

6ème COLLOQUE DU CLUB ENERGY

SECURITE ET TRANSITION ENERGETIQUE :

POUR UNE NOUVELLE POLITIQUE INCLUSIVE ET ANTICIPATRICE

(Alger, Samedi 04 Décembre 2021)

La législation algérienne sur les hydrocarbures Face au défi de la sécurité énergétique nationale

Professeur Mohamed BOUCHAKOUR,

Membre de l'Association « Club Energy », professeur à l'Ecole des Hautes Etudes Commerciales d'Alger.

L'Algérie a connu trois lois sur les hydrocarbures :

- *la Loi 86-14 du 19 août 1986, celle-ci a été modifiée et complétée par la Loi 91-21 du 4 décembre 1991 ;*
- *la Loi 05-07 du 28 avril 2005 qui a elle aussi fait l'objet d'amendements, à travers l'Ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 et la Loi 13-01 du 20 février 2013 ;*
- *la Loi 19-13 du 11 décembre 2019 régissant les activités des hydrocarbures qui est la dernière en date.*

La dernière en date est intervenue dans un contexte où le leitmotiv de la sécurité énergétique nationale revient de plus en plus dans les proclamations officielles et dans les médias¹. Le lien entre cet objectif et ladite Loi coule de source dans la mesure où cette Loi devrait logiquement s'inscrire dans le grand chantier de la sécurité énergétique. Mais qu'en est-il au juste ?

Quels peuvent être les apports de la nouvelle Loi à la sécurité énergétique nationale ?

Telle est la question que la présente communication se propose de discuter. Elle le fera en abordant successivement trois points :

- *Cette Loi est-elle, dans le spectre et le contenu de ses dispositions, pleinement alignée sur le défi de la sécurité énergétique nationale bien comprise ?*
- *Peut-elle servir d'outil véritablement efficace pour la promotion du domaine minier auprès des compagnies pétrolières étrangères ?*
- *La contribution potentielle des compagnies contractantes à l'accroissement des réserves prouvées d'hydrocarbures serait-elle à la mesure des exigences de la sécurité énergétique nationale ?*

L'examen de ces trois questions débouche sur un certain nombre de recommandations utiles pour une meilleure pertinence et une plus grande efficacité de la Loi sur les hydrocarbures dans l'optique de la sécurité énergétique nationale.

¹ Le concept est mentionné à plusieurs reprises dans le Plan d'action du Gouvernement pour la mise en œuvre du Programme du Président de la République.

I. La sécurité énergétique et les dispositions de la Loi 19-13

1. La sécurité énergétique

Mais tout d'abord qu'est-ce que la sécurité énergétique ? Force est de constater que les définitions prolifèrent et sont loin de faire l'unanimité, car la notion est loin d'être neutre politiquement et les intérêts en jeu sont énormes.² L'on retiendra ici que pour les besoins de notre propos, la sécurité énergétique est, pour la souveraineté et le développement national, un objectif stratégique majeur qui repose sur une triple capacité :

- *celle d'assurer de manière stable et continue l'offre énergétique nationale nécessaire à la couverture des besoins du pays, économiques et sociaux. Au sens large, cette capacité est requise y compris lorsque les approvisionnements nécessaires à cette offre dépendent de l'extérieur. Aux ressources énergétiques elles-mêmes s'ajoutent ici d'autres variables, telles que les équipements, la technologie, les financements, etc. ;*
- *celle de maîtriser la demande énergétique nationale, ce qui passe par la maximisation de l'efficacité énergétique (consommer mieux et moins), l'optimisation du mix énergétique soutenant le modèle de consommation, et la réduction du contenu énergétique de la croissance. Cet axe de la sécurité énergétique donne accès à des gisements « invisibles » d'énergie qui sont considérables ;*
- *celle de produire, transporter, distribuer et consommer de l'énergie dans le respect de l'environnement, que ce soit à travers la protection des écosystèmes exposés aux déchets et rejets occasionnés par ces activités, l'application des normes spécifiques (au domaine du nucléaire, et à celui des hydrocarbures non conventionnels), ou encore la réduction des émissions de gaz à effets de serre tant décriés en raison de leurs impacts gravissimes en termes de changements climatiques.*

2. Les apports de la Loi 19-13 à la sécurité énergétique

L'examen de la Loi permet de constater d'emblée que la notion de sécurité énergétique n'y est pas mentionnée une seule fois et encore moins définie, ou évoquée à travers un renvoi quelconque. Cependant, les dispositions de cette Loi réservent la part du lion à un des aspects fondamentaux de la composante « Offre énergétique », à savoir l'exploration des hydrocarbures.

- *Volet approvisionnement énergétique : Tout comme celles qui l'ont précédée, la Loi 19-13 est majoritairement versée dans l'encadrement de l'exploration des hydrocarbures par les compagnies pétrolières étrangères. Elle vise à favoriser l'augmentation des réserves prouvées d'hydrocarbures par la réalisation, à l'initiative des compagnies contractantes, de découvertes de nouveaux gisements.*
- *Volet de l'environnement : La Loi effectue des références fréquentes à l'environnement (mentionné 25 fois), mais de manière transversale et générique. Elle semble ne concerner que les hydrocarbures conventionnels, ignorant le cas du gaz de schiste qui pourtant soulève de vives controverses en relation avec les nuisances causées par son exploitation sur le milieu naturel environnant. Mais même pour les hydrocarbures conventionnels et en particulier le pétrole, la question des émissions de gaz à effets de serre est passée sous silence. Seule est évoquée la nécessité de veiller à la réglementation et de mettre en œuvre un système de reporting et d'estimation des émissions.*
- *Volet de la maîtrise de la demande énergétique : La Loi est totalement muette sur cette composante. Elle se contente de mentionner dans ses visas la Loi 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie, mais on ne retrouve aucune trace de ce type de préoccupation dans le corps de la Loi. Pourtant la part des hydrocarbures dans le bilan énergétique national est plus que prépondérante et les marges de progression en matière d'économie d'énergie sont considérables, au sein et en dehors du secteur énergétique lui-même.*

Par son objet et son contenu, cette loi reste donc focalisée sur un seul aspect de la sécurité énergétique, celui de la garantie des approvisionnements énergétiques par le truchement d'une politique d'exploration des hydrocarbures qui se veut du fait même de la promulgation de cette Loi, plus efficace que les précédentes.

