

Analyse empirique de l'évolution du partenariat algérien dans le secteur des hydrocarbures : arbitrage entre souveraineté et attractivité

Empirical analysis of the evolution of Algeria's partnership in the hydrocarbon sector: trade-off between sovereignty and attractiveness

BILEK Lila^{*1}, LEGHIMA Amina², BOUKENDOUR Said³

¹ Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou (Algérie), lila.bilek@ummto.dz

² Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou (Algérie), amina.leghima@ummto.dz

³ Université du Quebec en Outaouais Canada, said.boukendour@uqo.ca

Reçu le : 13/09/2025

Accepté le : 03/11/2025

Résumé :

Cet article analyse l'impact de l'évolution du cadre institutionnel de l'industrie des hydrocarbures sur le partenariat en Algérie ainsi que sur l'attractivité de ce secteur, en mettant l'accent sur le nombre de contrats, de découvertes, le volume de production et des investissements. En adoptant une méthodologie combinant une approche historique et institutionnelle, l'étude distingue plusieurs phases de réformes qui ont marqué ce secteur, dans lesquelles un arbitrage qui demeure persistant entre la volonté de souveraineté (règle de 49/51) et la recherche d'attractivité à travers des réformes incitatives. L'analyse des données empiriques issues de différents rapports d'activité pour la période récente 2009-2023, confrontées aux anciennes données sectorielles (1962-2008), révèle des résultats mitigés avec un recul du partenariat ces dernières années et un regain d'intérêt observé suite aux incitations fiscales et aux simplifications contractuelles sous la loi 19-13 en vigueur.

Mots clés : Algérie ; attractivité ; hydrocarbures ; partenariat ; souveraineté

Jel Classification Codes : L71, L78, P28

Abstract:

This article analyzes the impact of the evolution of the institutional framework of the hydrocarbon industry on partnerships in Algeria and on the attractiveness of this sector, focusing on the number of contracts, discoveries, production volume, and investments. By adopting a methodology combining historical and institutional approaches, the study distinguishes several phases of reforms that have marked this sector, characterized by a persistent trade-off between the desire for sovereignty (49/51 rule) and the pursuit of attractiveness through incentive reforms. The analysis of empirical data from various activity reports for the recent period 2009-2023, compared with older sectoral data (1962-2008), reveals mixed results with a decline in partnership in recent years, while renewed interest is observed following fiscal incentives and contractual simplifications under the current 19-13 law.

Key Words: Algeria; attractiveness; hydrocarbons; partnership; sovereignty.

JEL Classification: L71, L78, P28

^{*} - Auteur correspondant: BILEK Lila, Email: lila.bilek@ummto.dz

1. .INTRODUCTION

Bien avant les années 50, de nombreux spécialistes et géologues ont fortement spéculé sur l'abondance du bassin méditerranéen en ressources naturelles. Les recherches ont mis en évidence, pour cette région, une répartition déséquilibrée de ressources. En effet, les ressources énergétiques sont concentrées dans la partie méridionale alors que les pays de la partie septentrionale à forte consommation disposent des ressources humaines, financières et de l'expertise (Keramane, 1996). La disparité dans la répartition des richesses contraint naturellement les pays des deux rives à la complémentarité et à la coopération.

Néanmoins, la question de conciliation des objectifs des deux parties est difficile à atteindre. Les pays pétroliers cherchent souvent à attirer les investisseurs étrangers au moyen d'instruments juridiques, en mettant en place des politiques peu interventionnistes, une législation stable et une fiscalité plus légère. De leur part, les grandes compagnies pétrolières ne considèrent ces pays que de simples parcelles d'un vaste ensemble qui sert à l'élaboration de leurs stratégies, cherchant constamment plus d'avantages économiques, financiers et fiscaux supplémentaires (Benchikh, 2020).

La divergence des intérêts de ces deux parties et la sensibilité du domaine des hydrocarbures, lié à la souveraineté des pays et constituant souvent leurs principales sources financières, compliquent davantage le partenariat dans ce secteur, d'autant plus que celui-ci est impacté par plusieurs facteurs. En effet, bien que les systèmes et les régimes des pays pétroliers se ressemblent dans leurs grandes lignes, ils divergent néanmoins sur de nombreux points, dans le sens où chacun de ces pays adapte ces paramètres économiques et fiscaux à une orientation reflétant ses objectifs, sa stratégie, sa politique ainsi que sa capacité de négociation (Ikama, 2013).

Dans le contexte algérien, le secteur des hydrocarbures a traversé, de manière alternée, des périodes fastes et des périodes de crises induisant des évolutions et des ruptures du système institutionnel (Mekideche, 2010). Constamment à la recherche d'une attractivité du secteur tout en voulant garder sa souveraineté en appliquant le 49/51, le pays a lancé une batterie de réformes législatives, fiscales et contractuelles dans le domaine des hydrocarbures depuis l'indépendance. Ainsi, la question centrale constituant l'objet de cette recherche est de comprendre : ***Quel est l'impact de l'évolution du cadre institutionnel (légal et fiscal) sur l'attractivité des investisseurs étrangers ?***

L'article est structuré autour de trois axes principaux, dont le premier se concentre sur les spécificités du partenariat dans le secteur des hydrocarbures, en soulignant la nature stratégique de cette ressource et les enjeux géopolitiques qui l'entourent, notamment en terme de souveraineté, de dépendance financière et d'attractivité. Le deuxième axe retrace l'évolution historique du partenariat pétrolier en Algérie depuis l'indépendance jusqu'aux réformes les plus récentes conclues en 2019. Enfin, dans le troisième axe, les données empiriques du secteur seront présentées et analysées en confrontant chaque période aux réalités contractuelles (nombre de contrats, nombre de découvertes, investissements engagés, volumes de productions réalisées, etc.).

2. Le partenariat dans les hydrocarbures : spécificités et enjeux stratégiques

Le partenariat est un phénomène ancien qui a connu un important regain d'intérêt depuis le début des années 90, aussi bien dans la culture nord-américaine qu'en Europe (Tremblay, 2003). Dans

le contexte économique contemporain, celui-ci semble devenir un mode relationnel privilégié par les entreprises et par les économies, tant développées que celles en développement. Bien plus qu'une simple collaboration, le partenariat se distingue par son cadre formalisé, des engagements réciproques et des enjeux mutuels. Les analyses faites par Delorme (1992), Gagnon et Klein (1992) partent du constat que l'idée du partenariat constitue une panacée face crises économiques, financières et des crises de valeurs.

En se basant sur la logique de la théorie des coûts de transaction, le partenariat intervient comme une forme intermédiaire entre deux configurations extrêmes d'allocation de ressources à savoir, le marché et l'organisation intégrée. Cependant, dans le contexte des hydrocarbures, outre les intérêts purement économiques liant les deux parties contractantes, plusieurs autres facteurs et enjeux doivent être pris en considération, d'où l'extrême sensibilité caractérisant le partenariat dans ce domaine.

2.1 La nature stratégique des hydrocarbures

Le secteur des hydrocarbures revêt un caractère stratégique, dans le sens où la survie et la prospérité d'un pays peuvent en dépendre (Bret- Rouzeaut & Favennec, 2011). La dimension économique et stratégique des hydrocarbures est reflétée par l'ampleur des rentes financières dégagées par cette industrie, d'une part, et le caractère épuisable et non renouvelable de cette ressource, d'autre part. En effet, si la révolution industrielle doit son envol au charbon, le pétrole offre l'avantage d'une source d'énergie plus dense, plus liquide et beaucoup plus facile à transporter et à stocker. Toutefois, le premier choc pétrolier suite à la guerre de Kippour de 1973 a remis au goût du jour le caractère épuisable des ressources pétrolières.

