promoteur, de presque 30% du coût du projet et les taux d'intérêt élevés (8% à l'investissement et 10% à l'exploitation), incompatibles avec une inflation qui est passée de deux chiffres dans les débuts des années 1990 à un chiffre en 2000. Voilà une façon de décourager l'investissement au moment où le pays en faisait une nécessité nationale et notamment en ce qui concerne les IDE dont les dossiers ne représentaient pas plus de 1% sur les milliers de projets enregistrés par la défunte APSI.

8. Sur la mondialisation

Quand on parle de mondialisation on ne peut pas avoir instinctivement à l'esprit l'OMC et les chemins qui y mènent à savoir le revêtement d'une économie libérale insérée dans le circuit international par le biais de zones de libre-échange et d'accords d'association, avec l'union européenne pour ce qui concerne l'Algérie. Décrocher sa carte de mondialiste, c'est s'ouvrir à l'international pour donner une culture mondiale à son économie mais aussi figurer dans la compétition de la production en matière de conquête de nouveaux marchés.

L'OMC : présentation

L'idée de la nécessité de régulation du commerce mondial remonte déjà au milieu du 20ème siècle quand une vingtaine de

pays ont signé, le 30 octobre 1947, un accord donnant naissance au GATT (*General Agreement on Tariffs and Trade*, ou accord général sur les tarifs douaniers et le commerce).

L'objectif est de remédier aux pratiques protectionnistes et à la guerre économique des années 1930. La mondialisation imposée par la naissance de nouveaux pays en développement, l'augmentation de la production mondiale et l'élargissement des domaines des échanges aux services, aux inventions et propriétés intellectuelles ont conduit aux accords du cycle de négociations de l'Uruguay, en 1986, sur une refonte du système GATT qui était limité au seul commerce des marchandises. Ces accords, signés le 15 avril 1994 à Marrakech, au Maroc, ont institué officiellement l'OMC à partir du 1er janvier 1995.

Aujourd'hui, plus de 90% du commerce mondial est régi par les règles de l'OMC. Rien que pour l'année 2018, le flux des exportations mondiales s'élevait à 25 280 milliards de dollars dont 19 480 milliards de dollars pour les marchandises et 5 800 milliards de dollars pour les services, en progression de 9% par rapport à l'année 2017.

Ces règles tirent leur essence de la lutte contre les barrières juridiques et administratives entravant les échanges internationaux. L'organisation se veut un instrument multilatéral en termes d'intérêt dans toutes les transactions commerciales excepté le commerce des hydrocarbures. En dépit de l'adhésion actuelle de 164 pays membres contrôlant 98% du commerce mondial (dont plus de quarante états africains) et 22 pays en phase de négociation d'admission, cette organisation demeure fissurée par l'existence, en son sein, d'ensembles de groupements entravant les cycles des négociations.

Elle est également fragilisée par une vive riposte des antimondialistes, à l'origine de multiples avortements de ses conférences. Les effets de la mondialisation sont en fait trop controversés. Effets positifs pour les uns, négatifs pour les autres, le terrain est le seul juge.

Le «positif»

Une chose est sûre, être membre de l'OMC c'est pouvoir tenter de se faire entendre. Être écouté, relève d'une autre nature. L'égalité, la bonne foi, les pénalités font aussi partie de ces règles de jeu auxquelles doit se souscrire toute nation affiliée.

En principe, un pays membre n'entretient des échanges et ne s'associe qu'avec un pays membre. Intégrer l'organisation c'est se doter d'avantages comparatifs en termes de prospérité de production et d'élargissement de son marché par la multiplication des clients, des fournisseurs et des alliances. C'est avoir également accès à une gamme plus large de produits et de qualités, à de nouvelles technologies par le biais d'associations, etc., du fait que les principaux acteurs commerciaux de la planète sont membres de l'organisation ou en voie de l'être. La fameuse «*Clause de la Nation la Plus Favorisée (CNPF)* » étalera tout avantage commercial, accordé par un pays à un autre, à l'ensemble des membres de l'organisation.

Les pays membres doivent en effet s'accorder mutuellement des avantages commerciaux jusqu'à mettre tous les produits et services sur le même pied d'égalité (principe de non-discrimination). La protection exagérée des produits nationaux est ainsi contraire aux règles du commerce international.

Si le protectionnisme a souvent été usité par nombre de pays, il n'en demeure pas moins qu'il constitue une cause indirecte de l'inflation et du chômage. Par exemple, dans les années 1980, la limitation des importations des véhicules japonais par les États-Unis avait engendré une augmentation des prix de 40% et une baisse des ventes causant de nombreuses suppressions d'emplois.

Telles que perçues, les règles du jeu de l'OMC vont dans le sens de l'apaisement indirect des conflits sociaux, d'intérêts et des tensions commerciales par le recours aux mesures préventives ou correctives comme l'encouragement de la concurrence par le démantèlement des barrières douanières, l'*anti-dumping* ou la lutte contre le commerce inéquitable et la corruption par l'obstruction des chemins qui y mènent comme la «*rente contingente*», par exemple. Le «*contingentement*» consiste à

limiter l'import-export à un niveau donné au cours de l'année, une façon d'encourager la corruption par la fixation et la répartition inéquitable des volumes à importer ou exporter. C'est une pratique de cartels tendant à limiter la production de chacun des membres et à répartir la clientèle entre ces derniers. C'est un peu l'OPEP.

Le «*néгатif*»

Mais l'OMC, dont le rôle n'a rien d'une compassion économique ou commerciale, a, pour les antimondialistes, une autre fin: enrichir davantage les nations opulentes au moyen des richesses des nations pauvres. Le Directeur général de l'OMC a, lui-même, reconnu, en septembre 2002, que son Organisation a une part de responsabilité dans certains problèmes socio-économiques affectant de pays pauvres ou émergents.

Les exemples de la mise à mort des productions vivrières locales (sucre, produits laitiers et autres) par les mêmes produits provenant de pays riches sont légion de par le monde et montrent l'unilatéralité du démantèlement douanier en question.

Ce «*protectionnisme masqué*» des adeptes de la compétitivité est lui-même une pratique anticoncurrentielle, en contradiction avec les règles du commerce international tel que prôné par l'Organisation qu'ils contrôlent en secte fermée, que composent, d'ailleurs une quinzaine de pays riches. Il en résulte des chutes des productions et des pertes d'exportation pour les économies pauvres ou émergentes déjà affaiblies par la délocalisation d'industries des firmes internationales de l'agroalimentaire, du textile ou d'électronique, privant les pays d'accueil d'avantages comparatifs en termes de salaires du fait d'une main d'œuvre à bon marché, autorisant l'exportation du produit à des prix très compétitifs. L'*anti-dumping* et le recours aux clauses sociales constituent d'ailleurs les sujets les plus préoccupants tant pour les organisations antimondialistes que pour les pays pauvres.

L'adhésion de l'Algérie à l'OMC a toujours été imminente à l'échelle du temps qu'allaient mettre les réformes économiques pour fleurir. Au vu du marasme économique vécu, l'adhésion de

l'Algérie ne se fera pas sans casse. Une fois membre de l'OMC, le pays se verra dans l'impossibilité de combler aisément les pertes qu'encourra le trésor public en matière de recettes fiscales ordinaires du fait du démantèlement des barrières douanières. Les exportations hors hydrocarbures étant toujours une vision de l'esprit, le baril, seul, se heurte déjà à des impondérables et ne peut, à tous les coups, venir à bout de ce déficit.

Les entreprises économiques algériennes, en mal de prospérité, elles, demeurent encore indisposées pour la rescousse.

La levée du protectionnisme est jugée trop prématurée par les chefs d'entreprises publiques ou privées devant la précarité des produits algériens bousculés par une concurrence déloyale et le stade de préparation du pays à la mondialisation en terme de mise à niveau des entreprises.

Même si l'«injection mondialisation» présente des effets curatifs à long terme, elle demeure pour le moins douloureuse dans le court et le moyen terme avec le risque de dérapages sociaux qui ont frappé des pays comme la Russie, la Thaïlande, l'Indonésie, le Brésil en 1994 ou l'Argentine en 2001, victimes de l'application à la lettre, et tête baissée, des recettes mondialistes qui s'intéressaient au marché financier du pays plutôt qu'à sa croissance économique. Et encore, ces pays ont osé la compétition mondiale avec des «backgrounds» économiques largement plus sécurisants que celui de l'Algérie à l'exemple du Brésil, alors dixième puissance économique mondiale, avec un revenu per capita de 7000 dollars et une recette annuelle de 150 milliards de dollars.

L'Algérie et la mondialisation

Pour ce faire, l'Algérie doit s'acquitter, d'abord, du ménage interne sous le diktat et la houlette des «gendarmes financiers» internationaux en matière de réformes allant de la mise à niveau dans les créneaux du développement humain, socio-culturel, environnemental et autres, jusqu'aux entreprises économiques et au désarmement douanier.

La voie empruntée par l'Algérie est actuellement connue. Les réformes économiques doivent dégager du terrain pour la ratification de l'accord d'association avec l'union européenne, lequel rend plus visible le chemin vers la mondialisation à travers l'adhésion à l'OMC.

Mais à tous les stades le pays n'est qu'aux opérations de déblayage par ci et de balisage par là. Le chemin, encore long, se révélait miné d'épreuves de plus en plus rudes à l'image de ces exigences qui ne sont plus celles des années complaisantes où l'Algérie boudait l'internationalisation de son économie, pourtant en mal de développement. Il lui a fallu plus de huit années et pas moins d'une vingtaine de rounds de négociation avec Bruxelles pour arriver, importunée, à la signature, en avril 2001, du principe d'accord d'association puis à sa ratification par l'union européenne le 10 octobre 2002, loin derrière ses voisins.

La mise en application de l'accord était assujettie à son approbation par les différents parlements nationaux des « 15 », pas avant 2 ou 3 années auxquelles il va falloir rajouter une dizaine d'années pour son entrée en vigueur effective, ce qui nous ramenait à l'horizon 2010-2012. D'ici là, l'Algérie aura à revoir son assiduité quant à l'application, avec plus de rigueur et de célérité, des programmes des réformes visant son insertion dans le circuit économique mondial. C'était la balle de match pour un pays considéré comme « un bon dernier » dans l'espace euro-méditerranéen pour ses retards dans l'application des programmes « MEDA » (*Mediterranean Development Association*). C'était pourtant en 1995 que la déclaration de Barcelone lança l'idée d'une zone de libre-échange entre les pays de l'union européenne et ceux de la rive sud de la méditerranée en l'occurrence le Maroc, l'Algérie, la Tunisie, l'Egypte, la Jordanie, le Liban, la Syrie et l'état d'Israël. L'objectif des programmes MEDA était l'assistance technique à ces pays, leur permettant de mettre à niveau leurs environnements économiques, les systèmes bancaires, fiscaux, douaniers, socio-culturels et la formation.