² C'est ce qui fait dire à Florence Debrouwer que « la sécurité énergétique telle qu'envisagée par les pays membres de l'OPEP n'est pas la même que celle du Président de la Commission européenne, celle invoquée par les organisations de défense de l'environnement ou encore celle présentée par les PDG de compagnies pétrolières ou gazières. ».

L'élaboration, l'adoption et la mise en œuvre d'une politique énergétique nationale dont la clé de voûte serait la sécurité énergétique, et l'ossature une nouvelle stratégie nationale de valorisation des hydrocarbures du pays, deviennent urgentes et prioritaires. Ensuite, viendrait la nécessité d'une nouvelle Loi sur les hydrocarbures.

II. La Loi 19-13 comme outil de promotion du domaine miner auprès des compagnies pétrolières étrangères.

1. Eléments reconstitués sur son exposé des motifs

Si l'on devait reconstituer l'exposé des motifs de la Loi actuelle à partir de tout ce qui a pu filtrer à son propos dans les médias, on citera 5 points :

- *une certaine prise de conscience des pouvoirs publics des 2010 sur l'existence d'une menace sur la sécurité énergétique nationale à moyen et long terme, suite à un constat établi sur la baisse régulière des réserves et de la production depuis 2008 ;*
- *l'absence d'intérêt des partenaires potentiels pour de nouveaux contrats d'association, une conclusion évidente tirée de l'échec des appels d'offre pendant les années précédentes ;*
- *l'inefficacité avérée des amendements introduits en 2013 sur la loi de 2005 en relation avec les allègements fiscaux ;*
- *la chute forte et brutale du prix du baril en juin 2014 réduisant à néant le peu d'attractivité espéré des amendements de 2013 ; un prix déprimé ayant un effet repoussoir sur les investissements ;*
- *les capacités du groupe SONATRACH trop détériorées pour qu'il puisse relever seul les défis de l'Amont (moyens financiers insuffisants, gaps technologiques, déperdition des compétences, management tétanisé par les affaires de scandales et de corruption).*

C'est à partir de ces éléments que les pouvoirs publics auraient estimé nécessaire de redynamiser le secteur des HC en rehaussant son attractivité juridique auprès des compagnies étrangères, et ce par l'introduction :

- *d'une certaine souplesse au niveau du cadre légal qui régit leurs activités et leurs rémunérations,*
- *d'un équilibre plus équitable entre les intérêts des compagnies étrangères et ceux du Trésor Public.*

Comme il a été souligné plus haut, cette Loi a en commun avec celles qui l'ont précédées, qu'elle est fortement focalisée sur les conditions d'intervention des compagnies pétrolières étrangères dans le domaine de l'exploration. Ces interventions étant régies par des contrats et des dispositions fiscales définies par la Loi en vigueur, elles versent toutes dans l'objectif d'augmentation des réserves prouvées d'hydrocarbures par la réalisation, à l'initiative des compagnies contractantes, de découvertes de nouveaux gisements. Dans cette logique promotionnelle, la Compagnie nationale apparaît comme un acteur dont la place et le rôle en matière d'exploration sont assez nettement effacés³.

2. Les principaux apports de la nouvelle Loi

Ils sont au nombre de trois :

- *le système de partage de production instauré par la Loi 86-14 et qui avait permis de réaliser de grandes découvertes dans la décennie 1990 est restauré après avoir été écarté par la Loi 05-07. Les deux autres types de contrat instaurés par la Loi 86-14 sont également réintroduits, à savoir le contrat de participation (mêmes droits, mêmes obligations), et le contrat de service à risques (rémunération financière et non en hydrocarbures) ;*
- *le cadre institutionnel est défini plus clairement avec une mise en exergue du rôle de ALNAFT et de ARH. Etrangement, la Loi ne mentionne pas explicitement le Groupe Sonatrach comme entité du cadre institutionnel, même si par ailleurs elle renforce ses prérogatives. Elle ne mentionne pas non plus le Conseil National de l'Energie ;*

³ On peut certes rétorquer que cette place et ce rôle sont définis dans le cadre de la stratégie de la compagnie nationale, mais il n'empêche qu'ils restent minorés par rapport à ceux des compagnies étrangères.

- *la pression fiscale est réduite de 80% à 65-60% au profit des compagnies (et de SH), ce qui correspondrait à la moyenne mondiale (selon les dépêches de l'APS). La fiscalité des hydrocarbures (taux et assiettes) est apparemment soustraite aux vicissitudes conjoncturelles et au fait du prince. En fait, elle ne l'est que partiellement puisque les exonérations fiscales restent régies par les Lois de finances annuelle)⁴.*

Finalement, le législateur a opté pour un meilleur encadrement institutionnel, une plus grande attractivité fiscale et un retour à des dispositions contractuelles qui avaient fait les beaux jours de la Loi 86-14. L'évaluation des résultats obtenus sous l'empire de cette Loi a montré que ceux-ci ont été probants, sanctionnés par la découverte emblématique du gisement de Hassi Berkine en 1995, mais qu'ils ont été également très temporaires puisque les nouvelles découvertes ont par la suite décliné en nombre et en taille. On trouvera en annexe une note synthétique illustrant ces deux enseignements par quelques données.

La Loi de 2019 sera -t-elle aussi efficace que celle de 1986 ? On ne saurait trop avancer de pronostic. Mais déjà, le fait que deux ans après sa promulgation l'on reste encore dans l'attente de voir publier tous ses textes d'application, n'incite que très peu à l'optimisme. Un tel retard est de nature à attester que la nouvelle Loi souffre d'une certaine déficience en matière d'applicabilité.