Afin de mieux comprendre l'enjeu technico- économique des gisements et des réserves, un examen de la dichotomie existante entre les économistes et les géologues s'impose. Ces derniers sont intéressés par l'ensemble des ressources de manière globale, tandis que les économistes ne se penchent qu'à la fraction de ressources techniquement et économiquement exploitable (Baddour, 1988). Les volumes récupérables estimés sont désignés par « réserves » font la spécificité de l'industrie des hydrocarbures en général, et pétrolière en particulier. Cependant, il faut impérativement distinguer entre les trois types de réserves : les réserves prouvées, réserves probables et réserves possibles. La première catégorie désigne le volume de ressource récupérable avec un haut degré de certitude (90% de chance d'être récupérées, P90) compte tenu des conditions techniques et économiques. Les réserves probables correspondent à la quantité dont l'existence est moins certaine que les réserves précédentes, soit 50% de chances d'exister (P50). Enfin, les réserves possibles renvoient à la quantité de ressources ayant 10 % de chance d'exister (P10).

Par ailleurs, il est à noter le caractère dynamique de ces réserves. Les évolutions des conditions économiques liées, soit au prix, soit à la disposition fiscale ou technique peuvent effectivement amener à une modification des taux des réserves. L'évolution technologique a permis d'améliorer le taux de récupération des gisements qui était de l'ordre de 15-20% au début des années 1970, pour évoluer vers un taux avoisinant 35- 40% ces dernières années. Ce taux peut atteindre les 60% en cas de recours à la récupération assistée. Dès lors, nous pouvons parler de reproductibilité économique pour les ressources épuisables.

Sur le plan économique, les hydrocarbures constituent un enjeu de grande taille en termes de coût de revient et de rentes financières. En effet, si le prix du pétrole est unique du fait qu'il soit

régi par un marché mondial, l'importante dispersion des coûts d'exploitation entre les zones de production est à l'origine du phénomène de la rente pétrolière. De 20 dollars/baril à l'Alaska à 02 dollars au moyen Orient passant par plus de 14 dollars/ baril pour certains gisements offshore des Etats-Unis et en mer du nord (Leenhardt, 2005). La rente pétrolière est le surplus de revenus pétrolier qui se dégage des recettes pétrolières brutes après la déduction des coûts d'investissement et d'exploitation, ainsi que du minimum de marge bénéficiaire que les investisseurs estiment nécessaire (Ikama, 2013).

La rente pétrolière confère des avantages financiers considérables aux pays pétroliers, d'où l'épineuse question du partage de cette rente. Cet enjeu relève du caractère plus au moins exacte des évaluations des portions de rente appartenant aux partenaires (Ikama, 2013). Deux voies s'offrent aux industries extractives. Les systèmes contractuels ainsi que les systèmes d'impôts et de redevance avec délivrance de permis par zone. Certains pays à l'exemple de l'Algérie ont opté pour une conception hybride (International, 2012). S'agissant du système contractuel, la coopération entre un pays producteur de pétrole et une société pétrolière repose sur deux objets. D'abord le service rendu par la société au pays pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures en contrepartie d'une rémunération (rente de l'exploitant) et la ressource extraite par la société destinée au marché. La rente de l'exploitant rémunère la prestation de service, elle est ajustée au coût moyen, de sorte que même le prestataire le moins performant puisse récupérer ses investissements.

2.2 La nécessité du partenariat dans les hydrocarbures

Le domaine des hydrocarbures est caractérisé par son intensité capitalistique et sa forte demande en technicité et en technologies évoluées. D'ailleurs, bien que le pétrole soit connu depuis l'antiquité (Dalmont, 1982), la naissance et l'amplification de l'industrie pétrolière en tant que telle, n'est parvenue qu'après le développement de techniques qui ont permis sa production et son utilisation. Cette dernière est une industrie à caractère technologique affirmée (Perrodan, 1999) puisqu'il s'agit d'identifier dans le sous-sol, par des dizaines, voire des centaines de mètres de profondeur, des formations géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures de les extraire et de les transporter (Issabelle, 2000).

Parallèlement, le risque inhérent à l'industrie des hydrocarbures est très élevé. Ce qui la différencie des autres industries est l'incertitude qui règne sur l'approvisionnement de matières premières (Masseron, 1991, p. 18). Le risque intervient à tous les niveaux de la chaîne de production (exploration, exploitation, stockage, transport, commercialisation). Les méthodes d'exploration utilisées ne donnent qu'une idée générale de la structure du sous-sol, et seul le forage permet de confirmer la présence ou non des hydrocarbures. De plus, même en cas de découverte, la commercialisation rentable des réserves n'est pas garantie, puisque la viabilité commerciale d'un gisement dépend du volume des réserves récupérables, de la nature et de la qualité des volumes découverts, de son prix de revient et de la volatilité des prix du pétrole.

L'ensemble de ces raisons fait du partenariat une option incontournable dans les hydrocarbures. Dans le but d'asseoir leurs positions, les Etats et les sociétés pétrolières se tournent de plus en plus vers la coopération. Les deux parties s'associent pour partager les risques et mettre en commun leurs expertises (Darmois, 2013), dont les règles de fonctionnement sont décrites dans un contrat validé par les contractants.

Dans le contexte algérien, pour la concrétisation de l'objectif stratégique assigné à la Sonatrach en matière de renouvellement de son capital ou de son portefeuille de réserves d'hydrocarbures, l'Etat, à travers sa politique énergétique nationale, accorde une grande importance au développement du partenariat avec des entreprises internationales. Ceci dit, la trajectoire à suivre pour la concrétisation de cet objectif repose sur une feuille de route axée sur l'optimisation de l'exploitation des gisements découverts, l'utilisation de nouvelles technologies et évidemment l'intensification des efforts en exploration.

2.3. Dimension géopolitique des hydrocarbures

La souveraineté pétrolière conduit à se poser une question capitale : « à qui appartiennent les ressources extraites du sous-sol ? ». Le principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles renvoie au contrôle qu'exerce l'Etat sur sa ressource tout au long de la chaîne pétrolière. La réappropriation des hydrocarbures par les pays producteurs entre les années 60 et 70 en est un acte de souveraineté. Cette dernière est instrumentée par la création de compagnies nationales (exemple de la Sonatrach créée en 1963). L'application de la règle 49/51 positionne la compagnie nationale des hydrocarbures en leader dans les activités de recherche et d'exploitation. L'objet étant la sauvegarde de la souveraineté de l'Etat à travers la Sonatrach.

L'article 5 de la loi sur les hydrocarbures, conformément à la constitution, stipule que les hydrocarbures découverts ou non découverts, sur lesquels l'Etat exerce sa souveraineté, sont la propriété de la collectivité nationale. Ce qui explique la participation majoritaire de la Sonatrach depuis la nationalisation des hydrocarbures, témoignant ainsi de la volonté et de l'engagement de l'Algérie à concrétiser, par sa compagnie nationale des hydrocarbures, la feuille de route définie pour ce secteur. En plus, de ses relations contractuelles, cette dernière assure également un rôle d'opérateur, avec un important capital de réalisations en efforts propres. En effet, la sensibilité du secteur en question et son poids économique contraignent le législateur algérien à opter pour des relations de partenariats déséquilibrés (la loi 49/51).

Dans ce sens, la taxe TPE, initiée par la loi 05-07 de 2005, vise essentiellement un contrôle étatique plus renforcé des ressources pétrolières, s'inscrivant dans une logique de souveraineté énergétique. Le législateur algérien cherche à maximiser les recettes budgétaires en période d'envolée des prix, tout en préservant l'attractivité du cadre contractuel. De plus, cette loi a établi une combinaison de titre minier dans un ordre permettant de renforcer cette souveraineté à un haut niveau de souveraineté à l'Etat. Cette situation a conduit à une relative stagnation de la production qui est toutefois compensée par la qualité des pétroles, l'augmentation de la part des condensats et surtout par une production et une commercialisation du gaz de plus en plus importantes. Ce bilan a entraîné le législateur vers la multiplication des avantages offerts pour attirer les sociétés étrangères en promulguant la loi 19-13 qui se veut plus avantageuse et plus ouverte aux partenaires étrangers.