Alors que MEDA-2 (2000-2006) tirait à sa fin, l'Algérie trébuchait encore sur MEDA-1 (1995-1999). En quatre ans, elle

n'avait pu consommer plus de 20% de sa quote-part arrêtée à 164 millions d'euros dans le cadre MEDA-1, allouant un subside de 1.25 milliard d'euros pour l'ensemble des pays concernés, contre 4.68 milliards d'euros pour MEDA -2. Il faut noter que l'Algérie présentait, de surcroît, un «avantage pétrolier» qui aurait fait d'elle le « joker » de la région mais elle a ce don de la récidive envers les chances qui lui sourient. Il faut rappeler qu'entre 1987 et 1994, l'Algérie avait la possibilité d'adhérer «gracieusement» au GATT (aujourd'hui OMC) mais son hésitation (du fait de l'instabilité politique notamment) lui a coûté, jusqu'à ce jour, une épreuve de vitesse conjurant son adhésion à la même organisation. Cette dernière a fait des cornes, depuis, et il serait, désormais, moins aisé de s'y approcher sans concessions. En tous cas, pas avant de rendre convaincants, pour chacun des membres, certains aspects liés à la politique des réformes aussi législatives que structurelles à l'image de l'adhésion de la puissante Chine (en septembre 2001) après une quinzaine d'années de négociations. Quant à l'Algérie, elle fait, aujourd'hui, partie des rares pays à ne pas être membre de l'Organisation Mondiale du Commerce et son économie est restée longuement fermée aux flux de marchandises, de services et de capitaux étrangers.

Si l'on cherche à décortiquer les raisons du marasme économique algérien, il suffit de puiser dans la «poubelle de l'histoire» pour comprendre que la prédilection idéologique en amont en est la profonde et unique racine. Le choix était certes conjoncturel mais a eu, quand même, le temps et l'occasion pour s'ériger en doctrine défiant la personnalité humaine. Aujourd'hui, le nouveau défi algérien est de bâtir, subitement et hâtivement, une économie de marché, libérale, sur les décombres d'une économie, longuement dirigée, en lui insufflant un socle managérial ancré, lui, dans de résistantes poches de mentalités rétrogrades, dangereusement ataviques.

En réalité, l'algérien n'était point en mal ou panne d'idées. Ce directeur d'entreprise publique, qui fut d'abord un fonctionnaire politique, dissimule son propre *background*, sa propre vision, sauf qu'il a accepté, intérêt ou pouvoir oblige, de fonctionner avec les

idées, contraignantes des autres, à l'encontre de la doctrine personnelle. Combien sont ceux ayant préféré, alors, écouler leur savoir ou savoir-faire dans d'universités ou firmes internationales de renom ou ceux ayant créé et développé leurs propres entreprises, produits ou services sous des cieux où rigueur, compétitivité et profitabilité sont à prendre à bras le corps. Ces compétences, avec leurs idées, leurs réussites et leurs richesses intellectuelles constituent un bout de ce que pourrait être l'Algérie.

Théoriquement, le PNB algérien est en mesure de rivaliser avec le PIB. Mais, nous n'en sommes pas encore là. L'urgence réside dans l'aménagement économique en interne au moyen de compétences, publiques et privées, en la matière, au risque d'élargir davantage les brèches aux fuites non seulement de «cerveaux résiduels» mais aussi d'investisseurs nationaux potentiels ou intentionnés, cette fois-ci.

Le président Bouteflika n'a pas caché, au lendemain de son investiture, en 1999, de tendre la main à ce «bout d'Algérie» en invitant les hommes d'affaires nationaux, installés à l'étranger, à rapatrier leurs savoirs ou avoirs avec la garantie d'une amnistie fiscale. Mais, comme pour les hommes d'affaires étrangers, les garanties «rassasiant» leurs homologues algériens relèvent d'autres dimensions que le président ne peut feindre d'ignorer.

Il est vrai que l'apport du rapatriement de capitaux nationaux est l'une des voies les plus privilégiées dans la croissance d'un PIB comme ce fut le cas de nombreux pays, à l'exemple de l'Espagne post franquiste ou de la Corée du sud, pour ne citer que ces deux nations.

La conjuration, à la rescousse, de cette petite « grande communauté», ambassadrice de l'Algérie, ne peut être que légitime au fond. Il s'agit d'enfants d'Algérie qui, en s'éclipasant, n'ont pas rêvé l'impossible. Fuyant la médiocrité, l'exclusion et la marginalisation, à domicile, ils ont tout simplement cherché l'environnement idoine pour illustrer leur grand savoir-faire, désormais convoité par la maison. Comme dit le dicton, *«c'est quand le soleil s'éclipse qu'on en voit la grandeur»*.

L'équilibre économique algérien demeurera instable tant que les hydrocarbures en constituent l'unique centre autour duquel gravitent un tissu industriel agonisant et des secteurs stratégiques en profonde léthargie. Si le désengagement de l'état obéit aux mutations vers une économie libérale, il n'en demeure pas moins que le même état se doit d'obéir aux règles d'équité et de transparence dans la réactivation des investissements hors hydrocarbures à même d'évincer les prédateurs « pétro-rentiers » par la réhabilitation d'un secteur public fort, moderne, performant et le soutien de l'investissement privé.

Rien qu'à ce stade, durant la décennie 1990-2000, le secteur privé ne cessait de sortir davantage ses griffes, évinçant de la sorte les «Goliath» publics sur leurs propres marchés en contrôlant, par exemple, plus de 80% des services, 70% du bâtiment, 35% de l'industrie et 65% des importations, ce qui lui décerne la suprématie en termes de chiffre d'affaires et de croissance de production annuelle (6 à 10%). Selon la banque mondiale, le privé algérien employait plus de 1.200.000 salariés, soit 20 fois plus que les entreprises publiques et contribue à hauteur de 55 à 60% dans le PIB hors hydrocarbures. Tout cela est bien beau, mais le transfert du monopôle d'un secteur à l'autre n'est pas de l'intérêt d'une économie dirigée. Le partenariat et la synergie entre les deux secteurs (publics et privés) et l'instauration d'un environnement concurrentiel national demeurent indéniablement le fer de lance de l'industrie algérienne dans la bataille impitoyable que livrera la zone de libre-échange. Sinon, une entreprise étrangère implantée en Algérie aura, en effet, tous les droits de commercialiser localement et exporter ses produits disposés à narguer, de par leurs longueurs d'avance en matière de certification, les concurrents nationaux.

A ce titre, les produits algériens émanent encore d'entreprises dont les moyens et les formes de management ne répondent pas, sinon très peu, aux normes reconnues mondialement. Cela explique la mise à mort de l'ensemble du tissu industriel national et le défaut d'exportation pour les entreprises qui ont pu survivre sur le marché local.

A la veille du franchissement des seuils des maisons européenne et mondiale, les entreprises algériennes des deux secteurs doivent caler leur fonctionnement sur la performance, la compétitivité et le profit, épreuves assujetties à la capacité d'adaptation aux normes et exigences évolutives de l'économie mondiale et notamment en termes d'assurance qualité, de réduction des coûts et de respect de l'environnement.

Il s'agit là, en fait, d'une vieille culture encore embryonnaire en Algérie ou simplement au stade de l'intention pour peu d'initiés. Pour rappel, la notion de label qualité date déjà de la fin du 18ème siècle. C'était en 1798 quand un fabricant de fusils américain (Eli Whitney) a mis pour la première fois sur le marché des pièces de rechange normalisées et interchangeables. Il sauva ainsi une armée d'une grande défaite. De nos jours, c'est la certification ISO (*International Organisation of Standardization*), née en 1946, en remplacement à la Fédération Internationale des Associations de Normalisation (ISA), qui agréé le label qualité. La certification ISO (elle-même en substitution par les normes « 6 sigma » pour les grandes compagnies mondiales), est délivrée par des organismes spécialisés comme une sorte de passeport pour accéder aux marchés internationaux en reconnaissance du savoir-faire et du savoir-être de l'entreprise. Celle-ci pourra ainsi emprunter le chemin de l'aventure boursière et enrichir sa carte de visite pour exporter ses produits ou nouer un partenariat. Mais ce passeport, accordé uniquement pour une période déterminée (3 à 5 ans) pourrait être retiré si les écarts des normes internationales sont constatés à l'occasion d'un réexamen par les institutions habilitées. Être mondialiste c'est être constamment sur ses gardes, en incessante amélioration, au risque d'être laminé par la «*roue de Deming*».

En Algérie, la mise à niveau des entreprises, et des méninges de l'homme lui-même, est une condition sine qua non pour l'obtention du passeport d'existence au sein d'un marché plus que jamais mondialisé. La compétitivité des produits et services algériens ne relèvent pourtant pas de l'utopie. Même si les réformes tardaient à accoucher, elles auront eu au moins ce mérite d'avoir

révélé et mis en lumière les capacités nationales en matière de savoir-faire. Il suffit de constater que depuis l'allègement des contraintes commerciales, plus d'une cinquantaine d'entreprises (essentiellement privées) a décroché honorablement sa certification ISO vers le début des années 2000. Il y aurait eu des centaines d'entreprises certifiées si l'administration algérienne ne constituait pas une entrave à leur parcours. Ce chiffre qui n'est que révélateur demeure néanmoins très insuffisant pour le marché algérien si l'on sait que ceux tunisiens et marocains, moins potentiels pourtant, comptaient chacun plus d'un millier d'entreprises certifiées. Voilà pourquoi leurs exportations (hors hydrocarbures bien évidemment) se concrétisent par des milliards de dollars et leurs marchés financiers par des dizaines de titres bien qu'ouverts vers la fin des années 1990 aussi. En Algérie, l'inexistence d'un marché boursier réel (3 titres seulement et une obligation de Sonatrach, limitée dans le temps, jusqu'au en janvier 2003, depuis sa mise en service en septembre 1999), mettait des entreprises éligibles dans l'expectative pendant que d'autres scrutaient, mondialisation oblige, les places boursières étrangères. Aussi, le manque de régulation, de coordination et du contrôle du commerce, et notamment le surinvestissement, n'encourage pas l'accès au marché de la finance. On peut citer le cas de la filière céréalière qui couvrait pourtant plus de 100% des besoins internes. Ce qui a mis en difficultés l'opulente ERIAD (Entreprise régionale des industries alimentaires céréalières) issues du démantèlement, en 1982, de la SN SEMPC (société nationale des semouleries, meuneries, pâtes alimentaires et couscous). La bourse d'Alger est née avant l'existence d'un marché financier.

Conclusion

La mondialisation est aujourd'hui inévitable. Ou on y va délibérément ou on la subit par la marginalisation du fait de la bousculade qui sévit au portillon de l'OMC, de la limitation du rôle des états dans les économies nationales et l'encouragement de la libre entreprise. Selon une étude de l'OCDE, les privatisations dans le monde ont augmenté de 15% ces dernières années. Cette croissance sera davantage soutenue notamment par les cessions des

parts du secteur public, cible principale de la mondialisation. Mais, faut-il le rappeler, mondialiser son économie n'est pas accéder à la caverne d'Ali Baba. Le pays doit permettre aux entreprises d'intensifier leurs propres efforts pour accéder, plutôt, à l'arène internationale et rendre visible leur existence par un management axé sur l'initiative, la liberté d'entreprendre et la gestion du marché plutôt que sur l'application stricte des règles enseignées par le système dirigiste, peu indulgent en matière de « crimes » ou « délits » économiques. Ces derniers peuvent consister, en fait, en de simples prises d'initiatives d'exutoire débordant sur les limites de concepts stéréotypées, véritables écueils au rayonnement des capacités et des richesses du pays.

Fondamentalement, la gestion funeste d'une économie débouche sur un recul démerité des droits sociaux par la paupérisation induite des citoyens. Là, se situent, peut-être, les véritables « crimes » ou « délits » économiques, synonymes de violation des droits humains.

L'Algérie, ayant encore un statut d'observateur, depuis 1987, au sein de l'OMC, reste donc l'un des rares pays africains (Éthiopie, Guinée Équatoriale) et arabes (Libye, Iraq, Liban, Syrie, Soudan et Somalie) à ne pas être membre de l'organisation. Les autorités algériennes ne cessent de faire part de leur souhait d'accélérer le processus d'adhésion, mais les négociations restent toujours au point mort car butant notamment sur les plans de réformes législatives et des politiques publiques comme celles agricole et industrielle, les obstacles techniques au commerce, les droits de propriété intellectuelle liés au commerce et les mesures d'investissement, etc.