3. Les faiblesses intrinsèques à la nouvelle Loi

En premier lieu, la Loi 19-13 part avec un triple handicap. Tout d'abord, elle a été élaborée par un Cabinet étranger, qui, selon des experts avertis, n'avait pas au départ les qualifications nécessaires pour intervenir sur le cas algérien. De plus, l'opération a été pilotée assez étrangement par la Direction Générale du Groupe SONATRACH alors que ce rôle revient de droit et exclusivement au Ministère de l'énergie agissant pour le compte du gouvernement. Enfin, le texte a été promulgué de manière précipitée, voire expéditive, et dans un contexte national peu propice, politiquement (en raison du hirak) et sanitaire (en raison de la pandémie du Covid).⁵

A cela s'ajoute le fait que la Loi est née dans l'ignorance de deux nouvelles données qui allaient peser de tout leur poids dès les premières années de son entrée en vigueur. Il s'agit d'une part de la pandémie Covid 19 et ses impacts encore en cours dans le domaine des stratégies énergétiques des acteurs (Compagnies pétrolières et gouvernements) face aux risques majeurs⁶, et d'autre part de la COP 26 sur le changement climatique (Glasgow 31 octobre – 12 novembre 2021) dont le débat et les résolutions ont fortement insisté sur la décarbonisation de l'économie, ce qui tendrait à réduire dans le futur la part du pétrole et du charbon dans les mix énergétiques nationaux.

Outre ce « faux départ », il convient de signaler encore d'autres insuffisances :

- *Une Loi dépourvue d'une vision énergétique claire : Cette vision indispensable est celle d'une politique énergétique nationale dont la clé de voûte serait la sécurité énergétique et l'ossature une stratégie nationale des hydrocarbures. Cette loi pose un cadre juridique fortement technique et orienté « procédures ». Elle apparaît dans sa lettre et dans son esprit suffisamment neutre pour pouvoir s'accommoder de visions différentes en matière de politique énergétique et de stratégie des hydrocarbures.⁷ Elle ignore des questions clés qui ne peuvent rester sans réponse. Par exemple :*
 - *Faut-il se focaliser sur l'objectif de nouvelles découvertes, sur celui d'accroître les taux de récupération, sur la maîtrise de la consommation pétrolière et gazière nationale ? Qui prend ce type décision, comment et sur quelles bases ?*
 - *Quelle doit être désormais la place des hydrocarbures dans la fonction de pourvoyeur de devises étrangères ? Par exemple faut-il réserver ces devises strictement à l'investissement productif dont une partie à consacrer au financement de la transition énergétique ?*

⁴ *En ce qui concerne la fiscalité qui s'accapare une grande partie de la Loi, il n'est pas possible ici d'entrer dans le détail des nouvelles dispositions, mais on lira avec intérêt l'article du Pr Ali Mebroukine publié le 13 décembre 2020 dans Eco Times sous l'intitulé « Attractivité fiscale de la Loi 19-13 et aggiornamento de la gouvernance de Sonatrach. Cf. <https://ecotimesdz.com/attractivite-fiscale-de-la-loi-n-19-13-et-aggiornamento-de-la-gouvernance-de-sonatrach-2e-partie/>*

⁵ *Elle n'a pas et ne pouvait pas prévoir cette pandémie ni que celle-ci allait non seulement accélérer les mutations affectant les stratégies énergétiques des compagnies et des Etats au point de « réinitialiser » les visions et approches en prenant davantage en compte la survenance désormais toujours possible des risques majeurs.*

⁶ *La pandémie Covid a fait prendre conscience sur la nécessité d'une « réinitialisation » des visions dans la gestion des grands sujets qui déterminent les équilibres et l'évolution du monde.*

⁷ *Il est à noter que la stratégie de Sonatrach et/ou de Alnaft, ne saurait faire office de stratégie nationale des hydrocarbures. Celle-ci devrait précéder celles-là.*

- *Quid de la question très sensible des hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste) dont on sait que la valorisation se pose dans des termes trop spécifiques et trop complexes pour qu'elle relève du seul régime général de cette Loi ?*
- *Quels sont les prérogatives régaliennes du Ministère de l'Energie, de ALNAFT et de ARH dont la mise en œuvre peut et/ou doit passer de manière obligatoire ou optionnelle, par des délégations de pouvoirs cadrés, à la compagnie nationale ou à des tiers ?*
- *Comment s'articulent et s'hierarchisent le statut et la place de la Compagnie nationale et ceux des compagnies étrangères dans l'exploration ? Sur qui reposent les défis et à qui sont confiés les enjeux de cette fonction dans l'optique de la sécurisation énergétique du pays ?*
- *Quels dispositifs spécifiques d'urgence et d'exception prévoir pour faire face aux risques majeurs comme la pandémie du Covid ⁸?*

Toutes ces questions essentielles et bien d'autres sont laissées à la jurisprudence délibérative⁹.

La nouvelle Loi reste obsédée par la question de l'exploration et des contrats à passer avec les compagnies pétrolières étrangères. Elle y consacre près du 1/3 du texte (tout le Titre 3), toutes les autres activités essentielles étant carrément passées sous silence : le forage, la production, l'ingénierie des réservoirs, la récupération primaire et assistée, la maintenance et la conservation des gisements, etc.

• *Une Loi en recul par rapport à celle de 2005 : ce recul porte sur trois points essentiels :*

- *en premier lieu, elle ne mentionne à aucun moment la fonction d'audit des coûts récupérables, ni celle du suivi du paiement des impôts ;*
- *en outre, et dans le même sens, elle ne pose pas clairement l'obligation d'approvisionner prioritairement le marché national en cas de nécessité ;*
- *Il en est de même de l'absence d'indications sur l'approche à suivre pour apprécier les abattements fiscaux à partir des paramètres techniques tels que la géologie, le réservoir, les coûts, etc.*

Ces reculs et silences sur des questions aussi sensibles sont-ils le fruit d'une omission ou d'un choix qui vise à rendre le cadre juridique moins pointilleux ? Plus attractif ?