3. Evolution du partenariat dans les hydrocarbures en Algérie

Après avoir été régi par le code pétrolier saharien durant la période coloniale, le partenariat dans le domaine des hydrocarbures en Algérie a connu une évolution constante après l'indépendance. Cette évolution est passée par plusieurs phases, dont les plus marquantes sont, sans doute, la nationalisation des hydrocarbures en 1971 et la promulgation des lois 86/14 et 05-07, respectivement en 1986 et 2005, et enfin la mise en application de la loi 19-13 en vigueur depuis 2019.

3.1. Période 62/71 : une coopération privilégiée

Durant cette période, la coopération pétrolière, en dépit des autres secteurs, était particulièrement intense ; caractérisée par un cachet volontairement bilatéral et privilégié dans ses débuts, puis multilatéral en raison des contraintes liées au déroulement de l'expérience de la coopération privilégiée. Les grandes lignes de cette coopération étaient fixées par les accords d'Evian, avant d'être raffinées par les accords du 29 juillet 1965 qui ont posés les assises d'une coopération fructueuse dans le domaine minier.

En 1962, en l'absence d'une législation, le code pétrolier saharien continua de régir les titres miniers accordés par la France qui jouissait de ses droits patrimoniaux acquis avant l'indépendance, telle que stipulé par l'article 12, titre IV des accords d'Evian. En contrepartie, une assistance technique et une contribution financière sont garantie par la France pour soutenir l'ambition industrielle et le développement économique de l'Algérie (Mernache, 2017). L'Algérie, en revanche, a la liberté en matière de choix de législative concernant les permis de recherches à accorder après l'indépendance (Grimaud, 1972, p. 1282). A cet effet, un organisme paritaire Franco-Algérien, dont la vocation principale est la mise en valeur des richesses du sous-sol saharien, fut créé (Découflé, 1966). Celui-ci remplissait le rôle de conseiller auprès des autorités Algériennes sur les questions d'attribution de titres miniers et de législation.

Fort de leur caractère politique qui prévalait sur l'économique, les accords d'Evian se sont finalement avérés impuissants face aux questions liées à l'industrialisation et au développement économiques, fortement dépendantes des hydrocarbures, en particulier devant un Etat français qui cherchait à protéger sa domination sous le vocable de la coopération. Un concept vague, qui peut être approché par diverses visions, ce qui explique les difficultés qui surviennent dès l'été 1962 (Kabbanji, 2016, p. 74). Pour pallier à ces manquements, en juin 1963, un accord dit d'arbitrage ou une déclaration est signée entre les deux gouvernements algérien et français, portant sur la mise en application des clauses décidées dans les accords d'Evian (Christian, 1964). En plus d'adapter certains points du cadre juridique à la souveraineté du Sahara, la déclaration cherche à faire perpétuer les acquis du code pétrolier.

La création de la Sonatrach en décembre 1963 fut un tournant majeur et décisif dans l'évolution des hydrocarbures en Algérie. Bien qu'à la base, la Sonatrach avait comme activité principale le transport, sa vocation s'étalait sur la prise en charge des problèmes liés aux contrats de coopération privilégié en partie et de jouer un rôle parmi les opérateurs déjà en activité. Ainsi, la compagnie constitua un outil de l'indépendance pétrolière pour l'Algérie avant de devenir le principal pourvoyeur des ressources, notamment des devises.

Cette période est marquée aussi par la signature d'un accord d'une grande importance après dix-huit mois de négociations épisodiques. Cet accord conclu le 29 juillet 1965 à Alger, a non seulement redéfini les rapports entre la France et l'Algérie, mais mieux encore il a bousculé les rapports entre pays producteurs et les sociétés productrices étrangères (Manin, 1971). De par son importance, celui-ci est souvent présenté comme « révolutionnaire » (Touscoz, 1972), considéré comme une construction collective et transétatique gérée par les puissances publiques des deux pays, génératrice d'institution et de procédures nouvelles, se distinguant des catégories juridiques classiques (Découflé, 1966, p. 544). Malgré sa complexité, l'accord cherchait à adapter le régime déjà en vigueur au développement en cours de l'Algérie et à apporter certains changements et aménagements aux dispositions arrêtées en 1962 entre la France et l'Algérie,

ainsi qu'à « définir d'un commun accord une conception originale de l'exploitation des hydrocarbures » (Manin, 1971, p. 148). Comportant un grand nombre d'annexes, celui-ci vise essentiellement à définir et aménager une action « d'industrialisation concertée de l'Algérie » dans le respect de la souveraineté Algérienne (Découflé, 1966).

Dans le cadre de cet accord, l'Algérie a bénéficié de plusieurs avantages, notamment sur plan de la fiscalité qui a été revue en sa faveur, avec un taux de 53% en 1965 puis 55% en 1969, contre un partage traditionnel de 50-50 initialement. En outre, la part de la compagnie algérienne Sonatrach dans la SN repal est relevée de 40 à 50 % (Grimaud, 1972) et le pourcentage de l'impôt a été redéfini (Kabbanji, 2016). Cette association s'est fait octroyer un périmètre de recherche dépassant les 200 000 km² laquelle s'est soldé par 35 forages dont 4 petites découvertes (Attar & Djerroumi, 2007).

Théoriquement, toutes les conditions étaient réunies pour une coopération élargie. Néanmoins, le succès du nouvel accord est sujet à la réunion d'un certains nombres de facteurs structurels et conjoncturels que les deux pays n'ont pas su réunir, ce qui les a entraîné dans une situation conflictuelle à partir de 1969 (Manin, 1971). Par ailleurs, l'accord de partenariat signé en 1968 avec le groupe pétrolier Américain « Getty Oil » au bénéfice de la partie algérienne (51%) ainsi que son adhésion à l'OPEP ont permis à l'Algérie d'asseoir et de renforcer sa position face à la France (Mekideche, 2010). Ainsi, après plusieurs tentatives de négociation sans succès, le 24 février 1971, l'Etat algérien a entrepris, unilatéralement, une démarche de nationalisation totale des biens et intérêts détenus par les sociétés françaises.

3.2. Période 71/ 85 : nationalisation et association coopérative

La nationalisation marque le passage d'un régime de coopération privilégiée à une forme de coopération dite « courante » entre les sociétés pétrolières. La fiscalité pétrolière est désormais identique pour toutes les sociétés étrangères co-contractantes avec la compagnie algérienne des hydrocarbures. En effet, le 12 avril 1971, l'Algérie a abrogé une série d'ordonnances fixant le cadre législatif régissant les activités des sociétés étrangères ainsi que le régime fiscal qui sera appliqué. Par conséquent, le régime des concessions fut officiellement abandonné au profit du régime de « l'association coopérative ».

Le principe de fonctionnement du dit « permis H » qui constitue un droit exclusif de recherche, fut modifié par l'ordonnance 71-22 pour qu'il soit délivré exclusivement à la compagnie des hydrocarbures Sonatrach, lui conférant, par conséquent, l'autonomie de décision en matière de choix des partenaires et des négociations des contrats de recherche et d'exploitation. L'association peut prendre la forme d'une société commerciale ou d'une association en participation, avec un plafonnement du taux de participation de la société étrangère à 49% (Benchikh, 2007).