Aujourd'hui, la bataille que mènent les pouvoirs publics algériens vise le profilage d'une croissance économique saine et durable. Cette bataille ne peut être gagnée sans la levée des principales névralgies hypothéquant les forces du pays, à savoir l'emprise pétro-rentière, la dépendance alimentaire et enfin le surcoût social des réformes en termes de chômage, de transition vers l'économie de marché et l'insertion du pays dans l'économie mondiale.

L'Algérie est une terre où la grandeur peut également pousser. Il suffit de l'arroser, et avec de l'eau limpide, bien entendu. Jusqu'ici, l'échafaudage du système économique du pays tire sa précarité dans l'impureté de ses charpentes. L'appel de l'état au renforcement de celles-ci restera sujet à déboires sans une prise de pas sur les adeptes du schématisme, du stéréotype, de la politique de façade et des sciences occultes.

*«Mieux vaut prendre le changement par la main avant qu'il ne nous prenne par la gorge», **Winston Churchill.***

LEXIQUE, ABRÉVIATIONS, ACRONYMES

AAPG - *American Association of Petroleum Geologists*, est l'une des plus grandes associations mondiales regroupant les professionnels de la géologie. Ses activités portent sur les géosciences essentiellement pétrolières. Fondée en 1917, cette association américaine, basée à Tulsa, Oklahoma, a plus de 35 000 membres dont près d'un tiers des membres résident hors USA.

AIE- *Agence Internationale de l'Energie*- Organisation intergouvernementale autonome rattachée à l'OCDE. Elle est composée de 30 pays membres, pour la plupart importateurs de pétrole. Fondée en 1974 à la suite de la première crise pétrolière, elle a initialement pour vocation de coordonner les mesures à prendre en cas de difficultés d'approvisionnement sur les marchés pétroliers, et plus globalement de garantir la sécurité énergétique de ses membres.

Alnaft - Agence nationale (algérienne) pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Elle est chargée de la gestion et la promotion du domaine pétrolier algérien.

Amont (activité) - En pétrole, c'est la branche chargée de l'activité Exploration, développement et production des hydrocarbures.

Anti-trust (loi) - C'est une loi anti-monopole ou loi pour la concurrence. Le terme anglais «trust» désigne une grande entreprise bénéficiant d'une concurrence faible et monopolisant un marché. Cette loi a vu le jour en 1890 aux États-Unis, pour lutter contre le monopole de compagnies pétrolières comme la Standard Oil, et poser les bases du droit de la concurrence dans le monde.

API- *American Petroleum Institut*. Norme américaine mesurant, entre autres, la densité et indiquant la qualité d'un pétrole brute. Plus élevée est la densité API, plus léger est le pétrole et meilleure est sa qualité. Par exemple, le brut de Hassi Messaoud, de densité 45°API, est l'un des plus appréciés sur le marché pétrolier mondial.

APSI - Agence (algérienne) de Promotion et de Suivi des Investissements.

ARI - Advanced Resources International, Inc. (USA)

Backwardation - Un contrat est en «Backwardation» quand les prix à termes sont décroissants en fonction de l'éloignement de l'échéance de la réception du produit. Plus la durée de l'offre est longue moins son prix moyen est élevé. Un contrat sur 24 mois sera ainsi moins cher qu'un contrat sur 12 mois. Ex. le prix du baril payé à la livraison (échéance) sera inférieur au prix actuel.

Banque mondiale (BM) - Institution financière internationale qui accorde des prêts à effet de levier à des pays en développement pour des projets d'investissement. Elle comprend deux institutions: la BIRD et Association Internationale de Développement (*IDA* en anglais), créées pour lutter contre la pauvreté en apportant des aides, des financements et des conseils aux États en difficulté

Baril- Equivalent du français "fût" (tonneau). Unité de mesure volumétrique d'un hydrocarbure liquide, originaire des Etats Unis. 1baril (bbl) = 159 litres.

b/j - baril par jour

Biomasse- Énergie permettant de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion du bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques, etc. ou du biogaz (ou gaz biogénique) issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasses. L'énergie biomasse est la forme d'énergie la plus ancienne utilisée par l'homme depuis la découverte du feu à la préhistoire.

BCF - Billion Cubic Feet. Milliard de pieds cubes. Unité de volume de gaz utilisée par les Américains (1 BCF = 0.028 BCM)

BCGA - *Basin Centered Gas Accumulation*. Désigne des accumulations de gaz situées dans les parties centrales profondes d'un bassin sédimentaire. C'est un type de gaz non conventionnel.

BCM - Billion Cubic Meter (1 BCM = 1 milliard de mètres cubes).

BEP - Baril Équivalent Pétrole, (BOE en Anglais), est une unité conventionnelle permettant la comparaison entre différentes sources d'énergie, notamment entre le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Le pétrole brut est pris comme référence.

BEP - Break-Even-Price. Prix correspondant au seuil de rentabilité ou, par exemple, à l'équilibre budgétaire d'un pays pétrolier.

Big Oil - Désigne l'ensemble des supermajors du pétrole comme BPAmoco, ExxonMobil, Total, Chevron, etc. Le terme utilisé régulièrement par les médias depuis 2005, fait référence à la puissance économique, individuelle et collective, des industries géantes du pétrole et de l'essence et à leur influence politique présumée, en particulier aux États-Unis. Le « Big Oil » est souvent associé au lobby de l'énergie.

Billion - Un milliard, chez les américains et les anglais.

BIRD- Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement. Pour devenir un membre de la BIRD, un pays doit d'abord adhérer au Fonds monétaire international (FMI).

Boosting - Installation de compression de gaz au niveau du gisement lors de sa déplétion. Cette installation permet d'augmenter la récupération du gaz.

BRICS - Principaux pays émergents (Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud).

BRUT- Désigne un pétrole à l'état brut (tel que produit du gisement), avant son traitement et sa transformation. Aussi, le terme «brut» est souvent utilisé pour désigner le pétrole.

BTU- *British Thermal Unit*. Unité anglaise de mesure du pouvoir calorifique du gaz. C'est la quantité de chaleur nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré Fahrenheit (-17 °C) à la pression constante d'une atmosphère.

CAMEL- Compagnie algérienne du méthane liquéfié, aujourd'hui GL4Z, nom de l'usine de GNL d'Arzew construite en 1964 par les anglais.

CAPEX - (*CAPital Expenditure* ou dépense en capital). Désigne les dépenses Exploration-Développement. En général, les CAPEX peuvent atteindre 700 à 800 millions de dollars. Il s'agit des dépenses d'investissement.

CBM - *Coalbed Methane*. Type de gaz non conventionnel associé au charbon.

CCG - Conseil de Coopération du Golfe (Arabie Saoudite, Bahreïn, Emirats Arabes Unis, Koweït, Oman et Qatar)

CEDEAO - Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest, établie par le traité de Lagos signé le 28 Mai 1975 par quinze pays de l'Afrique de l'Ouest : Bénin, Burkina, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Sénégal, Sierra Leone, Togo. Le Cap-Vert a rejoint la Communauté en 1976 mais la Mauritanie a décidé de la quitter en 2000.

Choc pétrolier - Hausse draconienne du prix du baril, causée par une chute de l'offre. En général, il y a choc quand le taux d'utilisation des capacités de production est à moins de 50% (cas de l'année 1981 quand le baril a dépassé la barre des 32 dollars). A l'opposé, l'**antichoc** (ou contre choc) c'est la baisse du prix du baril résultant d'un taux d'utilisation des capacités de production avoisinant 90% ou plus (Ex. 93% en 1973, et 87% en 1979).

CIF - *Cost + Insurance+ Freight (Coût + Assurance + Fret)*. Coût global incluant l'assurance et le transport en mer jusqu'à la frontière nationale. Il est souvent utilisé pour exprimer le montant des importations dans le calcul du solde commercial. Le prix CIF s'oppose au prix FOB.

Clause de destination - Clause contractuelle qui empêche l'acheteur (de gaz par exemple) de revendre ce gaz en dehors d'une zone géographique déterminée.

Club de Paris - Institution créée en 1956, qui constitue un groupe informel de créanciers publics dont le rôle est de trouver des solutions coordonnées et durables aux difficultés de paiement de pays endettés. Les pays membres permanents du Club de Paris sont: Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Irlande, Italie, Japon, Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni, Russie, Suède, Suisse.

CNES - Conseil National Économique et Social- Algérie

CNUCED - Conférence des Nations unies pour le Commerce et le Développement

Condensat- Liquide de Gaz Naturel (ou NGL en anglais). Le gaz naturel contient certains hydrocarbures relativement lourds qui se condensent quand la pression et de la température du gisement sont aux conditions de surface, en tête de puits de production. Le condensat peut être de type lourd (45 à 75 °API) ou léger (76 à 85 °API). Le condensat léger est aussi appelé «gazoline naturelle» ou «essence naturelle» du fait qu'il est naturellement plus raffiné que le pétrole brut (C5 et plus). Le gaz peut aussi se condenser en isotherme dans le gisement quand la pression de ce dernier chute au-dessous d'une certaine valeur.

Contango - Un contrat est en **contango** quand les prix à termes du produit sont croissants en fonction de l'éloignement de l'échéance de livraison du produit. Plus la durée du contrat est longue, plus le prix du produit est élevé. Par exemple, un contrat sur une durée de 24 mois coûte plus cher qu'un contrat sur une durée de 12 mois.

CFPA - Compagnie Française des Pétroles-Algérie). Elle découvre, en association avec la SNRepal, le gisement de Hassi Messaoud en juin 1956.

CNED - Centre national d'enseignement à distance (France)

COFACE - Compagnie française d'assurance pour le commerce extérieur

CREPS - Compagnie de Recherche de Pétrole Sahara. Cette dernière découvre en 1953 le premier gisement de gaz de Berga dans la région d'In Salah,

Contrat à terme - (en anglais: *Futures*) est un engagement ferme de livraison d'un actif sous-jacent à une date future (appelée échéance ou maturité) à des conditions définies à l'avance. Contrairement au *forward*, le contrat à terme est standardisé pour être négocié sur un marché à terme organisé.

COP - Le sigle COP signifie « Conférence des Parties » – Les parties désignent les pays ayant adopté la Convention-cadre des Nations unies contre le changement climatique, lors du Sommet de la Terre de Rio de Janeiro, en 1992. La COP est donc une conférence mondiale sur le climat, organisée chaque année sur un continent différent pour maîtriser l'augmentation des gaz à effet de serre causée par l'homme, dans le but d'éviter un dérèglement dangereux du climat.

COT - Carbone Organique Total. Représente la teneur de la roche mère en carbone organique, exprimée en pourcentage du poids de la roche. Ex: COT = 5% signifie qu'une tonne de roche mère contient 50 kg de carbone organique, lié à la matière organique.

Coût de la découverte - (en dollar par baril) exprimé par le rapport des dépenses exploration au volume des réserves récupérables découvertes. À ne pas confondre avec le «coût technique pétrolier» (*Unit Technical Cost- UTC*) qui représente le prix de revient d'un baril de pétrole rendu au point de livraison (exemple : à la côte) et qui est directement contrôlé par le rapport des dépenses amont (coûts pétroliers ou *Cost Oil*) aux réserves produites.

CPF - *Central Processing Facilities*. Centre d'installations et d'infrastructures permettant l'ingénierie et le traitement des Hydrocarbures. La construction d'un CPF peut coûter jusqu'à plus de deux milliards de dollars.