L'Algérie a certes besoin de promouvoir son domaine minier et une nouvelle loi sur les hydrocarbures peut y contribuer. Les experts s'accordent à considérer que celle Loi des plus incitatives dans le monde sur le plan juridique et fiscal. Mais la meilleure des lois ne saurait se suffire à elle-même comme outil de promotion. En effet, l'attractivité se joue aussi et surtout autour d'autres critères. Par ordre d'importance décroissante, citons :

- *la perspective des quantités à enlever au titre du cost oil et du profit oil, et le prix auquel ces quantités seront valorisables sur le marché international ;*
- *la stabilité du cadre juridique et l'absence de tout risque de modifications intempestives, celles qui se donnent un caractère rétroactif étant, aux yeux des compagnies, les plus détestables,*
- *la cohérence totale de ce cadre. Par exemple, sur le plan fiscal, toutes les dispositions y afférentes doivent tenir ensemble dans un régime consolidé autoporteur ;*

⁸ *Le nouvelle Loi n'a pas et ne pouvait pas prévoir cette pandémie ni que celle-ci allait non seulement accélérer les mutations affectant les stratégies énergétiques des compagnies et des Etats au point de « réinitialiser » les visions et approches en prenant davantage en compte la survenance désormais toujours possible des risques majeurs.*

⁹ *En ce qui concerne la fiscalité qui s'accapare une grande partie de la Loi, il n'est pas possible ici d'entrer dans le détail des nouvelles dispositions, mais on lira avec intérêt l'article du Pr Ali Mebroukine publié le 13 décembre 2020 dans Eco Times sous l'intitulé « Attractivité fiscale de la Loi 19-13 et aggiornamento de la gouvernance de Sonatrach. Cf. <https://ecotimesdz.com/attractivite-fiscale-de-la-loi-n-19-13-et-aggiornamento-de-la-gouvernance-de-sonatrach-2e-partie/>*

- les garanties fermes pour rassurer les investisseurs. Par exemple, sur les facilitations des conditions opératoires (par la lutte contre la bureaucratie, la transparence et la réactivité des institutions nationales) ou sur les risques techniques¹⁰.

Passé encore que la Loi se veuille avant tout un outil de promotion auprès des compagnies étrangères, encore aurait-il fallu qu'elle affirme le primat de principe du Groupe SH dans la fonction d'exploration nationale et que dans ce cadre elle définisse la place et le rôle assignés en la matière au partenariat avec les compagnies étrangères. L'intervention de ces compagnies toute efficace qu'elle puisse être, ne peut se dispenser et encore moins évacuer l'implication active du Groupe Sonatrach¹¹. Sans un positionnement stratégique du Groupe SH comme partenaire à part entière dans les métiers de base, le concept de partenariat lui-même risque d'être vidé de son sens et de faire figure d'un euphémisme pour désigner une pratique de sous-traitance qui ne dit pas son nom. La sécurité énergétique nationale passe par le primat de l'effort national en matière d'exploration sur le recours aux compagnies étrangères.

¹⁰ Pour les risques techniques, la Loi prévoit des dispositions de réduction de la redevance et de l'impôt pétrolier en fonction de divers paramètres. C'est sans doute un moyen d'intégrer le gaz de schiste avec des compensations dans les interventions des compagnies étrangères. Mais le talon d'Achille de cette mesure est d'avoir subordonné l'octroi de ces réductions à la décision de deux ministères (énergie et finances) alors que les paramètres restent dans tous les cas très techniques et relèvent de délibérations sensibles (problème d'objectivité sur chaque cas et problème d'équité entre les cas).

¹¹ Même si la Loi prévoit la montée au créneau d'Alnaft et de l'ARH, ces agences ne font qu'agir comme des démembrements des pouvoirs publics, sans pouvoir se substituer à la Compagnie nationale.

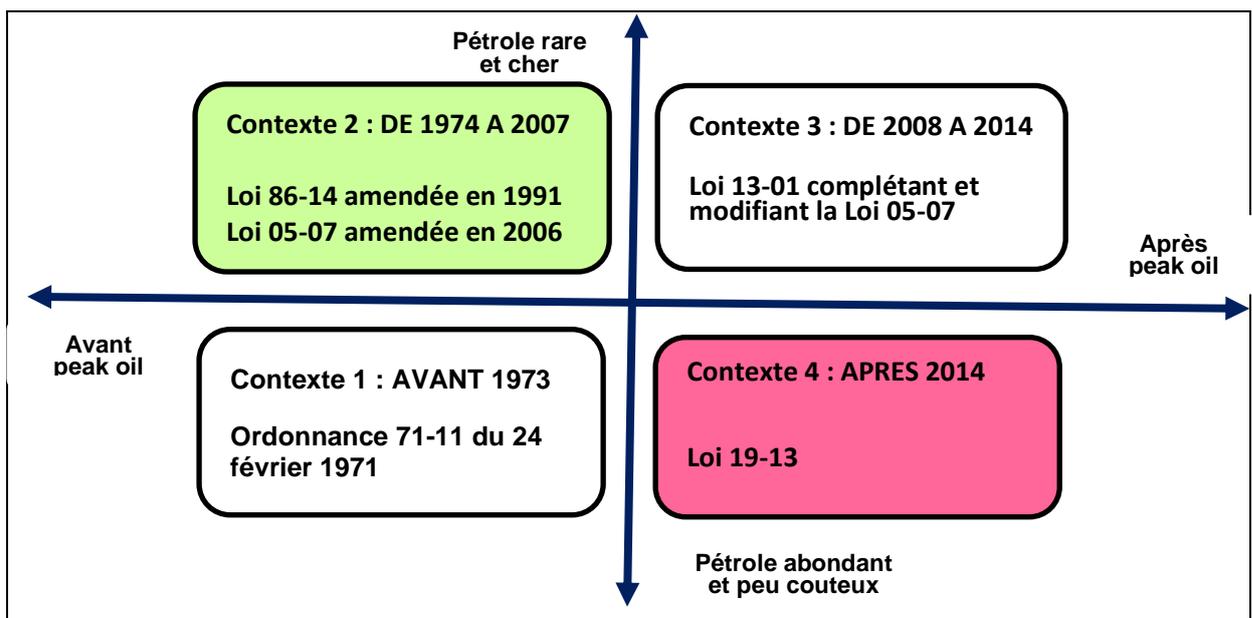
III. Quels résultats peut-on escompter de la Loi 19-13 en termes de contribution à la sécurité énergétique nationale ?