La promulgation des lois concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures en Algérie a conduit au ralentissement de cette activité pendant un certain temps avant la relance de la coopération suite à une nouvelle série d'accords à partir de 1973 /1974 jusqu'à 1978/1979. Cette situation avait non seulement provoqué une raréfaction de la production sur le marché, mais aussi un effarement dans les milieux industriel (Attar & Djerroumi, 2007). Par ailleurs, cette situation accentuée par des événements entrepris par les pays producteurs du pétrole ont propulsé la présence de l'Algérie au-devant de la scène internationale et ont appuyé sa gloire au sein de l'OPEP. C'est à partir de là que l'Algérie s'est affichée comme défenseur des intérêts

économiques des pays du tiers monde en se plaçant en avant-garde au niveau des forums internationaux face aux grandes nations (Malti, 2010).

3.3. Période 86/2005 : début d'ouverture du secteur

En 1986, dans un contexte de contre choc pétrolier et de crise économique-financière, l'Algérie a promulgué la loi 86/14, dite « libérale » ayant pour but l'ouverture de l'amont pétrolier dans afin de relancer l'investissement. Cette loi marque l'entrée en vigueur d'un nouveau type de contrat « contrat de partage de production » garantissant à la Sonatrach la majorité des parts (51%) de la société conjointe et ses résultats. De plus, elle offre à la Sonatrach la possibilité de faire partie des entreprises mixtes ou de recourir à des contrats de service (Bekhechi, 2016). Cette loi a marqué le début d'une nouvelle ère de l'amont pétrolier sous l'égide du partenariat en confirmant les titres miniers qui instrumentalisaient la relation avec le partenaire étranger, notamment les titres de prospections et le permis de recherche et d'exploitation. Le premier (titre de prospection) ne constitue pas un droit exclusif, permettant d'autoriser plusieurs sociétés de mener des travaux géologiques et géophysiques en parallèle, contrairement au second (permis de recherche) qui est délivré uniquement à la Sonatrach.

En 1991, dans des conditions de crise financière aigue, cette même loi a été révisée dans le but d'élargir la voie aux découvertes de gaz, d'autoriser l'exploitation des infrastructures de transport, de rendre le régime fiscal plus attractif pour les sociétés étrangères et les autoriser à participer, avec la Sonatrach, dans l'exploitation des gisements existants pour un meilleur rendement (Bekhechi, 2016).

A partir de la fin de la décennie quatre-vingt-dix, l'Etat algérien s'est engagé dans un processus de réformes fondamentales du secteur des hydrocarbures. Ce qui va permettre, à partir de 1998, une décennie de croissance grâce au redressement des prix et à l'augmentation des quantités des hydrocarbures écoulés (Mekideche, 2010). Cependant, un certains nombres de contraintes ont émergé par la suite, notamment la sous-exploitation du domaine minier, avec une moyenne de 4 à 5 contrats par an, d'une part, et la non attractivité, sur le plan fiscal, de l'exploitation des gisements de petite taille, d'autre part. De plus, le double rôle de la Sonatrach en tant qu'opérateur associé et porteur de prérogatives de l'Etat a créé une situation de conflit d'intérêt (Mekideche, 2010). L'ensemble de ces contraintes a conduit les pouvoirs publics algérien à revoir leur politique institutionnelle et réglementaire.

3.4. Période 2005/2018 : tentative de modernisation institutionnelle

Ayant pour mission principalement d'attirer les investisseurs étrangers en modernisant le système fiscal afin d'accroître le nombre de découvertes, une nouvelle loi pétrolière n° 05-07 fut promulguée le 28 avril 2005. En matière des titres miniers, ladite loi s'inscrivait dans le prolongement des lois précédentes, à savoir : la loi 86-14 et la loi 71-22. Toutefois, dans le cadre de cette loi, les sociétés dont le contrat de prospection s'est soldé par des découvertes se voient octroyer un contrat de production d'une durée de 30 ans et en droit de 70% des hydrocarbures découverts (Benderra, 2005).

Au titre de la loi 05-07, deux agences indépendantes, dotées chacune de personnalité juridique et d'autonomie financière, ont été créées. Il s'agit de l'agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures « autorité de régulation des hydrocarbures » et l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ci-après désignée « ALNAFT ». La première est chargée de veiller au respect de la réglementation

(Art 13, loi 05-07, 2005), tandis que la seconde est chargée de délivrer les autorisations de prospections, de procéder aux appels à concurrence, d'évaluer les offres concernant les activités de recherche et/ou d'exploitation, d'attribuer les périmètres de recherche et d'exploitation et de conclure les contrats de partenariats (Art 14, loi 05-07).

Le principal apport de cette loi réside dans la sélection de la compagnie sur la base d'un appel d'offre. En effet, le contrat de recherche et/ou d'exploitation est « conclu suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire » (Art 32 loi, 2005). Ainsi, dans le cadre de l'économie de marché, l'Algérie renonce au pouvoir discrétionnaire dans le choix de la société contractante au profit de la concurrence, puisque l'agence ALNAFT conclut le contrat avec le partenaire « le mieux offrant » et signe directement après l'ouverture des plis sur la base du contrat proposé par la société. Néanmoins, faute d'évolution soudaine de la scène énergétique internationale, cette loi a été révisée par l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006, exigeant de la Sonatrach l'obligation de participer à hauteur de 51% dans la plupart des contrats signés avec les compagnies étrangères, à l'exception de la pétrochimie, le CNL et le GTL, lesquels restent complètement ouverts à l'investissement étranger (Bouhou, 2009).

En outre, la loi offre des incitations aux compagnies pétrolières désireuse de se lancer dans les gisements marginaux et de taille réduite (Bekhechi, 2016). Cependant, cette ordonnance a introduit la taxe sur les profits exceptionnels (TPE) ou taxe sur les surprofits pour tenir compte de l'évolution des prix, y compris pour les anciens contrats signés sous l'égide de la loi 86 – 91. Ces mesures ont suscité une certaine méfiance de la part des compagnies étrangères lors des appels d'offre pour l'octroi de nouveaux titres pétroliers et un ralentissement des rythmes de découvertes a été observé. En effet, la loi 05-07 est accusée de manque de flexibilité en ne se conjuguant pas aux standards et aux exigences internationales avec une fiscalité complexe et peu incitative. Par conséquent, les appels d'offre lancés dans le cadre de cette loi n'ont pas réalisés les résultats escomptés. Nonobstant, la période allant de 2005 à 2008 a connu une augmentation de la production du gaz naturel et du pétrole brut de même pour les quantités commercialisées (Noilhan, 2006).

Dans une démarche d'intensification des efforts d'exploration, le gouvernement a donc procédé, le 20/02/2013, à un nouvel amendement de la loi 05-07, en promulguant la loi pétrolière 13-01. Celle-ci introduit de nouvelles mesures d'incitation dans le but d'améliorer l'attractivité du domaine minier, d'une part, et définit les différents titres miniers ainsi que les conditions d'attribution aux partenaires étrangers, d'autre part.

3.5. Période post 2019 : une relance par une flexibilité fiscale

Une nouvelle loi (19-13) fut promulguée le 11 décembre 2019, visant le réaménagement du cadre institutionnel, légal et fiscal et prévoit de redéfinir les conditions de fonctionnement du secteur des hydrocarbures. Par la loi 19-13, l'Algérie ambitionne de concilier flexibilité et attractivité du secteur, d'un côté, et préserver les intérêts et la souveraineté de l'Etat, de l'autre côté. Sur le plan légal, la présente loi maintient l'organisation du secteur conformément à la loi 05-07, concernant les attributions des structures et les acteurs du secteur des hydrocarbures. Sur le plan contractuel, la loi de 2019 se veut plus flexible, avec un régime fiscal plus favorable et incitatif aux partenaires étrangers. Néanmoins, le législateur Algérien maintient, en terme de cette loi, la règle du 49/51 régissant la relation de partenariat entre la compagnie nationale et les sociétés étrangères.