Diagraphie - Enregistrement électrique en continu, le long d'un forage, des caractéristiques physiques et géologiques des roches. La diagraphie est appelée aussi géophysique de sondage.

DOE- Department Of Energy (Département américain à l'énergie)

DTM- Démontage et Transport du Matériel. Opération qui consiste à démonter un appareil de forage et le matériel y associé, et les transporter vers une autre zone à forer.

Dumping - Pratique qui consiste à vendre sur les marchés extérieurs à des prix inférieurs à ceux du marché national, ou même inférieurs au prix de revient.

EIIL - État Islamique en Irak et au Levant, ancêtre de l'EI (État Islamique).

Energie fossile - Désigne l'énergie produite à partir de composés issus de la fossilisation et la décomposition des êtres vivants formés principalement de carbone. Elle englobe le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Ces produits sont présents en quantité limitée, non renouvelable et leur combustion entraîne des gaz à effet de serre.

Énergie primaire - Est l'énergie disponible dans l'environnement et directement exploitable sans transformation. Exemple : le rayonnement solaire est une énergie primaire. En revanche, si cette énergie est convertie en électricité, l'énergie électrique produite est considérée comme une énergie secondaire.

EOR - *Enhanced Oil Recovery* - Récupération tertiaire, technique permettant de produire une partie du pétrole immobilisable par les récupérations primaire et secondaire. Le principe de l'EOR consiste à augmenter la mobilité du pétrole par la réduction de sa viscosité en injectant, selon le procédé utilisé, du dioxyde de carbone (CO₂), de l'azote, des détergents et des produits beaucoup moins visqueux que l'eau (polymères et tensioactifs) afin de défaire les forces capillaires et décoller le pétrole de la roche.

FEED - Front-End Engineering Design. Étude d'avant-projet d'ingénierie pour la conception d'un projet

Fenêtre à huile (à gaz) - Phase naturelle de la transformation de la matière organique en hydrocarbures. Elle débute à partir d'une température d'environ 62 ° C (fenêtre à huile) pour le pétrole et à 150° C pour le gaz (fenêtre à gaz).

First Oil, first gas- Désigne l'année de la première mise en production d'un gisement d'hydrocarbure après sa découverte.

FMI- *Fonds Monétaire International* - Institution internationale regroupant 189 pays, dont le but est de promouvoir la coopération monétaire internationale afin de garantir la stabilité financière et économique et faire reculer la pauvreté.

F.O.B- *Free On Board*. Le prix FOB est celui d'une marchandise au port d'embarquement. La marchandise est achetée ou vendue sans les frais de transport et autres frais et taxes y afférents et sans les assurances. Par conséquent, quand on achète une marchandise à un prix « FOB », il faut ensuite payer son transport et les taxes ainsi que les frais d'assurances. Le prix « FOB » est ainsi toujours inférieur au prix « *Cost Insurance and Freight (CIF)* » incluant ces charges.

FPEG - Forum des pays exportateurs de gaz. Ce forum, fondé en 2001 à Téhéran (Iran) et dont le siège est à Doha (Qatar), est une organisation intergouvernementale qui vise à défendre les intérêts nationaux des pays exportateurs de gaz naturel. Il est composé de 13 pays membres et 5 pays observateurs dont deux de l'OCDE européenne.

FRR - *Fonds de régulation des recettes* (Algérie). C'est un compte en dinars algériens, crée en 2000, par le ministre des finances Abdelatif Benachennou. Il est alimenté par la fiscalité pétrolière non budgétisée sur un prix fixé du baril (prix de référence budgétisé). Le FRR enregistre l'excédent des recettes pétrolières entre le prix de référence et le prix réel du baril. Son but est couvrir les déficits budgétaires (ex : les subventions, les augmentations des salaires...).

FSU - Former Soviet Union (ex. URSS)

GATT - *General Agreement on Tariffs and Trade*, ou accord général sur les tarifs douaniers et le commerce. Signé par une vingtaine de pays, le 30 octobre 1947, le GATT était chargé de réguler le commerce mondial afin de remédier aux pratiques protectionnistes et à la guerre économique des années 1930 avant de devenir OMC en janvier 1995.

Gazoduc - Tube d'acier de quelques dizaines de centimètres de diamètre au travers duquel le gaz est acheminé du gisement aux différents centres de traitement ou pôles de consommation. La longueur d'un gazoduc peut atteindre des centaines, voire des milliers de kilomètres. Le plus long gazoduc du monde (8 800 km) est chinois. Depuis Xinjiang, il traverse 14 provinces, municipalités et régions autonomes pour atteindre Hong Kong. Il est mis en service en 2012.

Gazoline - Le condensat est parfois dénommé « natural gasoline », littéralement « essence naturelle », par les anglophones parce qu'il contient des hydrocarbures dont le point d'ébullition est proche de celui de l'essence.

GCR- Gas Condensat Ratio. Représente la teneur d'un gaz en condensat ou la richesse d'un gaz en condensat, exprimée en gramme de condensat par mètre cube de gaz.

GES - Gaz à Effet de Serre - Gaz qui absorbent une partie des rayons solaires en les redistribuant sous la forme de radiations au sein de l'atmosphère terrestre, phénomène appelé « effet de serre ». Comme GES on peut citer la vapeur d'eau (H₂O), le Dioxyde de carbone (CO₂), le Méthane (CH₄), l'Ozone (O₃), le Protoxyde d'azote (N₂O), l'Hydrofluorocarbures (HFC), etc. Ils sont responsables de la hausse des températures à la surface de la planète (réchauffement climatique).

Gigawatts (GW) - En électricité, un milliard de watts

Gigawattheure (GWh) - Unité d'énergie correspondant à mille millions de watts heure ou un million de kilowattheures.

GME- Gazoduc Maghreb-Europe (aujourd'hui Pedro Duran Farell) reliant le gisement de gaz de Hassi Rmel (Algérie) à l'Espagne, via le Maroc.

GNL- Gaz Naturel Liquéfié (LNG en anglais). C'est particulièrement le méthane qui est liquéfié afin de pouvoir assurer son exportation et commercialisation longue distance au moyen de bateaux méthaniers, à défaut de gazoducs intercontinentaux onéreux.

GOM - Golf Of Mexico (Golfe du Mexique)

GOR - Gas Oil Ratio. Désigne le volume de gaz dissous dans un mètre cube de pétrole dans les conditions du gisement.

GPL- Gaz de pétrole liquéfiés (LPG en anglais). Ils peuvent être obtenus par extraction directe des champs pétroliers ou par traitement du pétrole et des gaz humides. Ils sont constitués essentiellement de propane (90%) et du butane (3%). A la température ambiante ces gaz sont à l'état gazeux. Ils deviennent liquides sous une pression de quelques bars seulement. Les GPL sont stockés à l'état liquide. Ils ont une utilisation domestique et comme carburant GPL/C.

Guerre des Six Jours - S'est déroulée du 5 au 10 juin 1967 et opposa Israël à l'Égypte, la Jordanie et la Syrie.

Guerre du Kippour - ou guerre du Ramadan ou guerre d'Octobre ou guerre israélo-arabe, du 6 au 24 octobre 1973, opposant Israël à une coalition menée par l'Égypte et la Syrie.

«**Harraga**» - Pluriel de harrag. Désigne un migrant clandestin, qui prend la mer depuis les pays du Maghreb à bord d'embarcations diverses (bateaux de pêche, bateaux pneumatiques à moteur) pour rejoindre illégalement les côtes européennes. Le mot «harraga» est un terme de l'arabe algérien, désignant « ceux qui brûlent » les papiers, les lois, etc.

HHC - Hors hydrocarbures

«**Hitiste**» - Terme algérien qui désigne quelqu'un (un jeune chômeur en particulier) qui, désœuvré, passe tout son temps adossé à un mur. En arabe le terme «Hit» signifie le mur.

Hydrocarbures conventionnels - Réserves (ou ressources) de pétrole et de gaz qui peuvent être facilement exploitées avec les moyens technologiques actuels.

Hydrocarbures non conventionnels - Réserves de pétrole et gaz dont l'existence est démontrée mais qui, pour des raisons technologiques, n'ont pas encore été exploitées.

ICE - *Intercontinental Exchange*. Créé en 2000 par Jeffrey Sprecher, c'est un marché en ligne spécialisé dans le négoce de l'énergie. L'ICE se développe très vite par des acquisitions aux États-Unis et en Europe.

IDH - Indice de développement humain, variant de zéro, pour un pays sous développé, à un (01) pour un pays développé.

IEA - Information Energy Administration (Agence américaine)

IFP - Institut Français du Pétrole

IFPEN - Institut français du pétrole et des énergies nouvelles

IHS - *Information Handling Services*, une société américaine d'études, d'information économique et de conseil dans le domaine de l'énergie et de l'ingénierie.

ILSA - *Iran and Libya Sanctions Act*- Embargo économique et commercial imposé par les États-Unis contre l'Iran et la Libye en 1996 interdisant aux compagnies pétrolières étasuniennes, et même étrangères, à investir dans ces deux pays.

IP - indice de profitabilité. C'est le rapport entre le flux de trésorerie (*cash flows*) et le capital investi.

IPO - *Initial Public Offering* (« introduction en bourse » en français), est une opération financière grâce à laquelle une société peut ouvrir son capital sous la forme d'actions vendues aux investisseurs sur un marché boursier.

IPEMED - Institut de Prospective Économique du Monde Méditerranéen

KWh – Kilowattheure ou kilowatt-heure, est une unité d'énergie correspondant à celle consommée par un appareil de puissance 1 000 watts pendant une durée d'une heure.

Md(s) - Milliard(s)

Md(s) T, TEP, bbl - Milliard(s) de Tonnes, de Tonnes Équivalent Pétrole, de baril

Merging - En pétrole, c'est un regroupement, fusion, de deux ou plusieurs sociétés pour en former une seule

MMbbl - Million de barils

MMBEP - Million BEP (Baril équivalent pétrole)

MMb/j - Million de barils par jour

MMBTU - Million British Thermal Unit

MMTonnes- Million de tonnes

MMTEP- Million de TEP

MTBE (*Méthyl Tert-Butyl Éther*), un additif pour l'oxygénation et l'amélioration de l'indice d'octane de l'essence, réduisant de fait les émissions des gaz d'échappement des véhicules.

MW- Mégawatt - est une unité de puissance qui désigne la capacité de production d'une installation électrique (ferme éolienne, panneau solaire, centrale nucléaire, ...)

MWh - Mégawattheure correspond à la quantité d'énergie produite en une heure par un mégawatt.

NYMEX - New York Mercantile Exchange, est une bourse spécialisée dans l'énergie et les métaux

NOC - *National Oil Company*. Il s'agit de compagnies nationales telles la SONATRACH, Petronas, Equinor, Petrobras, etc. où l'État détient 100% des intérêts ou la majorité quand la capital de la société est ouvert.

OCDE - *Organisation pour la Coopération et le Développement Economique (OECD en anglais)*. Elle regroupe 35 pays dont 26 européens (Autriche, Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Islande, Italie, Ireland, Lettonie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume-Uni, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse, Turquie.), trois nord-américains (Canada, Mexique, USA) et quatre océaniques (Australie, Japon, Nouvelle Zélande, Corée du sud), Israël, Chili. C'est en général ce qu'on appelle le bloc occidental.