Le domaine minier algérien reste assez largement inexploré et demeure encore prometteur. Il est certain que de nouvelles découvertes restent à faire et rien n'exclut que leur nombre et/ou leur taille ne seront pas aussi importantes que celles du passé. Mais un tel optimisme se doit d'être de plus en plus mesuré, car les temps ont changé. Deux paramètres hautement déterminants en attestent :

- le passage du *peak oil national*, ce moment historique où les nouvelles découvertes et la production culminent avant de commencer à décliner du fait que le potentiel naturel du sous-sol a fini de donner ce qu'il pouvait dans les conditions scientifiques et techniques du moment. Ce *peak oil* a été franchi en 2007, l'année à partir de laquelle le déclin ne s'est pas démenti à ce jour. Ceci signifie que sur le plan national, il s'est opéré un basculement d'une ère de pétrole abondant et peu coûteux, à une ère de pétrole de plus en plus rare et cher. L'Algérie a quelque sorte épuisé son « dividende » géologique. On trouvera en annexe des éléments d'évaluation de la Loi 86-14 qui montre que celle-ci a permis d'obtenir des résultats probants, très temporaires et surtout qu'elle a contribué à un effet d'éviction sur la fonction Exploration par les moyens propres qui était déjà reléguée au second plan par rapport la fonction Production ;
- le basculement d'une ère de pétrole rare et cher vers une ère de pétrole abondant et bon marché. Le marché a toujours été instable et imprévisible, mais on peut dater ce basculement de juin 2014 qui a vu les prix du pétrole s'effondrer de manière spectaculaire. Ce n'est certes pas la première fois que le prix du pétrole chute de la sorte. Mais le marqueur du basculement structurel est venu un peu plus tard, en avril 2020. Le fait que pour la première fois de son histoire le baril plonge dans une zone de prix négative atteste que le centre de gravité du « juste prix » s'est fortement affaissé. Structurellement, nous sommes désormais installés dans une ère de pétrole abondant et bon marché. Pour le reste, le prix du baril pourra encore évoluer conjoncturellement comme le voudra la main invisible, mais oh combien tremblante du marché pétrolier spot. Ceci n'empêchera pas le prix du baril de connaître encore des pics plus ou moins forts.¹²

Le croisement de ces deux paramètres met en évidence 4 contextes stratégiques représentés dans le schéma ci-dessous¹³.

Schéma 1 : Les 4 contextes stratégiques de l'histoire nationale des hydrocarbures



Depuis le premier choc pétrolier, nous sommes passés :

- d'une situation de « vent en poupe » : pétrole rare et cher dans le monde, mais abondant et peu coûteux dans le pays (contexte 2 dans le schéma ci-dessus) ;

¹² Par analogie, tout le monde admet qu'en plein hiver ou en plein automne, il puisse y avoir des journées chaudes et ensoleillées.

¹³ On trouvera en annexe 2 une version un peu plus développée de ce schéma.

- à une situation de « vent en poupe » : pétrole abondant et bon marché dans le monde ; mais de plus en plus rare et coûteux dans le pays (contexte 4 dans le schéma ci-dessus).

Aussi, le recours aux compagnies étrangères se pose dans des termes qui ont beaucoup évolués :

- Les enjeux ont changé par rapport à ce qu'ils étaient dans les années 1970 à savoir la recherche d'un compter sur soi quasi-total.
 - au départ (à partir de 1986) , il s'agissait d'externaliser le risque géologique¹⁴ et la contrainte de financement, tout en cherchant à combler le gap technologique et à saisir l'opportunité de capter une forte rente en perspective à la faveur d'un pétrole présumé toujours plus rare et plus cher ;
 - à l'arrivée (depuis 2019), il s'agit de freiner autant que possible le déclin des réserves et de la production nationale, tout en cherchant à combler le gap technologique pour contribuer à cet effort et se donner la capacité d'optimiser une rente de moins en moins importante.
- Le rapport coût-avantage a également changé :
 - l'accès à des nouvelles ressources hydrocarbures nationales se fait de plus en plus rare et à des coûts de plus en plus élevés ;
 - le prélèvement des compagnies étrangères sur ces nouvelles ressources est appelé à porter sur des parts relatives croissantes au titre du :
 - cost oil, à mesure que l'exploration devient toujours plus coûteuse et ses résultats parcimonieux ;
 - profit oil à mesure que le risque géologique augmente et que la Loi se veut encore plus attractive.

La contribution potentielle que les contrats pétroliers à passer avec les compagnies étrangères, peuvent apporter à l'approvisionnement énergétique national en termes de nouvelles découvertes est appelée à se réduire et à coûter une part croissante de réserves à puiser dans ces nouvelles découvertes. Sauf à remettre en cause l'attractivité de la destination Algérie pour les compagnies étrangères, les contrats tendent à devenir un canal de drainage par ces compagnies de quantités relativement croissantes d'hydrocarbures.

Alors que dans le contexte N° 2 le partage de production était encore un jeu à somme positive (la taille et la valeur des gâteaux à partager étant croissantes, il devient dans le contexte N°4 un jeu à somme nulle (la taille et la valeur des gâteaux à partager étant décroissantes).

Il est aujourd'hui plus qu'urgent et impératif de se soustraire à ce trend. L'expérience antérieure a laissé se développer, à l'ombre d'un dividende géologique positif, des dérives, qui font peser des menaces énormes sur les capacités nationales à tirer des ressources nationales d'hydrocarbures leur pleine contribution à la sécurité énergétique nationale.

Le tableau ci-dessous présente de manière contrastée et en forçant le trait les changements qui ont pu intervenir entre le contexte du milieu des années 1980 (Loi 86-14) et celui du début des années 2020 (Loi 19-13).

¹⁴ A propos du transfert du risque géologique vers les compagnies étrangères, il faut savoir qu'en vertu des règles managériales élémentaires les compagnies veillent à se couvrir contre les risques qu'elles encourent et répercutent le coût de cette couverture dans leur prix de revient, ici le cost oil à récupérer. Et rien ne les empêche de le faire quand bien même les périmètres proposés à l'exploration dans le contexte des années 80 et 90, étaient connus dès le départ comme étant très prometteuses.