La loi 19-13 identifie trois formes contractuelles possibles avec les compagnies étrangères : le contrat de participation, le contrat de partage de production et le contrat de service à risque. La compagnie nationale peut également s'engager en effort propre, après une procédure d'obtention d'accord auprès de l'agence ALNAFT, sous l'appellation de « concession amont ».

L'exploitation du gaz du schiste est régie par le même cadre juridique que celui des hydrocarbures conventionnels avec quelques avantages fiscaux.

La nouvelle loi donne une nouvelle orientation fiscale au secteur des hydrocarbures visant à stimuler l'investissement dans le secteur en question. En effet, la loi 13-19 s'inscrit dans une voie de réduction de la pression fiscale subie par les entreprises ; une baisse qui se matérialise par une révision des tarifs et des taux applicables aux différentes taxes et impôts pétroliers. Concernant la taxe superficielle, dont le montant est déterminé au prorata de la superficie du périmètre contractuel et du prix défini pour l'unité de surface (prix/ Km²), la loi 13-19 a opté pour la suppression de tarification par zones (basé sur la complexité géologique des zones) instaurée par la loi précédente (loi 05-07, 2005). Elle a également revu à la baisse les tarifs applicables aux différentes périodes.

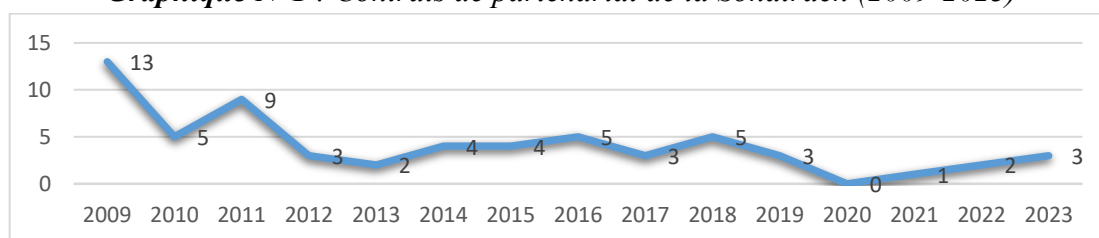
S'agissant de la redevance qui est un prélèvement mensuel sur les quantités d'hydrocarbures extraites, valorisé au point de mesure au profit de l'Etat au titre des articles 167 à 176, il est redéfini à un taux de redevance unique de 10% par la loi 13-19. Il est important de rappeler que la loi 86-14 avait fixé un taux de redevance sur la valeur de la production de 20%, tandis que la loi 05-07 a exigé un taux variable, allant de 5 à 20 %, en fonction de l'importance de la production et les caractéristiques géologiques des zones. Désormais, ce taux s'applique uniformément à toutes les zones et quelle que soit la taille des gisements. Pour ce qui est de l'impôt sur bénéfice, après avoir été fixé pendant longtemps sur un taux de 50% et rehaussé pour atteindre un taux avoisinant les 80% (loi 2013), la présente loi le revoit à la baisse en le fixant à 30 %. En somme, la loi a repris certaines taxes déjà existantes et a procédé à la suppression de l'impôt complémentaire sur le revenu des hydrocarbures, tout en introduisant d'autres taxes et impôts, tels que : l'impôt sur le revenu des hydrocarbures, l'impôt sur la rémunération du cocontractant étranger, la redevance forfaitaire et la taxe foncière.

4. Résultats et discussions

4.1. Evolution du nombre de contrats de partenariat de la SONATRACH

L'analyse de l'évolution des contrats de partenariat signés par Sonatrach avec des entreprises étrangères durant la période allant de 2009 à 2023 (voir graphique N°1), révèle une évolution contrastée, avec plusieurs phases distinctes. Néanmoins, sur l'ensemble de la période, une moyenne de 4 contrats sont signés annuellement, restant au même niveau que la période allant de 2001 à 2009 (Ministère de l'Energie, 2011) et légèrement supérieure à la période 1991-2000 qui été de 3 contrats par an (Ministère de l'Energie, 2008).

Graphique N°1 : Contrats de partenariat de la Sonatrach (2009-2023)



Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

Les résultats présentés ci-dessus montrent que la phase 2009-2011 est la plus fructueuse, marquée par la signature de 27 contrats, dont 13 durant l'année 2009 parmi lesquels figurent quatre grands engagements signés avec les compagnies ENI, British Gas, Gazprom et EON Rhurghaz (Sonatrach, 2009). La deuxième phase qui débute en 2012 est caractérisée par une chute drastique du nombre de contrats signés annuellement, reflétant ainsi les tensions de la Sonatrach avec ses partenaires et les nombreux contentieux auxquels elle a fait face (Sonatrach, 2017).

Ces contrats ont été signés sous l'égide de la loi 05-07, confirmant ainsi sa non flexibilité, comparativement à la loi 86 dite « libérale » et qui a ouvert la voix au partenariat étranger. En effet, une accélération sensible en matière d'efforts de recherche et d'exploration en partenariat a été enregistrée durant la période 1986-1996, enregistrant 23 contrats d'exploration conclus avec 19 compagnies (Keramane, 1996).

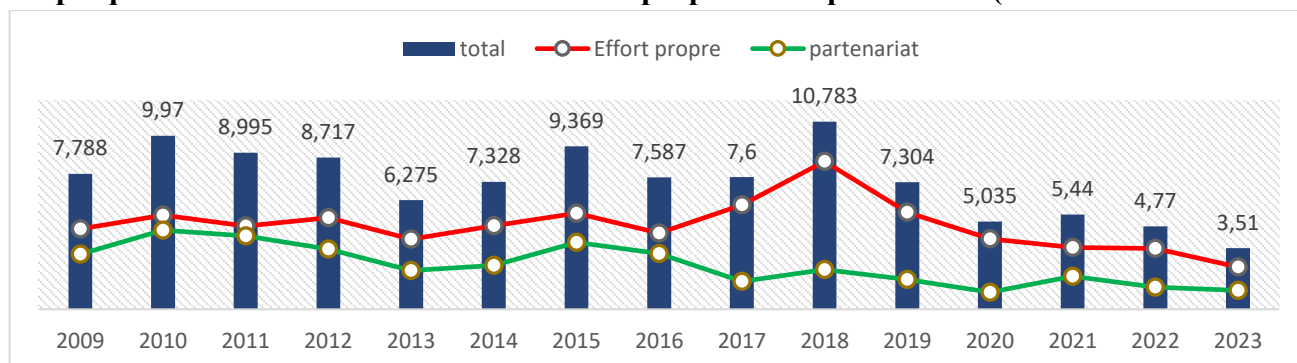
Malgré un élan estompé en 2020 par la pandémie du Covid-19, une reprise timide est enregistrée en 2021, mais significative puisqu'elle marque le début de la mise en application de la nouvelle loi des hydrocarbure (19-13) avec la signature du premier contrat régi par celle-ci (Sonatrach, 2021). Enfin, une autre phase est observée durant les années 2022 et 2023, marquée par une reprise graduelle qui est amorcée avec la signature de deux et trois contrats, respectivement.

La reprise se confirme par le premier appel à concurrence pour l'investissement « Bid Round 2024 » lancé par ALNAFT dans le cadre de la nouvelle loi et qui s'est soldé par la signature de cinq grands contrats en juillet 2025. Ces contrats ont été conclus avec de nombreuses compagnies : ZANGAS (Autriche), FILADA (Suisse), SINOPEC (Chine), PTTEP (Thaïlande), ENI (Italie), Qatar Energy (Qatar), TotalEnergies (France) et ZPEC (Chine).

4.2. Les investissements en amont (volumes des contrats et investissements propres)

Le graphique 2 ci-après trace l'évolution des investissements en amont dans le secteur des hydrocarbures effectués par la Sonatrach en effort propre et en partenariat.