Oléoduc - Tube d'acier de quelques dizaines de centimètres de diamètre au travers duquel le pétrole brut est acheminé du gisement aux différents centres de traitement ou pôles de consommation. La longueur d'un gazoduc peut atteindre des centaines, voire des milliers de kilomètres. Le plus long oléoduc du monde est celui de **Droujba** (Russie), mis en service à la fin de 1963. D'une capacité de 1.4 million de baril, il transporte sur 4 000 km du pétrole depuis le Sud-Est de la Russie vers l'Allemagne à travers l'Ukraine, la Hongrie et la Pologne. Sa capacité

OMC – Organisation Mondiale du Commerce, créée le 1^{er} janvier 1995, en remplacement au GATT. Elle s'occupe des règles régissant le commerce entre les pays. Au jour d'aujourd'hui, elle est composée de 164 pays membres.

OPA - Offre publique d'achat, est une opération par laquelle une entreprise cherche à prendre le contrôle d'une société cotée en achetant ses titres à ses actionnaires. Pour inciter ceux-ci à vendre leurs titres, le prix offert est généralement supérieur au cours coté. C'est le cas du «merging» BPAmocoArco, ExxonMobil, ChevronTexaco, etc.

OPAEP - Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole, (en anglais : Organization of Arab Petroleum Exporting Countries - OAPEC), est une organisation internationale inter-gouvernementale fondée en 1968 et dont le siège est à Koweït.

OPEP - (OPEC en anglais). Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole. Créée le 10.09.1960 à l'initiative du Venezuela, lors d'une réunion à Bagdad avec 4 autres pays pétroliers (Irak, Iran, Arabie saoudite et Koweït) suite à une dramatique chute du prix du pétrole. Au mois d'octobre 2020, cette organisation est composée de 13 pays : l'Algérie, l'Angola, le Congo (adhésion en juin 2018), la Guinée Equatoriale (adhésion en mai 2017), le Gabon, l'Iran, l'Iraq, le Koweït, la Libye, le Nigéria, l'Arabie Saoudite, les Émirats Arabes Unis et le Venezuela.

OPEX - Désigne les coûts de production opérationnels (OPERating EXpenditure). En y intégrant les CAPEX on aura le coût de production global. Ce dernier varie d'un gisement à l'autre et d'un pays à l'autre. À titre indicatif, durant les toutes dernières années (données de 2015), le coût de production global en Arabie saoudite était de 10 dollars/baril alors qu'il était de 21 dollars en Algérie, 8.5 dollars au Koweït, 17 dollars en Russie, 36 dollars aux États-Unis et 52 dollars au Royaume Uni. Les OPEX ne sont pas des investissements.

ONS - Office National des Statistiques (Algérie)

ONU - Organisation des Nations Unies.

ORB - *OPEC Reference Basket*- Le prix du panier de référence du pétrole de l'OPEP

ORSEC - Plan d'urgence ou plan de secours spécialisé. Bien que le terme soit conservé, il ne signifie plus simplement «ORganisation des SECours » mais depuis 2006, il est devenu de manière plus large « Organisation de la Réponse de SECurité Civile.

Pétrole de schiste - Pétrole formé mais non expulsé par la roche-mère. Il est produit par fracturation hydraulique.

PFC Energy - *Petroleum Finance Company*. Un groupe privé américain d'études, de recherche et de consulting dans le domaine de l'énergie, ayant IHS Markit comme société mère.

PGA - *Pétrole et gaz arabes*. Publication bimensuelle spécialisée, publiée par Stratégies et Politiques Énergétiques (SPE). Président : Francis PERRIN.

Pic pétrolier («peak oil») - C'est le moment où la production de pétrole passe par son maximum avant de commencer à chuter du fait de l'épuisement des réserves prouvées dont on dispose.

PISA - Est l'acronyme de «*Program for international Student Assessment*» ou en français programme international pour le suivi des acquis des élèves. Pilotée par l'OCDE, PISA, regroupant 79 pays, mesure l'efficacité des systèmes éducatifs. L'objectif est de comparer les performances des élèves issus de différents environnements d'apprentissage pour comprendre ce qui les prépare le mieux à leur vie d'adulte.

Play - Terme anglais très utilisé en géologie pétrolière pour désigner une zone, un bassin ou un réservoir susceptible de présenter un intérêt pétrolier.

PNB- Produit National Brut. Il représente l'ensemble des revenus nationaux qu'ils soient produits sur le territoire national ou à l'étranger. Il diffère du PIB (Produit Intérieur Brut) par le fait que ce dernier ne représente que les valeurs des biens et services produits par les unités économiques exerçant sur le territoire national. Théoriquement le PNB est supérieur au PIB pour les pays développés tandis que l'inverse caractérise les pays accueillant les IDE.

PNUD- Programme des nations unies pour le développement. Le PNUD, basé à New York et présent dans plus de 170 pays, aide les gouvernements à intégrer les Objectifs de Développement Durable (**ODD**) dans leurs politiques et projets nationaux de développement. Sa mission consiste à aider les pays à lutter contre l'extrême pauvreté, les inégalités et l'exclusion.

PSC - *Production Share Contract* (Contrat de partage de production)

Réserves de change - Sont des réserves en monnaies étrangères ou en or détenues par les banques centrales. Elles servent à la convertibilité de la monnaie nationale par rapport aux devises. Toucher aux réserves de change c'est dévaluer la monnaie nationale. Les réserves de change sont donc une épargne permettant à un pays de continuer à importer malgré les aléas du commerce international.

Réserves prouvées (pétrole)- Volume minimal estimé avec une certitude ou probabilité raisonnable de 90% (désignées par P90 ou P1) et dont l'existence est prouvée par un test débitant en surface. Techniquement, les volumes prouvés sont limités à un rayon de drainage de un kilomètre autour du puits pour le pétrole et de deux kilomètres pour le gaz du fait de la meilleure mobilité du gaz.

Réserves probables - Ayant une probabilité d'existence supérieure ou égale à 50 % (désignées par P50 ou P2). Elles ne sont pas confirmées par des tests mais présentent les caractéristiques géologiques et géophysiques similaires à celles des prouvées.

Réserves possibles - Volume maximal mais dont la chance d'existence est estimée à seulement 10% (désignées par P10 ou P3). Elles sont définies à base des seules données géologiques favorables mais l'absence évidente de leur communication directe avec les réserves prouvées et probables ne permet pas de la classer comme certaines.

Réserves en place - Volume existant dans le réservoir en subsurface

Réserves récupérables - pourcentage de réserves en place pouvant être récupéré en surface. On récupère, en général, 25% des réserves pétrolières et 80% des réserves gazières en place.

Réserves non conventionnelles - Volumes d'hydrocarbures qui ne peuvent pas être exploités par les techniques actuelles. On parle aussi d'hydrocarbures non conventionnels.

Ressources «ultimes» - Représentent la somme des volumes d'hydrocarbures déjà consommés, ceux prouvés (disponibles) et ceux restant à découvrir, autrement dit tout ce que le bassin en question a généré comme hydrocarbures.

Roche mère - Roche où se forme les hydrocarbures. En général, une roche mère est argileuse.

Schistes bitumineux - Roches sédimentaires argileuses (roches mères) à grain fin, feuilletées, contenant des substances organiques, les kérogènes, non transformés en pétrole. À ne pas confondre avec le pétrole de schiste. Le pétrole issu des schistes bitumineux est non conventionnel.

Sables bitumineux (ou bitumeux) - Mélange de bitume brut, de sable et d'argile minérale et d'eau. Sable enrobé d'une couche d'eau sur laquelle se dépose la pellicule de bitume. Plus la pellicule de bitume est épaisse, meilleurs sont les sables bitumineux en termes de quantité de pétrole extractible. Le pétrole issu des sables bitumineux est non conventionnel.

SEC - (*US Securities and Exchange Commission*) est l'organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers.

Seven Sisters - (ou les 7 sœurs en Français), désigne les sept grandes compagnies ayant dominé l'industrie pétrolière mondiale dans les années 1940 (Gulf Oil, Texaco, Mobil, British Petroleum, Chevron, Royal Dutch Shell et Exxon).

Sipex - Sonatrach International Petroleum Exploration & Production

SNRepal - Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie, créée en 1946 par le Bureau de recherche de pétrole (BRP - Elf Aquitaine) en association avec le gouvernement général de l'Algérie. Elle découvre, en association avec la CFP, le gisement de Hassi Messaoud en juin 1956. La SNRepal découvre aussi, en novembre 1956, le gisement de gaz de Hassi Rmel.

SPE - (Society of Petroleum Engineers), la plus grande association professionnelle des ingénieurs des pétroles, basée aux États-Unis et spécialisée dans la standardisation des définitions et des normes dans l'industrie pétrolière.

Spot (prix, marché) - la notion de marché spot est apparue au début des années 2000, avec l'ouverture à la concurrence du marché du gaz naturel. Auparavant, le marché s'articulait autour de contrats signés entre producteurs et fournisseurs sur le long terme, pour des durées allant jusqu'à 25 ans. Le marché spot est venu prendre le dessus sur ce fonctionnement avec des transactions effectuées au jour le jour. Les prix sont fixés «on the spot», c'est-à-dire sur le moment et au comptant.

Swing producer - (Producteur d'appoint). Désigne un producteur disposant de grandes capacités lui permettant d'augmenter ou diminuer sa production et d'influer sur les prix pour équilibrer le marché. L'Arabie saoudite et l'OPEP en constituent un bel exemple.

TCF - Trillion Cubic Feet = 1000 milliards de pieds cubes. Unité de volume de gaz utilisée par les américains

TCM - Trillion Cubic Meter = 1000 milliards de mètres cubes

TEP - Tonne-équivalent-pétrole. Unité permettant la comparaison entre différentes sources d'énergie, notamment entre le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Le pétrole brut est pris comme référence.

Transmed - Gazoduc sous-marin reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie. Cet ouvrage, mis en service en 1983 porte aujourd'hui le nom d'Enrico Mattei.

TRI -Taux de Rentabilité Interne d'un investissement. Un projet d'investissement ne sera généralement retenu que si son TRI prévisible est suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire. Par exemple : Un TRI de 15% signifie qu'on a investi un dollar et récupéré ce dollar plus 0.15 dollar, c'est-à-dire le montant investi plus un bénéfice équivalent à 15% de ce montant.

Trillion - Un million de millions (10^{-12}) chez les américains et les anglais.

UE - Union européenne - Association politico-économique créée le 1^{er} novembre 1993 (traité de Maastricht, Pays-Bas) et a son siège à Bruxelles (Belgique). Au 1^{er} février 2020, cette union regroupe 27 états européens (Allemagne, Autriche, Belgique, Bulgarie, Chypre, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Suède, Tchéquie).

UNESCO - *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization* (Organisation des Nations Unies pour l'Education, les Sciences et la Culture). C'est un organe de l'ONU qui comprend 193 États membres et 11 associés. Son rôle est de contribuer à préserver le patrimoine culturel tel que le patrimoine culturel subaquatique, etc.

USGS- United States Geological Survey

UTC - *Unit Technical Cost*, « coût technique pétrolier» qui représente le prix de revient d'un baril de pétrole rendu au point de livraison (exemple: à la côte) et qui est directement contrôlé par le rapport des dépenses amont (coûts pétroliers ou *Cost Oil*) aux réserves produites.

VAN - Valeur Actuelle Nette (Net Present Value – NPV en anglais). Pour un investissement, la VAN est un indicateur de rentabilité. Il désigne un flux de trésorerie actualisé qui représente l'enrichissement supplémentaire de l'investissement en comparaison avec ce qui avait été exigé comme étant le minimum à réaliser pour l'investisseur.

Watt (W) - Unité internationale de puissance ou de flux énergétique. Un **watt** équivaut à un joule par seconde.

Wattheure (Wh) - Énergie fournie ou consommée par un appareil d'une puissance d'un **watt** pendant une **heure**.