**Tableau 1 : Changements intervenus entre le contexte
du milieu des années 1980 et celui du début des années 2020**

	Recours aux compagnies pétrolières étrangères	
	Au départ	A l'arrivée
<i>Contexte national et international</i>	<i>Dividende géologique national positif et pétrole rare et cher dans le monde</i>	<i>Dividende géologique national négatif, pétrole abondant et bon marché dans le monde</i>
<i>Statut des compagnies étrangères</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Un levier pour renforcer les capacités du Groupe SH dans l'amont pétrolier (risque géologique, financement)</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Une « béquille » pour compenser la marginalisation / dégradation des capacités propres du Groupe SH, (déperdition des métiers, compétences)</i>
<i>Position des compagnies étrangères par rapport au Groupe SH</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Un rôle complémentaire en vue du développement des réserves (gisements simples)</i> • <i>Un substitut pour les gisements complexes.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Un rôle de plus en plus alternatif à celui du Groupe SH dans l'amont pétrolier pour le freinage du déclin des réserves, quels que soit la complexité des gisements</i>
<i>Autres éléments du contexte</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Le secteur des hydrocarbures attire les investissements et les financements sont faciles à lever et la destination Algérie est prisée en raison de son attractivité géologique</i> • <i>Les créneaux de la transition énergétique sont encore coûteux et non compétitifs.</i> • <i>La question de l'environnement et celle de la maîtrise de la demande n'ont pas encore été intégrées au concept de sécurité énergétique.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Le dynamisme des investissements dans le secteur des hydrocarbures fléchit et la destination Algérie perd de son attractivité géologique.</i> • <i>Les créneaux de la transition énergétique deviennent de plus en plus rentables et attirent de plus en plus les financements</i> • <i>Cette tendance est renforcée par la cause écologique pétrolière (cf. COP 26, décarbonisation). tend à détourner les investissements et les financements du secteur</i> • <i>La sécurité énergétique intègre ses 3 volets</i>

« L'avenir n'est pas ce qui va nous arriver, mais ce que nous allons faire ». H Bergson

IV. Recommandations

1. Recommandations générales

1.1 Définir une politique énergétique nationale ayant pour clé de voûte l'objectif de la sécurité énergétique nationale et pour vecteurs :

- Une stratégie nationale de valorisation et de conservation des HC intégrant toutes les démarcations requises par rapport aux pratiques antérieures¹⁵ ;
- Une stratégie pour la transition énergétique nationale visant à réduire la pression sur le secteur des hydrocarbures et intégrant les acquis, opportunités et bonnes pratiques disponibles dans le monde ;
- Des stratégies d'acteurs (SH ALNAFT, ARH, Groupe S", APRU, etc.) alignées sur les précédentes

1.2 Au cœur des stratégies d'acteurs placer :

- le renforcement de leurs capacités conceptuelles, techniques et managériales ;
- le développement du capital humain et la restauration de la confiance à tous les niveaux ;
- la gestion par objectifs et le principe des contrats de performances négociés ;
- des CA effectivement responsabilisés et des équipes dirigeantes objectivement sélectionnées.

NB. Pour le Groupe Sonatrach, un accent particulier est à mettre sur le rattrapage des gaps technologiques, la promotion et la fidélisation des compétences, prioritairement dans l'amont (en vue ressusciter l'esprit et la culture du 24 février 1971), et la quête d'opportunités pour un déploiement à l'international comme opérateur pétrolier. Les fenêtres d'opportunités sont à explorer au besoin en partenariat avec des compagnies contractantes à travers des accords croisés).

1.3 Confier la conception des politiques et stratégies aux compétences nationales

- Convocation du Conseil National de l'Energie, mobilisation de l'expertise nationale (yc diaspora) ;
- Expertise étrangère d'appoint sur des sujets exceptionnels.

1.4 Mettre en place un Système d'Intelligence Economique et Territoriale dédié à la sécurité énergétique

- Intégrer les 4 composantes du Système ;
- Couvrir les 3 composantes de la sécurité énergétique ;
- Prendre en compte tous les secteurs et tous, tous les territoires.

2. Recommandations particulières à la Loi sur les Hydrocarbures

2.1 Promulguer un nouveau cadre législatif et réglementaire, cohérent, tout aligné sur la sécurité énergétique nationale, et voué à une stabilité durable.

- la Loi sur les hydrocarbures et ses textes d'application doivent être promulgués simultanément, contenir des dispositions complètes et cohérentes ;
- ces dispositions doivent être alignés sur un socle de clauses minimales strictement régaliennes, observables dans les pays « concurrents » comparables ;
- la Loi actuelle doit urgemment faire l'objet d'une actualisation, voire d'une refonte.

2.2 Affirmer le primat de l'exploration nationale comme fonction clé de l'amont pétrolier au même titre que la production.

2.3 Affirmer le leadership du Groupe SH dans la fonction exploration en sa qualité de seul garant des approvisionnements nationaux futurs en hydrocarbures.

2.4 Instaurer l'obligation pour la Compagnie nationale de s'impliquer dans la phase Développement après une découverte commerciale par la compagnie étrangère¹⁶.

¹⁵ La stratégie du secteur des hydrocarbures doit viser l'objectif d'accroissement des performances du secteur dans la couverture des besoins énergétiques nationaux (à rationaliser désormais) et dans la contribution au financement externe de l'économie (à fixer et évaluer désormais).

¹⁶ Une telle option signifie un renoncement au partenariat conclu. En l'absence d'une implication industrielle et/ou financière, le principe du partenariat est vidé de son sens. Un tel scénario où Sonatrach ferait de la figuration instaure de fait et sans le nommer le régime des concessions.

2.5 *Repositionner l'appel aux compagnies étrangères comme un complément à l'effort national d'exploration, et un levier de renforcement des capacités.*

2.6 *Conforter la place et le rôle d'ALNAFT et d'ARH comme maître d'ouvrage délégué de la stratégie des hydrocarbures, chacune en ce qui la concerne.*

2.7 *Ouvrir un espace au domaine du négociable et le cadrer, en réservant le non négociable aux aspects purement régaliens et de souveraineté nationale.*

- *alors que le non négociable doit porter strictement sur les aspects régaliens et de souveraineté nationale, la plus grande place possible doit être laissée au négociable ;*
- *les aspects négociables doivent être hiérarchisés en niveaux de compétences (ALNAFT, ministère, PM), et régis par des processus décisionnels, de suivi et d'évaluation différenciés.*

2.8 *Intégrer dans la Loi les dimensions pertinentes de la transition énergétique*