Graphique N°2 : évolution des investissements propres et en partenariat (en milliards de dollars)



Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

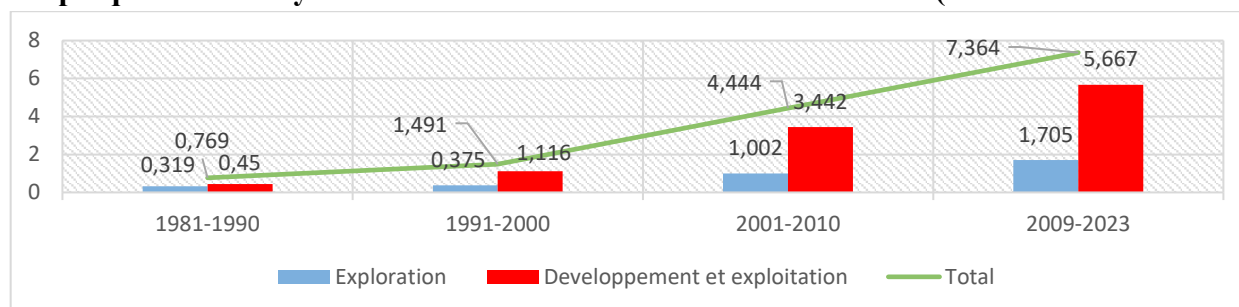
Les résultats révèlent une évolution contrastée des investissements en amont réalisés par SONATRACH entre 2009 et 2023, marquée par une phase d'une contraction significative précédée par une expansion remarquable. En effet, l'investissement total passe de 7,788 milliards de dollars en 2009 à un sommet exceptionnel de 10,783 milliards en 2018, enregistrant des fluctuations significatives, notamment une hausse en 2010 et une baisse remarquable en 2013 puis une remontée considérable durant l'année 2015, avec de 9 milliards de dollars d'investissement, contre 7,328 en 2014, soit une hausse de 23% (Ministère de l'Energie, 2016).

Une chute significative est enregistrée à partir de 2018, tant au niveau des investissements en partenariat qu'à ceux réalisés en effort propre.

L'évolution des investissements en partenariat suit la même dynamique en révélant des fluctuations importantes, influencées par un cadre réglementaire évolutif, notamment la loi hydrocarbures 05-07 puis 19-13 qui ont impacté l'attractivité des investissements étrangers (Sonatrach, 2022), d'une part, et des prix élevés du pétrole, particulièrement entre 2011 et 2014, stimulant l'investissement, d'autre part. A partir de 2019, le taux d'investissement en partenariat reprend une tendance haussière pour dépasser le milliard de dollar durant les deux dernières années (2022 et 2023). Cette remontée significative reflète la nouvelle stratégie partenariale initiée avec la loi 19-13 sur les hydrocarbures, visant à accroître l'attractivité du domaine minier national (Sonatrach, 2021).

L'investissement en effort propre, quant à lui, montre une progression plus au moins régulière durant la période 2009-2018 puis une décroissance remarquable, particulièrement en 2023 avec le plus bas niveau (3,5 milliards de dollars), influencé par la volatilité des prix des hydrocarbures, notamment le prix du Brent qui a chuté de 18% en 2023 (Sonatrach, 2023). Toutefois, en comparaison avec d'autres périodes (voir graphique N°3), la période 2009-2023 enregistre la moyenne annuelle des investissements la plus importante de l'entreprise.

Graphique N° 3 : Moyenne annuelle des volumes des investissements (en milliards de dollars)



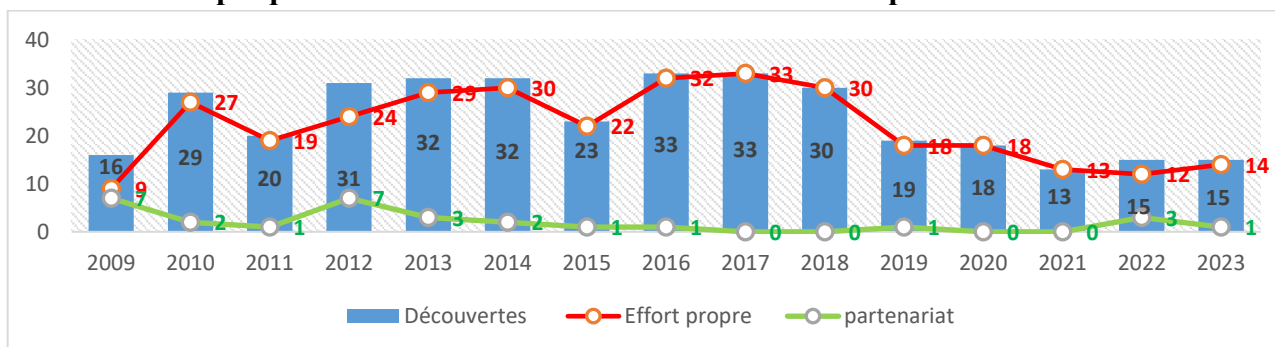
Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

L'analyse du graphique ci-dessus indique une croissance spectaculaire des investissements annuels de la Sonatrach qui passent de 769 millions de dollars (1981-1990) à plus de 7 milliards de dollars annuels durant la période 2009-2023, soit une multiplication par dix du niveau d'investissement. Ces investissements sont concentrés essentiellement sur le développement et l'exploitation qui représentent plus de 77% du total, contre 33% destinés à l'activité de la recherche et exploration. Cela témoigne, d'une part, de la volonté de l'Algérie à maintenir et accroître sa production en hydrocarbures (Sonatrach, 2023) et, d'autre part, de répondre à une consommation nationale croissante.

4.3. Evolution des découvertes

L'analyse des rapports annuels de la SONATRACH nous permet de présenter dans le graphique N°4 ci-dessous, l'évolution des découvertes réalisées durant la période allant de 2009 à 2023.

Graphique N°4 : évolution des découvertes durant la période 2009-2023

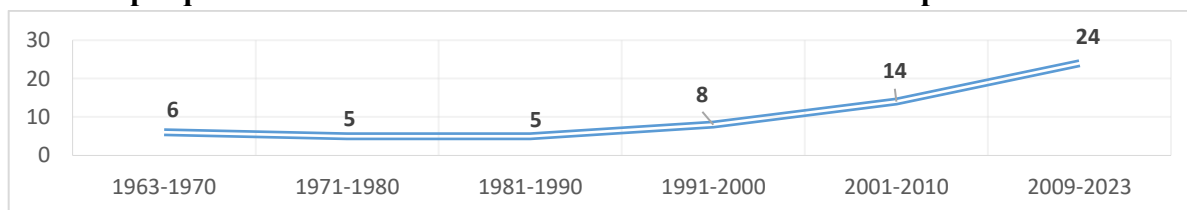


Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie. Les résultats présentés dans le graphe N°4 révèlent une tendance globalement décroissante des découvertes d'hydrocarbures de Sonatrach sur la décennie, avec des fluctuations importantes. La période 2014-2018 est marquée par de très fortes découvertes, allant de 30 et 33 découvertes annuelles, puis une chute brutale à partir de 2019 avec une stabilisation en 2021-2022 et une reprise timide en 2023. L'année 2017 présente une performance exceptionnelle pour l'entreprise, avec 33 découvertes réalisées en effort propre, représentant un volume de 226 millions de TEP (Sonatrach, 2017).

S'agissant des découvertes réalisées en partenariat, à l'exception des années 2009 et 2012, celles-ci demeurent non significatives, avec une à deux découvertes annuelles, voire aucune pour quatre années. Néanmoins, l'année 2022 fait exception puisque trois découvertes ont été réalisées en partenariat. Une année marquée par deux événements majeurs, à savoir la reprise de la demande globale suite à la dissipation progressive du Covid, d'une part et la hausse des prix du pétrole boostés par le conflit russo-ukrainien. En effet, cette année est marquée par la réalisation d'un chiffre d'affaires à l'exportation record qui s'élève à 59,8 milliards de dollars en 2022, contre 35,4 milliards en 2021, lui permettant de dégager un bénéfice net exceptionnel de 10 milliards de dollars en versant au trésor public une fiscalité pétrolière de 5548 milliards de DA (équivalent à 39 milliards de dollars), soit une hausse de 113%.