WPC - World Petroleum Council- Congrès mondial de l'industrie du pétrole et gaz regroupant périodiquement les principaux acteurs internationaux. Le premier congrès a eu lieu en 1993 à Londres. Il était organisé tous les quatre ans puis tous les trois et enfin tous les deux ans selon les différents empêchements de force majeure (guerres, etc.). Par exemple, le 23^e WPC qui devait se tenir en 2020, est reporté pour 2021 aux USA à cause de la pandémie COVID-19. Le 22^e WPC a eu lieu à Istanbul (Turquie) en 2017.

ZEE - *Zone Économique Exclusive*. Zone marine appartenant à un pays, l'autorisant à y exercer des droits souverains pour l'exploration des ressources naturelles. Cette zone s'étend sur une distance maximale de 370.4 kilomètres (200 milles marin) à partir de la ligne de base de l'État, c'est-à-dire la limite géographique qui sépare le domaine émergé du domaine maritime du pays. Au-delà de la ZEE, il s'agit de l'offshore international.

CONVERSIONS COURANTES D'UNITÉS D'ÉNERGIE

N.B. Certaines équivalences et conversions sont approximatives. Elles peuvent varier légèrement selon les conditions de référence et la composition du produit.

PÉTROLE

1 baril = 159 litres = 0.159 m³
1 tonne = 7.33 barils = 1165 m³
1 m³ = 0.86 tonne = 6.33 barils
1 TEP = 1161 m³

GAZ NATUREL

1 BCM = 0.73 MM tonne GNL = 0.9 MM TEP = 35 BCF = 36 trillion BTU = 6.3 MM BEP
1 TCF = 28.3 BCM
1 TCM = 1000 BCM
1 m³ = 35 pieds-cubes (Cubic Feet, Cuft)=1.7*10⁻³ m³ GNL=7.25 *10⁻⁴ tonne GNL=0.0353 MMBTU
1 pied-cube (cuft) = 0.028 m³ = 1,027 BTU
1 million pied-cube (cuft) = 1 027 000 BTU
1 MM BTU = 28.3 m³ = 10⁹ Joules = 293 KWh = 1000 pieds-cubes gaz naturel = 0.025 TEP
1 BCF= 0.028 BCM = 0.026 MM TEP= 0.021 MM tonnes GNL= 1.03 trillion BTU= 0.18 MM BEP
1 trillion BTU= 0.028 BCM = 0.98 BCF = 0.025 MM TEP = 0.02 MM tonnes GNL = 0.17 MM BEP

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

1 tonne GNL = 1380 m³ gaz naturel = 2.5 m³ GNL = 1.23 TEP
1 m³ GNL = 0.4 tonne GNL ≈ 600 m³ gaz naturel
1 MM tonne GNL=1.38 BCM gaz naturel=49 BCF gaz naturel =1.23 MM TEP =52 trillion BTU =8.7 MM BEP

PRODUITS RAFFINÉS

1 tonne GPL = 1.15 TEP = 11.6 barils = 1.84 m³
1 m³ GPL = 0.54 tonne
1 baril GPL = 0.086 tonne

1 tonne condensat = 1.35 m³ = 8.5 barils = 1.114 TEP
1 m³ condensat = 0.74 tonne
1 baril condensat = 0.118 tonne

1 tonne kérosène = 7.8 barils = 1.35 m³
1 m³ kérosène = 0.8 tonne
1 baril kérosène = 0.128 tonne

ÉQUIVALENTS ÉNERGÉTIQUES

1 baril pétrole ≅ 58 000 BTU ≅ 164 m³ GNL
1 m³ pétrole ≅ 36 000 BTU ≅ 1033 m³ Gaz naturel
1 tonne pétrole ≅ 1111 m³ Gaz naturel ≅ 0.0044 GWh
1 TEP ≅ 11 700 KWh
1 TEP = 12 Megawatts-heure (MWh)
1 BCM = 10 milliards KWh = 10 millions MWh
1 Kcal ≅ 4 BTU
1 KWh ≅ 3412 BTU
1 Wh ≅ 3600 Joules
1 MM TEP=1.111 BCM gaz naturel=39 BCF = 0.8 MM tonnes GNL = 40 trillion BTU =7.3 MM BEP
1 MM BEP=0.16 BCM gaz naturel=5.6 BCF=0.14 MM TEP=0.12 MM tonnes GNL =5.8 trillion BTU

1 BTU = 0.252 Kcal = 1055 Kilojoules (KJ)
1 KWh = 860 Kcal \equiv 3600 KJ \equiv 3412 BTU
1 m³ GNL \equiv 0.037 Giga joules (GJ)
1 tonne GNL \equiv 52 giga joules \equiv 14305 KWh

CHARBON

1 tonne de charbon \equiv 0.67 TEP = 5 BEP = 23 MM BTU
1 TEP = 1.5 tonne de charbon
1 BEP = 0.2 tonne de charbon

Liste des tableaux

Tab.	Intitulé	Page
1	Top 10 des réserves mondiales de charbon	47
2	Réserves, production et consommation de pétrole OPEP vs OCDE	97
3	Top 10 des réserves mondiales de pétrole	105
4	Top 10 de la consommation de pétrole	106
5	Caractéristiques du pétrole BRENT vs WTI	116
6	Densité des différents pétroles bruts des principaux pays pétroliers	118
7	Composition des principaux gaz naturels dans le monde	163
8	Top 10 du torchage du gaz naturel dans le monde	168
9	Top 10 des réserves mondiales de gaz naturel	170
10	Top 10 de la production commercialisée de gaz naturel	171
11	Top 10 de la consommation mondiale de gaz naturel	173
12	Poids de chaque marché dans le paysage gazier mondial	178
13	Principaux acteurs du marché gazier américain	182
14	Principaux acteurs du marché gazier asiatique	183
15	Principaux acteurs du marché gazier européen	186
16	Pays membres et observateurs du FPEG	196
17	Prédiction des besoins énergétiques-scénarios 2040, en Méditerranée, par produit	205
18	Consommation actuelle d'énergie primaire et prévision 2040, BRICS vs OCDE	207
19	Top 10 des émissions de gaz à effet de serre (GES)	212
20	Mix énergétique mondial actuel vs horizon 2040	224
21	Liste des DG et PDG de la SONATRACH, ministres et chefs d'État	297
22	Besoins algériens en gaz 2018-2040 (scénarios conservateurs)	359
23	Nombre de forages d'exploration vs découvertes	376
24	Exemple d'évolution de la marge brute de raffinage sur BRENT (raffinerie française)	448
25	Capacités des raffineries algériennes	451
26	Recettes d'exportation des hydrocarbures par produit (2013-2018)	465
27	Programme national de développement des énergies renouvelables (2015-2030)	475
28	Réserves minières algériennes (source: ministère de l'industrie et des mines, 2015)	500

Liste des figures

Fig.	Intitulé	Page
1	Évolution du prix du baril de pétrole durant les 30 dernières années	136
2	Part du gaz dans le mix énergétique mondial	189
3	Évolution mondiale des volumes GNL échangés	190
4	Principaux pays exportateurs de GNL, année 2017	192
5	Top 10 de la consommation d'énergie primaire, année 2017	208
6	Mix énergétique OCDE vs BRICS	209
7	Algérie-Profil des exportations de pétrole brut (1963-1986)	237
8	Algérie- Effort sismique 2D (période 1966-2017)	240
9	Algérie- Effort de forage exploration (période 1966-2018)	241
10	Algérie- Évolution de la production de pétrole (période 1963-2018)	241
11	Algérie- Évolution de la dette extérieure	252
12	Algérie- Évolution de la production de gaz naturel (période 1965-2019)	263
13	Algérie- Évolution de la production du Condensat et GPL (période 1965-2018)	264
14	Algérie- Évolution de la taille des découvertes d'hydrocarbures	265
15	Algérie- Évolution du nombre de contrats de recherche	269
16	Algérie- Profil de production tous hydrocarbures confondus (1965-2020)	277
16a	Algérie- Évolution de la consommation d'énergie primaire	323
17	Algérie- Profil des exportations tous hydrocarbures confondus (1965-2020)	326
18	Algérie- Production VS Consommation locale (pétrole brut)	338
19	Algérie- Production GNL (période 2000-2018)	355
20	Algérie- Gaz naturel : Exportations VS Consommation locale	360
20a	Algérie- Volumes de gaz commercialisés VS besoins internes	361
21	Algérie- Profil conservateur de déclin des réserves prouvées de gaz naturel	362
21 a	Algérie - Pic gazier probable franchi en 2008	364
22	Algérie- Nombre de forages d'exploration VS nombre de découvertes	375
23	Algérie- Effort forage VS volume d'hydrocarbure en place découvert	375
24	Algérie- Volume découvert VS nombre de découvertes	376
25	Algérie- Courbe d'écrouissage du bassin d'Illizi	377
26	Algérie- Composition moyenne d'un baril de pétrole ordinaire	447
27	Algérie- Balance commerciale 2000-2019	518
28	Algérie- Évolution des réserves de change depuis 1986	520
29	Algérie- PIB vs Recettes pétrolières (1990-2018)	524
30	Algérie- PIB par habitant	524

BIBLIOGRAPHIE

- AIE** - Electricity from coal hit record high in 2014: 9 613 TWh, or 41.1% of global generation, September 2015
- AIE** - Golden Rules for a golden Age of gas, 2012.
- AIE** - World Energy Outlook 2014
- AIE**- Les chiffres clés de l'édition 2019 des « Key World Energy Statistics » de l'AIE
- AIE** - Oil Market Report, April 2017
- Alain Chauvet**-Méthodes de management, le guide-Les éditions d'organisation, 1995.
- Alain Perrodon** - Histoire des grandes découvertes pétrolières: un certain art de l'exploration, 1985.
- Alain Perrodon** - Quel pétrole demain, Édition Technip, 1999.
- Alain Perrodon** - Un siècle de recherches pétrolières. Travaux du Comité français d'Histoire de la Géologie, mars 1995.
- Alexandre Naulot, Oxfam France** - Banques françaises : quand le vert vire au noir. L'argent du changement climatique derrière le greenwashing des banques, 2015.
- Almond, S., Clancy, S.A., Davies, RJ. et al.** - The Flux of Radionuclides in Flowback Fluid From Shale Gas Exploitation. Environ Sci Pollut Res 21, 12316-12324, June 2014.
- Alnaft** - Opportunities of partnership in Algerian Hydrocarbon sector; 4th India-Africa Hydrocarbons Conference, 21 & 22nd January, 2016, New Delhi.
- André Giraud, Xavier Boy de La Tour** - Géopolitique du pétrole et du gaz, Édition TECHNIP, 1987- 418 pages.
- Andrew Walker** - Japanese nuclear restart to weigh on LNG market. Interfax Information Services Group, August 11, 2015.
- Anne-Laure de Marignan** - Comment augmenter le taux de récupération du pétrole dans les gisements ? IFP, mai 2005.
- Anne Lefèvre-Balleydier** - L'après-pétrole, lorsque les puits seront à sec. Petite encyclopédie, Larousse, octobre 2006.
- Arnaud Berthonnet** - L'industrie électrique en Algérie : le rôle des sociétés électriques et plus particulièrement d'EGA à partir de 1947. In: Outre-mers, tome 89, 2002.

Arthur Nelsen - Polish shale industry collapsing as number of licenses nearly halves, The Guardian, October 2015

Association canadienne des carburants - Aspect économique du raffinage du pétrole, Décembre 2013

Badreddine Benyoucef - Le rôle de l'agriculture dans le développement économique et social. Qu'en est-il de l'Algérie ?