- *certaines sont internes et portent sur les économies d'énergie et l'efficacité énergétique au sein même du secteur des hydrocarbures de l'amont à l'aval ;*
- *d'autres traiteraient des conditions d'utilisation normées ou à normer, des produits raffinés et du gaz naturel dans les secteurs utilisateurs (transport, résidentiel, industrie, agriculture) ;*

2.9 *Rehausser dans les clauses de la Loi la place et le rôle du Groupe Sonatrach et d'ALNAFT*

- *Le Groupe Sonatrach doit y figurer comme un opérateur central responsable dans la mise en œuvre de la stratégie nationale des hydrocarbures.*

3. Recommandations particulières aux contrats pétroliers

« In business as in life, you don't get what you deserve, you get what you negotiate ». Chester L. Karrass

Quatre recommandations sont proposées :

3.1 *Améliorer la qualité des contrats de partage de production :*

- *Les modèles utilisés pour ces contrats ne doivent pas être considérés comme des moules contractuels prêts à l'emploi, mais comme des outils à adapter au cas par cas et à parfaire au fil de l'expérience accumulée ;*
- *Un des domaines qui nécessite un verrouillage contractuel strict est celui de la définition et du calcul du cost oil et la nécessité de le soumettre à un contrôle a posteriori rigoureux par des auditeurs de renom, sur la base d'une documentation transparente et objectivement vérifiable dont les sources et le traitement sont contractuellement définis ;*
- *une plus grande sécurisation juridique permettra de mettre les contrats à l'abri des litiges et différends pouvant conduire à des arbitrages internationaux.*

3.2 *Renforcer les capacités dans quatre domaines clés :*

- *la connaissance affinée du domaine minier : elle repose sur l'organisation de la remontée des données et leur traitement en vue de « cadastrer » le domaine minier, puis caractériser et donner une notation à ses blocs et périmètres en fonction de leur attractivité ;*
- *La promotion des investissements dans la recherche : elle suppose un travail de veille permanent pour cerner et anticiper par une connaissance fine et actualisée en permanence les accords, tendances et mutations qui s'opèrent dans l'amont des hydrocarbures à travers le monde, en particulier les mouvements de capitaux, les bonnes pratiques, les success stories, les échecs, etc. ;*
- *La négociation avec les compagnies pétrolières : elle doit être cadrée par une approche institutionnelle définie reposant sur l'excellence : maîtrise de l'information utile, recours à des guides et modèles de contrats éprouvés, formation de négociateurs d'élite (juristes et non juristes) du même acabit que leurs vis-à-vis étrangers ;*
- *le suivi – évaluation de la mise en œuvre des contrats passés avec les compagnies étrangères en vue de détecter et traiter en temps réel les incidents de parcours, dérives et litiges, et tirer les enseignements utiles pour la négociation des futurs contrats.*

3.3 *Accorder une plus grande priorité aux contrats de services à risque :*

- *A partir du moment où le peak oil a été franchi, le maintien de la production et du niveau des réserves est appelé à reposer de plus en plus sur l'amélioration des taux de récupération sur les puits déjà existants ;*

- *L'axe de la récupération assistée est a priori moins risqué et moins coûteux que celui de l'exploration, sans compter qu'il se détourne des pratiques de l'écrouissage et impose de se consacrer à une meilleure connaissance des réservoirs ;*
- *Ces contrats permettent la collecte de données utiles pour accroître la connaissance des réservoirs.*

3.4 *Placer l'acquisition des technologies au cœur des contrats avec les compagnies étrangères.*

- *les 3 types de contrats prévus par la Loi doivent redonner toute sa place à l'acquisition des technologies qui déterminent la réussite de la stratégie nationale des hydrocarbures ;*
- *Le Groupe Sonatrach, ALNAFT et ARH doivent se mettre en posture d'appropriation active de ces technologies et désigner des interfaces responsabilisées sur l'acquisition des technologies.*

---ooOoo---

Annexe 1 : Eléments d'évaluation de la Loi 86-14

La Loi 86-14 a tout d'abord donné lieu à des résultats probants en matière d'augmentation des réserves. Mais ces derniers ont été temporaires, et surtout ils se sont révélés générateurs de certains effets que l'on peut qualifier d'indésirables.

- *Des résultats probants, mais temporaires : Entre 1987 et 2005 : 87 contrats pratiquement tous de type PSC ont été passés avec des compagnies étrangères. Celles-ci ont engagé des investissements considérables qui se sont soldés par des résultats très appréciables¹⁷. La production d'HC en partenariat se situe globalement à un quart de la production nationale et la part revenant dans ce cadre aux partenaires étrangers est estimée selon les cas à des proportions situées entre 15% et 25% de la production en partenariat.*

La production d'HC en partenariat avec les Compagnies étrangères a culminé en 2007 à 74,3 millions TEP, atteignant une part record estimée à environ 1/3 % de la production nationale. Elle a par la suite accusé un fléchissement et les découvertes réalisées en partenariat ont commencé également à décliner régulièrement. La Loi 05-07 a pris le relai, mais les appels d'offre lancées sous son empire n'ont pas été fructueux.

L'explication fournie par la plupart des experts met en cause une fiscalité qui serait peu incitative et rigide, un cadre contractuel jugé peu flexible et en décalage par rapport aux exigences d'un contexte international qui a profondément changé par rapport à celui des années 1980. Quoiqu'il en soit, il n'est pas interdit de se demander aussi si l'infructuosité des appels d'offre n'est pas également (ou peut-être surtout !) due à la moindre attractivité des périmètres proposés ; les plus intéressants ayant déjà été découverts. Une telle hypothèse est confortée par le fait établi ultérieurement que l'Algérie était en trait de passer son pick oil, cet évènement ayant été situé en 2007. Ainsi Berkine aura été le dernier des bassins attractifs proposables aux compagnies pétrolières étrangères dans le cadre des contrats de partage de production. Certes, le domaine minier algérien reste très largement inexploré, mais dans l'état de sa connaissance à l'instant T, c'est logiquement les parcelles connues pour être plus attractives qui servent à achalander la destination Algérie pour les compagnies pétrolières étrangères.

L'hypothèse forte d'une démarche de l'exploration pétrolière obéissant à une logique d'écrémage implique une autre question qu'on ne peut s'empêcher de soulever : pourquoi un gisement aussi important que Berkine n'a pas été préalablement découvert par l'exploration en propre de la compagnie nationale Sonatrach ?