Par ailleurs, la moyenne annuelle des découvertes de la période 2009-2023 reste la plus importante depuis 1962, année de la création de la Sonatrach, comme le montre le graphique N°5 ci-après :

Graphique N°5 : évolution des découvertes de la Sonatrach depuis sa création

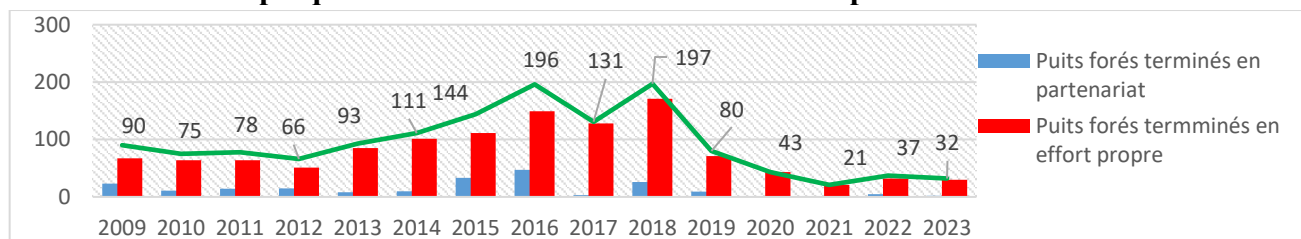


Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie. Cette évolution est aussi impactée par les réalisations de la compagnie, car une analyse approfondie (voir graphiques 6 et 7) indique que les réalisations en effort physique ont diminué à partir de 2018 et, inversement, l'activité d'exploration a augmenté, particulièrement celle réalisée en partenariat. Il y a lieu de signaler que le rapport annuel 2019 signale que la sonatrach a adopté une autre approche en ciblant les bassins matures autour des gisements principaux.

4.4. Réalisations de la Sonatrach en amont

Les réalisations de la Sonatrach en terme de forage de puits peuvent être en deux activités : exploration et exploitation. L'évolution de l'activité d'exploration ou de recherche durant la période allant de 2009 à 2023 est présentée dans le graphique suivant :

Graphique N°6 : évolution des réalisations d'exploration 2009-2023



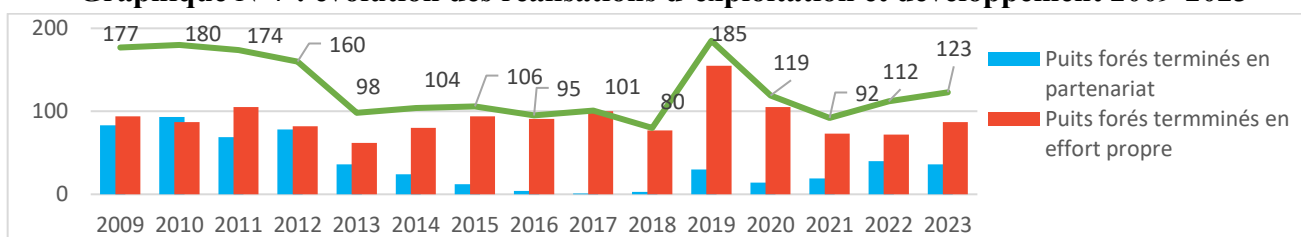
Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

Plusieurs tendances marquantes se dessinent en analysant les résultats présentés dans le graphique ci-dessus. En effet, nous pouvons observer trois phases différentes, dont la première (2009-2013) est caractérisée par un léger recul du nombre de puits forés, suivie de la phase de croissance exceptionnelle (2013-2018) avec des pics de 196 et 197 puits en 2016 et 2018, successivement. Cette croissance est une conséquence directe de l'intensification des investissements engagés durant cette période (voir graphique N°2). Enfin, une chute rigoureuse a marqué la dernière phase (à partir de 2018) enregistrant le niveau le plus bas avec seulement 21 puits forés, ce qui peut être expliqué principalement par l'impact de la pandémie (Sonatrach, 2021), avant la reprise annoncée à partir de 2022 suite au redressement des cours du pétrole.

Les résultats révèlent aussi la prépondérance des réalisations en effort propre et le déclin de l'activité en partenariat à partir de 2016 et accentué à partir de 2019. En effet, sur les 213 puits forés entre 2019 et 2023, seulement 16 ont été réalisés en association, soit un taux de 07,51%.

S'agissant des réalisations d'exploitation et développement, les données relatives à la période allant de 2009 à 2023 indiquent une tendance quasi inverse à celle de l'exploration, comme le montre le graphique N°7 ci-après :

Graphique N°7 : évolution des réalisations d'exploitation et développement 2009-2023



Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

Les résultats révèlent une décroissance amorcée en 2009 jusqu'en 2013, suivie d'une période de stabilisation (2013-2018) avec une moyenne annuelle de cents puits terminés. Cependant, cette stabilisation ne concerne que l'effort propre de la Sonatrach, puisque l'activité en association a drastiquement chuté. Cela peut être expliqué par la prépondérance des découvertes de la Sonatrach en effort propre durant cette période.

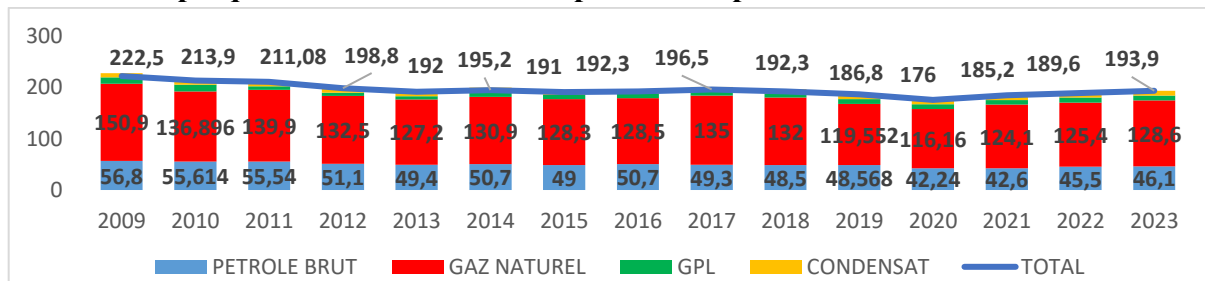
A partir de 2019, l'activité d'exploitation et développement a repris rigoureusement avant d'observer un ralentissement en 2020 et 2021 (période de pandémie) suivie d'une relance à partir de 2022. Cette reprise est influencée par l'intensification des investissements et des découvertes

durant la période, d'une part, et par le second souffle qui a marqué le partenariat suite à la nouvelle loi hydrocarbures, d'autre part.

4.5. Evolution de la production primaire d'hydrocarbure par type de produit

Le graphique N°8 ci-après illustre l'évolution de la production primaire d'hydrocarbures de l'Algérie durant la décennie 2009-2023.