Revue Agriculture. Numéro spécial 1 (2016) pp.17 – 31.

Balaji B. (Dr). Singh, Dr. J.N. Swamy - Shale Gas Impact on C2, C3 and C4 Derivatives - Chemical Market Resources Inc. Houston, Texas, USA, 2013.

Banque Mondiale - Rapport de suivi de la situation économique de l'Algérie, printemps 2017

Bauquis R.P - Constraints on fossil fuels supplies for the next half century. Global warming and energy policy -Conference, Fort Lauderdale, November 2000.

Beghoul Mohamed Said - Le gaz naturel demain: Espoir et Contraintes- Quotidien El Watan, Alger 10 et 11 Mai 1995.

Beghoul Mohamed Said - Le potentiel gazier de l'Algérie : Ressources et opportunités". 2ème symposium biennal de l'AIG, 2&3 Décembre 1999, Alger.

Beghoul Mohamed Said - Le projet de gazoduc Nigeria-Europe : Le fantasme du roi et l'effolement injustifié d'Alger. Quotidien «Le Soir d'Algérie», édition du 12 juin 2017.

Beghoul Mohamed Said - Gaz de schiste : ignorance et mensonge. Quotidien Liberté Édition du 12 mars 2015

Beghoul Mohamed Said - Le Pétrole: faits et méfaits. Quotidien El Watan Éditions des 3, 4 et 5 Janvier 1999.

Beghoul Mohamed Said - Le Pétrole: cette épreuve du siècle. Quotidien El Watan Éditions des 12, 13 & 14 Juin 2005

Beghoul Mohamed Said - The Hassi Rmel gas field (Algeria). A new approach in exploration and evaluation of the initial Oil and gas Reserves, SEG/EAGE International Conference, Cairo, Egypt, 17-19 Feb. 1998.

Beghoul Mohamed Said - Exploration des hydrocarbures en offshore : Quel impact sur l'environnement ? Quotidien El Watan, Edition du 02/01/2020

Belgacem Tahchi - « La guerre des gazoducs », Outre-Terre, 2014/4 (N° 41), p. 362-374. DOI : 10.3917/oute1.041.0362. URL: <https://www.cairn.info/revue-outre-terre2-2014-4-page-362.htm>.

- Benabbou Senouci** - Expansion du marché mondial du gaz naturel liquéfié et stratégies des acteurs. Étude comparative des stratégies algérienne, qatarie et russe. De Boeck Supérieur, « Innovations » 2012/1 n°37; pages 27 à 54
- Benerjee, Dwijenck** - Oil sands, heavy Oil, and bitumen: from recovery to refinery, 2012.
- Benjamin Augé** - L'Égypte, nouvelle plateforme gazière en Méditerranée orientale – notes de l'Ifri, Ifri, septembre 2018.
- Benjamin Dessus** - Que penser de l'affaire des gaz de schiste. - Les cahiers de Global chance N°33, mars 2013.
- Bernard Michaud** - Reservoir geology and geophysics. IFP/ENSPM, Hassi R'mel, February 2007
- Berthonnet Arnaud** - L'industrie électrique en Algérie : le rôle des sociétés électriques et plus particulièrement d'EGA à partir de 1947. In: Outre-mer, tome 89, n°334-335, 1er semestre 2002. L'électrification outre-mer de la fin du XIXe siècle aux premières décolonisations. pp. 331-352;
- Brogini Maurice** - Hydrocarbures et industrialisation en Algérie. Cahiers de la Méditerranée, n°4, 1972. Les hydrocarbures, migrations et accueil. pp. 1-22.
- Bouhafs Abdelhak** - Le gaz naturel algérien. Perspectives et stratégie, Revue de l'Energie, N° 482, Nov.1996.
- Boussena Sadek** - Doubler la production de l'OPEP au cours des vingt prochaines années : Est-ce réalisable ? Séminaire OPEP, Vienne, Sept.2001.
- Boutercha Hanane, Lahbil Nassira** - Les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie Etude de cas du champ de Hassi Messaoud. Thèse Master en Production, Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie, 22 mai 2016.
- BP** Statistical Review of World Energy, June 2018.
- Christophe-Alexandre Paillard** - La question des minerais stratégiques, enjeu majeur de la géoéconomie mondiale. Dans Géoéconomie 2011/4 (n° 59), pp. 17 – 32.
- Campbell, Colin J.** - Atlas of Oil and Gas Depletion, Edition Springer, 2013
- Carol L. - Ruthven R.**- Impact of technology on the global gas Resource base, Bureau of Economic geology, University of Texas, Austin, 1994.
- Cécile Miquel** - Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental, Juillet 2009
- Chabrelie M.F.** - integrated Europe improves the flow, Revue World gas Yearbook, 1998.

- CNES** - Conseil National Économique et Social - Rapports de conjoncture
- Cochener J.** - United States gas markets poised for growth into the 21st Century, Revue World gas Yearbook, 1998.
- Christophe Didier** - Gestion des risques environnementaux liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère. Séminaire "Hydrocarbures non conventionnels : contexte, enjeux, technologies et risques potentiels", Feb 2012, Paris, France.
- CNED - Académie en ligne** - Tectonique des plaques et recherche d'hydrocarbures, 2010.
- Commissariat général au développement durable** (France) - Chiffres clés de l'énergie, Édition septembre 2019
- Conseil Mondial de l'Énergie** - Les scénarios mondiaux de l'énergie à l'horizon 2050, «Avec l'autorisation du Conseil Français de l'Énergie, Paris, www.wec-france.org », 2013.
- Daniel J.K. Ross, R. Marc Bustin** - Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs. Department of Geological Sciences, University of British Columbia, February 2007.
- Dauger J.M** - Quel avenir pour le gaz dans l'espace euro-méditerranéen?, Magazine bip N° 8442 du 01.Oct. 1997.
- David A.Handwerger, Roberto Suarez-Rivera, Kelly I.Vaughn, and John F.Keller** - Method improve shale core analysis. The American Oil and Gas Reporter, Decemner.2012.
- Destanne de Bernis** - Les problèmes pétroliers algériens. Études internationales, V.2 (4), pp. 575–609, 1971.
- Devaux-Charbonnel Jean** - Les accords de Téhéran et de Tripoli. In : Annuaire français de droit international, Vol.17, 1971, pp.131-145
- Echikh K.**- Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. Institut National des Hydrocarbures et de la Chimie, S.N.E.D; Alger, 1975.
- EIA/ARI** - Shale Gas and Shale Oil resource Assessment methodology, May 2013
- EIA/ARI** - World shale Gas and shale Oil Resource Assessment, June 2013 and September 2015.
- EIA** - Diesel Fuel Explained, 2019
- EIA** - Permian Basin- Part 1, Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin, Geology review, February 2020.

- EIA** - Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Egypt, September 2015.
- Emmanuel Hache** - A nouveau 13 à table au 1^{er} janvier 2016 ! Pourquoi l'Indonésie (re)-rejoint l'OPEP ? Institut de relations internationales et stratégiques- Tribune, 8 janvier 2016.
- E & P magazines**- Années 2000, 2001 et 2002.
- E. R. (Ross) Crain, P.Eng.**- Unicorns in the garden of good and evil: *Part 3* – Coal Bed Methane (CBM), January 2011.
- FMI** - Réforme des subventions énergétiques en Afrique subsaharienne: expériences et enseignements. Département Afrique, Washington, 2013.
- FMI** - Perspectives de l'économie mondiale -World Economic Outlook Database, Avril 2020.
- Foura Mohamed, Foura Yasmina** - Ville nouvelle ou Zhun à grande échelle ? L'exemple d'Ali Mendjeli à Constantine. In: Les Annales de la recherche urbaine, N°98, 2005. Les visages de la ville nouvelle. pp. 122-126;
- François Fournier** - Géologie des ressources fossiles. Laboratoire de Géologie des Systèmes et Réservoirs Carbonatés Université de Provence.
- G.D.Hobson** - Nouveaux aspects de la géologie du pétrole. Édition française SCM, 1980
- Geoffroy Hureau, S.Serbutoviez, C.Silva** - Les investissements en exploration-production et raffinage, Ifp –Énergies nouvelles, 2014
- Georges Calas**- Les ressources minérales, enjeu majeur du développement durable, Éditeur : Collège de France, 2016
- Georges Mutin**-Le commerce extérieur de l'Algérie en 1964.In: Revue de géographie de Lyon, Vol. 40, N°4, pp.345- 365, 1965
- Geslin M., Urbain Pierre** - Radioactivité des argiles. In: Bulletin du Groupe français des argiles. Tome 12, nouvelle série n°7, pp. 17-18; 1960
- Ghanem (Dr) S.** - OPEC natural gas, no longer a by-product, Revue World gas, Yearbook, 1998. HART'S
- Goux Jean-François** - Les fondements de l'économie de découvert. A propos de la théorie de la liquidité de Hicks. In: Revue économique, volume 41, n°4, 1990. pp. 669-686.

- Greggio Rodolphe, Mafféi Benoît** - Rente pétrolière et crise économique. Le paradoxe des cours élevés du pétrole en période d'abondance productive et de crise économique », *Géoéconomie*, 2014/1 (n° 68), p. 111-126. DOI : 10.3917/geoec.068.0111. URL : <https://www.cairn.info/revue-geoeconomie-2014-1-page-111.htm>
- Grimaud Nicole** - Le conflit pétrolier franco-algérien. In: Revue française de science politique, 22^e année, n°6, 1972. pp. 1276-1307
- Guillaume Huet** - La découverte de gaz offshore en Méditerranée orientale: nouveau défi pour la stabilité du Proche-Orient, 2012.
- Guy Maisonnier, Geoffroy Hureau, Sylvain Serbutoviez, Constancio Silva** - Les investissements en exploration-production et raffinage en 2015 IFP Énergies nouvelles, Janvier 2016.
- GWEC (Global Wind Energy Council)** - Global Wind Energy Outlook, October 2016.
- Hamamda Mohamed Tahar** - Privatisation des entreprises publiques en Algérie. Editions Choiseul, 2011/1 n° 56, pp 133 à 157.
- Hocine-Nasser Bouabsa** - Qui empêche Sonatrach de construire ses raffineries en Algérie ? Contribution, 22 juin, 2018
- Hoffman (Dr) W.D** -Europe's gas. Its needs and supply options, Revue World gas Yearbook, 1998.
- Hannachi A., Gharzouli R., Djellouli Tabet Y.** - Gestion et valorisation des eaux usées en Algérie , Larhyss Journal, ISSN 1112-3680, n°19, Septembre 2014, pp. 51-62, 2014
- HIS** - Global Insight- The economic and employment contribution of shale gas in the United States, 2011.
- HIS** - An unconventional revolution: America's new energy future & economic opportunities, mai 2013.
- Housseem Eddine Chebbi** - Rapport de synthèse sur l'agriculture en Tunisie, Jan.2019.
- IEA** - World Energy Outlook, London, November 2017, 2018, 2019.
- IFPEN and Rystad Energy** - Hydrocarbures de roche-mère. État des lieux, 2013.
- IFPEN and Rystad Energy** - Economic Outlook New oil and gas discoveries in 2018, July 2019.
- IFPEN** - Regards économiques- Investissements en E&P, activités et marchés du forage, géophysique et construction offshore (2019), Février 2020

- James Caputo** - Shale plays: Basic geologic and engineering concepts. Seminar day, Boston, 2011
- James Conca** - No Peak Oil for America or the World, Forbes contribution, March, 2017.
- Jean-Clair Duchesne** - Introduction à la géochimie (pour mieux comprendre comment fonctionne notre Terre), septembre 2014.
- Jean-Claude Lenoir et Christian Bataille** - Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2013.
- J-F. Argillier, J-P. Héraud, A. Sanière** - Intégration et problématique du transport des huiles lourdes. IFP, Journées du Pétrole, 11 Octobre 2007.
- John Baffes, M. Ayhan Kose, Franziska Ohnsorge, and Marc Stocker** - The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses. Development Economic World Bank Group; March 2015.
- John Cubitt** - Handbook of Petroleum Exploration and Production, Elsevier, 2006
- Julien Rocherieux** - L'évolution de l'Algérie depuis l'indépendance, 2001/1 no 14 pp 27 à 50.
- Karim Khan, MSc, SPEC** - ADCO Review of Enhanced Oil Recovery by Non-hydrocarbon Gas Injection in Carbonate Reservoirs, Feb. 2017.
- Konstantinos Moutzouris** - Shale gas: Evolution, prospects and geopolitical implications on global energy commerce and LNG shipping. Athens, January 2013..
- K.S. Lee and T.H. Kim** - Characteristics of Shale Reservoirs. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. Springer Briefs in Applied Sciences and Technology, 2016.
- Laurence Tbieux** - Rapport sur le mouvement associatif de la femme dans le milieu rural en Algérie. Edition CERAI, 2010.
- L. de Lary, H.Fabriol, I. Moretti, F.Kalaydjian, C. Didier** - Maitrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roches-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche. BRGM/RP-60312-FR, 2011.
- Lisa Sumi** - Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale; For the Oil & Gas accountability project/earthworks, May 2008
- Marc Durand** - Les risques technologiques liés à la fracturation du shale d'Utica, mai 2014. Mémoire présenté au BAPE.