- *Des effets indésirables : on est en droit de se demander pourquoi avec un quart de siècle de métier dans l'exploration (1971-1995), Sonatrach a laissé passer entre les mailles de sa fonction exploration un gisement aussi important que celui de Berkine ? Une telle découverte par les moyens propres de Sonatrach aurait épargné au pays de devoir consentir à la compagnie Anadarko l'enlèvement de volumes considérables qui auraient pu être alors engrangés pour conforter, dans le futur, les approvisionnements nationaux en pétrole.*

Deux explications sont plausibles qui pourraient être confirmées ou infirmées par des études introspectives que seule la compagnie nationale peut initier :

- *Une première explication réside dans le fait que par tradition la politique nationale de valorisation des hydrocarbures accorde un primat à la production (centre de profit rentable et non risqué) par rapport à l'exploration (centre de coût exorbitant et risqué)*

Au cours des années qui ont suivi les nationalisations de 1971, la compagnie nationale s'est inscrite dans la priorisation de la production qu'il s'agissait de maintenir et ce, en ce concentrant autour des gisements existants situés et leurs alentours dans des zones donc déjà assez bien connues géologiquement. La rente

¹⁷ *Au cours des 10 années qui ont suivi la Loi 86-14, le volume des découvertes prouvées et probables a atteint les 2384 millions TEP, avec un pic à 464 millions TEP en 1995. C'est même année a été celle de la découverte du Bassin de Berkine. La décennie 1990 a vu les RRR passer de 3,47 à 5,12 milliards TEP.*

des hydrocarbures étant consacrée à l'investissement (années 1970) puis à la consommation (PAP de la première moitié des années 80), les ressources allouées à la compagnie nationale ne lui permettaient pas de se doter des moyens (financiers, technologiques) nécessaires pour son déploiement conséquent dans l'exploration ¹⁸.

La compagnie nationale savait très pertinemment que le Bassin de Berkine était (comme beaucoup d'autres) largement sous exploré, mais la priorité était à la production et les moyens pour l'exploration parcimonieux. Il est à préciser que dans tous les cas, ni Sonatrach, ni d'autres compagnies qui sont passées par là ne pouvaient découvrir le gisement de Berkine pour la simple raison que leurs méthodes sismiques ne le permettaient pas. Anadarko avait l'avantage de maîtriser de méthodes plus avancées. Ceci confirme que l'exploration est moins une question de coûts exorbitants et risqués, qu'un défi basé sur l'avantage technologique au service de « jackpots possible. La mise n'est pas dans le sous sol, elle est dans la R&D.

- La seconde explication renvoie à l'idée que l'exploration des hydrocarbures tend à se décharger sur le recours aux compagnies pétrolières.

Déjà dans le cadre de l'ordonnance de 1971, et suite au quadruplement des prix du pétrole provoqué en 1979 par la révolution iranienne, des partenariats avaient été initiés pour conditionner la livraison de pétrole algérien aux compagnies étrangères par leur l'engagement à investir dans l'exploration, une approche qui s'est arrêtée net avec la chute des prix du pétrole du milieu des années 80 et qui a été relayée par la promulgation de la Loi 86-14. Par les succès qu'elle a permis d'enregistrer cette Loi ne pouvait pas ne pas exercer un certain effet d'éviction sur la fonction déjà marginalisée de l'exploration proprement nationale. A la capitalisation insuffisante du métier, a pu s'ajouter une déperdition des moyens et des compétences en place ¹⁹ dont le résultat a été de creuser les gaps par rapport à la nouvelle ère technologique ouverte par Anadarko à Berkine.

Enfin, au titre des effets indésirables du cadre juridique antérieur, il faut signaler la tendance des compagnies à gonfler le cost oil en y chargeant des dépenses fictives qu'il est difficile de contrôler lorsqu'elles se nichent dans les opérations de forage dont on sait à quel point les coûts faramineux sont difficiles circonscrire et surtout à évaluer. Cette dérive pèse sensiblement dans la clé de partage de la production et porte atteinte de manière très préjudiciable aux intérêts nationaux (fiscaux et énergétiques). Elle est pourtant neutralisable car les contrats PSC comportent tous une annexe qui traite des dispositions comptables et des outils de contrôle qui autorisent même d'instaurer une procédure de travail à livres ouverts. Il reste que les abus en matière de charges fictives dans le calcul du cost oil sont traités par le partenaire algérien avec une certaine complaisance, voire une certaine bienveillance.

¹⁸ Le doublement des prix du pétrole en 1979 suite à la révolution iranienne a permis d'attirer très momentanément quelques partenaires qui étaient en fait intéressés par l'achat du pétrole algérien et devait pour cela s'engager à investir dans l'exploration. Cette situation a été brève puisque les prix du pétrole ont chuté dès le milieu des années 1980, entraînant avec eux le retrait des compagnies.

¹⁹ L'effet d'éviction signifierait ici que :

- le management responsable de la capacité du pays à renouveler ses réserves et à intensifier la production a été porté à se préoccuper plus de la « vente » de blocs prometteurs à explorer par les compagnies étrangères, que des capacités et des performances de l'exploration nationale.
- les équipes nationales de l'activité exploration auraient subi de ce fait une certaine démobilitation, voire une marginalisation ; la priorité du management étant que les paris et les performances de l'exploration reposent désormais sur les compagnies étrangères.

Force est de constater pour le déplorer que ce type d'éviction a largement affecté plus généralement tous les secteurs nationaux où au nom de l'efficacité, il a été procédé au recours aux sociétés étrangères pour obtenir rapidement des résultats tangibles là où les capacités nationales étaient jugées faibles (comme dans le BTP en particulier). Pendant une bonne partie des deux dernières décennies, l'on a assisté à une dégradation des capacités nationales dans pratiquement l'ensemble des secteurs et celui de l'énergie, et plus particulièrement celui des hydrocarbures, n'a pas fait exception à la règle au vu de la gouvernance qui y a prévalu. Dans ce contexte, la fonction exploration ne pouvait pas être épargnée.

Annexe 2 : Schéma sur les 4 contextes stratégiques (version développée)

Pétrole rare et cher