- Mark Lay** - Using Nitrogen as a water alternative for fracing ? Oilpro, 2015.
- Maurice Brogini** – Hydrocarbures et industrialisation en Algérie. In : Cahier de la Méditerranée N°4, 1, 1972, les hydrocarbures migration et accueil, pp.1-22.
- Maurice Lucien-Brun, Bernard Touchebeuf.** Comment mettre en place un management contractuel. Les Questions de l'entreprise ; Nathan, 1994.
- Maurice Thévenet, Jean-Luc Vachette** - Culture et comportements (Ressources humaines), Librairie Vuibert, octobre 1992.
- Medener/Ome** - La Transition Énergétique en Méditerranée, «scénario 2040», 2015
- Michael D. Plante and Kunal Patel** - Breakeven Oil Prices Underscore Shale's Impact on the Market, May 21, 2019
- Ministère de l'Énergie** - Bilan énergétique national (1980-2018)
- Ministère du Développement durable, de l'environnement, de la Faune et des Parcs-** Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent, 2014.
- Ministère de l'Industrie et des Mines (Algérie)** - Potentiel minier de l'Algérie - Direction Générale des Mines- 2015
- Ministère de l'Industrie et des Mines (Algérie)** - Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 1962-2010. Edition 2011.
- Moufli Abdenadir, Pr. Oukaci Kamal** - Les effets pervers du subventionnement des prix des produits pétroliers: cas des carburants terre en Algérie. Université de Bejaia, Algérie, 2018
- Morgan Mozas et Alexis Ghosn** - État des lieux du secteur de l'eau en Algérie. IPAMED-Institut de Prospective économique du Monde Méditerranéen, octobre 2013.
- National Energy Technology Laboratory (NETL)** - Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. Strategic Center for Natural Gas and Oil, September 2013.
- Neil Edwards** - What Negative Oil Prices Mean To The Top Exporting Countries, April 21, 2020.
- Noureddine Boutarfa** - Programme algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Rencontre Algérie-union européenne sur Le développement du partenariat dans le domaine des énergies Renouvelables et de l'efficacité énergétique ; Bruxelles – le 09 décembre 2011
- Oberto Serra** - fundamentals of weil-log interpretation, the acquisition of logging data, 1984.

- Olivier Appert, J. Lecourtier, G. Friès** - Comment accroître et renouveler les réserves de pétrole et de gaz ? Avancées de la technologie et stratégie de recherche de l'IFP, Conférence de Presse, 31 Mai 2005
- Serra O.** (1979) – Diagraphies différées – bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques – *Bull. cent. Rech. Explor. – Prod. Elf-Aquitaine, Mém. 1*
- ONS** - Activité, emploi et chômage en mai 2019 (Algérie), Rapport N° 879
- OPEC** - Annual statistical bulletin, 2017
- OPEC** - *World Oil Outlook 2040, 2019* Executive Summary
- OPEC** - Monthly Oil market report, 10 February 2016
- Oxford Institute for Energy Studies** - Asian LNG Demand: Key Drivers and Outlook, April 2016.
- PFC Energy** - International E&P Strategy. Strategic Context & Strategic Options - Prepared for Sonatrach E&P, September 20, 2004, Algiers.
- PGA (Pétrole et gaz arabes)** - Vol. XLVII, N° 1116, 16 septembre 2015
- P. Mouret, P. Pottier, J. Le Bris** - Application de la lixiviation alcaline à l'extraction de l'uranium du schiste des Vosges, Commissariat à l'Énergie Atomique et P. SOUDAN, Directeur du Centre d'Etude de l'Alumine Compagnie Péchiney, Rapport CEA N°1019, 1959.
- Raymond-Alain Thiétart** - La stratégie d'entreprise, 2^e édition. Ediscience international, 1993
- Richard J.Davies, Simon Mathias et al** : Fracturation hydraulique : jusqu'où peut aller une fracture ? Durham University, June 2013.
- Rick Lewis, David Ingraham, Marc Percy, Jeron Williamson, Walt Sawyer, Joe Frantz** - New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. Schlumberger reservoir symposium, 2004.
- R. Marc Bustin¹, A. Bustin¹, D. Ross, G. Chalmers, V. Murthy, C. Laxmi, and X. Cui** - Shale Gas Opportunities and Challenges. Search and Discovery Articles #40382 (2009), February 20, 2009
- Robert C. Hartman, Pat Lasswell, and Nimesh Bhatta** - Recent Advances in the Analytical Methods Used for Shale Gas Reservoir Gas-in-Place Assessment. AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas, April 20-23, 2008
- Roland Berger-Strategy Consultants** - Les hydrocarbures non conventionnels en France : la décision du Conseil constitutionnel, et après ? Novembre 2013.

Safar Zitoun Madani - Le logement en Algérie : programmes, enjeux et tensions. Dans *Confluences Méditerranée* 2012/2 (N°81), pages 133 à 152.

Saleem Qadir Tunio, Abdul Haque Tunio, Naveed Ahmed Ghirano, Ziad Mohamed El Adawy - Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. *International Journal of Applied Science and Technology* Vol. 1 No. 5; September 2011.

Schlumberger SBC Energy Institute - Introduction to natural gas. October 2014

Shaobin Guo - Experimental study on isothermal adsorption of methane gas on three shale samples from Upper Paleozoic strata of the Ordos Basin. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing, 2013.

Sharifzadeh Mahdi, Xingzhi Wang, Nilay Shah - Interactions between the Design and Operation of Shale Gas Networks, Including CO₂ Sequestration - Center for Process Systems Engineering, Department of Chemical Engineering, Imperial College London, London SW7 2AZ, UK, 2017.

Shell - Energy transition report, 2017.

Sonatrach- Rapports annuels de 1970 à 2019

Stevens Paul (Pr.)- "Resource curse" and Investment in Oil and gas projects : the new challenge, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee, Scotland, UK, June 2002.

Steivan Defilla - La défaillance du marché et de l'investissement, une menace pour la sécurité de l'approvisionnement en pétrole, mars 2006.

Stuart McAleese - Operational aspects of oil and gas well testing, Elsevier, 2006

Sylvie Cornot-Gandolfe- Le gaz dans la transition énergétique européenne. Études de l'Ifri. Ifri, janvier 2018.

Synthèse Presse - Bilan électrique français 2015

Saleem Qadir Tunio et al. - Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. *Universiti Teknologi Petronas Malaysia, International Journal of Applied Science and Technology* Vol. 1 No. 5; September 2011,

Simon Beck, Olivier Ribon, Nicolas Riedinger - Chiffres clés de l'énergie. Ministère de la transition écologique et solidarité (France) Commissariat général au développement durable, Septembre 2019.

Tanya J. Gallegos¹, Brian A. Varela², Seth S. Haines², and Mark A. Engle - Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. 2015.

- Tinker Scott** - L'avenir du gaz non conventionnel aux états unis. Université Austin, Texas, AAPG Explorer, 2002
- Todd Bush** - Refracs yield 39% production increase with a breakeven natural gas price around \$2.3/Mcf. Oilpro, November 2015.
- Todd A. Dallegge and Charles E. Barker** - Coal-Bed Methane Gas-In-Place Estimates Using Sorption Isotherms and Burial History Reconstruction: An Example from the Ferron Sandstone Member of the Mancos Shale, Utah.
- Tony Bovaird** - La gouvernance publique : comment maintenir un juste équilibre entre le pouvoir des intervenants dans une société en réseau ? Dans Revue Internationale des Sciences Administratives 2005/2 (Vol. 71), pp. 223 à 235 .
- Union Européenne** - Labour Markets performance and migration flows in Arab Mediterranean countries: Determinants and effects. Volume 2: Morocco, Algeria, Tunisia, 2010
- United Nations** - World Investment report, Special Economic zones. Geneva, 2019.
- Vially R., Maisonnier G., Rouaud T.** - Hydrocarbures de roche-mère : État des lieux. Rapport IFPEN 62729, 22 Janvier 2013.
- Vincent Beuret** - L'indexation du prix du gaz naturel sur le pétrole. La Vie économique, Revue de politique économique, 9-2005
- Vincent Lepez** - Potentiel de réserves d'un bassin pétrolier : modélisation et estimation. Mathématiques [math]. Université Paris Sud - Paris XI, 2002. Français. tel-00460802.
- Vanessa Greebe** - Nouvelle étude sur la sismicité induite : fracturation et séismes dans l'ouest du Canada, janvier 2019.
- Waqas Ali** - Modeling gas production from shales and coal-bed - , Stanford University, October 2012
- Wei Yu, Kamy Sepehrnoori and Tadeusz W.Patzek** - Evaluation of Gas Adsorption in Marcellus Shale -University of Texas, Austin, SPE Annual Technical Conference, Amsterdam, 27-29 Oct. 2014.
- Willis Towers Watson** (Cabinet conseil) - Power and Renewable Energy Market Review, 2018.
- WPC** - Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, November 2011.
- Yanagisawa Akira** - A different view to fiscal break-even oil prices- Energy Demand, Supply and Forecast Group, Energy data and Modeling Center, November 2013.

Yanis Ainas, Nacer Ouarem et Saïd Souam - Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie ?« Revue Tiers Monde » 2012/2 n°210, p. 69- 88.

Yi Wang - Controlling Factors on Condensate Production from the Eagle Ford Shale. A thesis submitted to the faculty of graduate studies in partial fulfilment of the requirements for the degree of master of engineering graduate program in chemical and petroleum engineering, Calgary, Alberta.

Yves Duchaine, Yannick Tourigny, Georges Beaudoin, Céline Dupuis - Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec, Université Laval, Septembre 2012.

*« Gloire à Toi ! Dieu. Nous n'avons de savoir que ce que Tu nous as appris. Certes, c'est Toi l'Omniscient, le Sage» -
(Sourate El Baqara -Coran).*

Achévé d'imprimer en Juillet 2021



09, rue Saidi Ahmed Bordj El Kiffan Alger

impressionmodernene@hotmail.fr