Graphique N° 8 : évolution de la production primaire en million de TEP



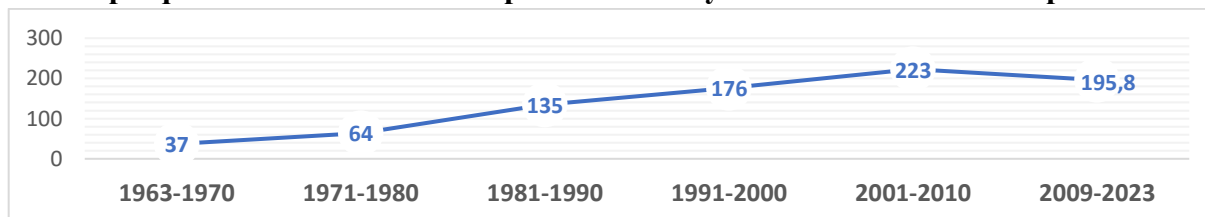
Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

Les résultats, quels présentés dans le graphique, montrent que le gaz naturel représente la composante majoritaire de la production, oscillant entre 116-150 millions de TEP selon les années. Cette prédominance s'explique par la stratégie de SONATRACH de développer son portefeuille gazier, particulièrement dans les régions du Sud-Ouest algérien (Ministère de l'Energie, 2019). La production de pétrole brut montre une tendance baissière depuis 2009, passant de 56,8 millions de tonnes en 2009 à 46,1 millions de tonnes en 2023. Cette diminution s'explique en grande partie par les accords OPEP limitant les quotas de production (Sonatrach, 2019), ce qui reflète la stratégie algérienne de maximiser la production gazière au détriment du pétrole brut, le gaz n'étant pas soumis aux quotas OPEP et bénéficiant d'une demande européenne soutenue.

Par ailleurs, la période 2019-2021 révèle l'impact de la crise des prix des hydrocarbures et de la pandémie COVID-19, avec une baisse notable de la production totale qui atteint son minimum historique en 2020 (Sonatrach, 2020). Enfin, la reprise observée en 2022-2023 témoigne des efforts de modernisation de SONATRACH et de sa stratégie de développement des nouveaux gisements gaziers du Sud-Ouest. Cependant, le secteur fait face à des défis structurels nécessitant des investissements massifs dans l'exploration-production pour renouveler les réserves et maintenir les niveaux de production (Sonatrach, 2023).

Sur l'ensemble de la période 2009-2023, Sonatrach a produit en moyenne 195,8 Millions de TEP annuellement, légèrement en recul par rapport à la période 2001-2010, mais suffisamment plus que les autres périodes comme le montre le graphique suivant :

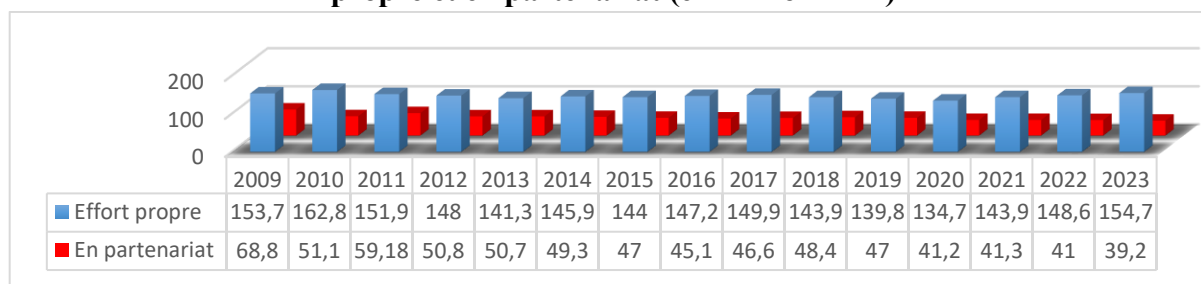
Graphique N°9 : Evolution de la production moyenne de la Sonatrach depuis 1963



Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

L'analyse de l'évolution de la production globale de la Sonatrach au cours de la période 2009-2023, telle que le montre le graphique N°10 ci-après, révèle des tendances distinctes pour les deux modes opératoires, à savoir ; en partenariat et en effort propre).

Graphique N°10 : évolution de la production globale de la Sonatrach (2009-2023) en effort propre et en partenariat (en million TEP)



Source : réalisé par les auteurs à partir des rapports de Sonatrach et du ministère de l'énergie

Les résultats révèlent que La production en effort propre présente relativement une stabilité sur la période, avec un pic atteint en 2010 (162,8 millions de TEP) et un niveau historiquement bas de 134,7 Millions de TEP en 2020, suite au ralentissement de l'activité économique à l'échelle mondiale à cause de la pandémie. En revanche, la production en association a suivi une tendance baissière sur toute la période à l'exception de légers rebonds observés en 2011 puis en 2017 et en 2018. Celle-ci passe de 68,8 millions de TEP en 2009 à 39,2 millions de TEP en 2023, soit une diminution de plus de 43%.

Néanmoins, malgré une trajectoire descendante de la production en partenariat, deux rythmes peuvent être observés en décomposant la période en deux phases. En effet, la diminution durant les dernières années (de 2017 à 2023) n'est que de 7,4 millions de TEP et reste largement moins accentuée que celle de la première tranche (de 2009 à 2016) qui a enregistré une baisse de 13,7 millions de TEP. Cela peut être expliqué par la reprise par la Sonatrach de certains gisements issus des contrats de partenariat arrivés en fin de cycle, accentué par le déclin du nombre de contrats signés durant la période de tension entre 2012 et 2017. En effet, une stabilité relative est observée durant les quatre dernières années, avec une baisse de seulement 2 millions de TEP, soit moins de 5%.

5. Conclusion :

L'analyse historique des réformes engagées dans le secteur des hydrocarbures en Algérie révèle que la loi 86-14, promulguée en 1986, a réellement boosté le partenariat et a relancé l'attractivité de ce secteur. Le maintien de la règle 49/51 dans les réformes ultérieures, notamment en 2005, caractérisée par sa rigidité, a ralenti cet élan malgré les innovations institutionnelles qui ont marqué cette phase, à savoir : la création d'ALNAFT et l'ARH.

Malgré la persistance de la volonté d'un contrôle souverain (49/51), expliquant en partie le recul du nombre de contrats et de la baisse de la production en association de 43% depuis 2009, la loi 19-13, signée en 2019, s'annonce plus attractive en apportant les premiers signaux positifs, traduits par la signature de plusieurs contrats en 2024 et en 2025. Ainsi, la simplification et les avantages fiscaux de cette loi (redevance unique de 10% et impôts sur le bénéfice réduit à 30%) combinés à la rationalisation des procédures peuvent être des alternatives fructueuses et compenser le maintien du 49/51 qui dissuade certains partenaires.

Les apports de cette recherche sont doubles. Celle-ci fournit une base de donnée empiriques (2009-2023) très rigoureuse qui permet une évaluation quantitative de l'impact des réformes sur le partenariat, ce qui constitue un apport empirique. De plus, la méthodologie adoptée, combinant une approche historique et institutionnelle et une analyse empirique, constitue un apport méthodologique dans le sens où elle permet de comprendre les dynamique de ce secteur,

en offrant une grille de lecture robuste. Toutefois, cette étude présente une certaine limite due à l'absence de données empiriques des années 2024 et 2025, limitant la durée d'observation pour évaluer l'impact réel et les apports de la loi 19-13.

6. Liste Bibliographique:

- Attar, A., & Djerroumi, Z. (2007). Le partenariat dans le secteur des hydrocarbures en algérie : historique, enjeux et expériences.
- Baddour, J. (1988). L'industrie pétrolière mondiale : raréfaction, coûts de production et surplus pétrolier. In: *Revue d'économie. revue d'économie industrielle*, 86.
- Bekhechi, M. A. (2016). Hydrocarbures et protection de l'environnement. le droit Algérien de l'environnement face au défis des hydrocarbures non conventionnels.
- Benchikh, M. (2007). la nouvelle loi pétrolière algérienne : direction publique et économie de marché. *L'Année du Maghreb*, II.
- Benchikh, M. (2020). La loi pétrolière 19-13 du 11 décembre 2019 dans un contexte de rejet du système politique par le soulèvement populaire : ouverture du domaine pétrolier à la concurrence et offre d'avantages fiscaux aux sociétés étrangères. *l'année du maghreb*.
- Benderra, O. (2005). Pétrole et pouvoir en Algérie Les avatars de la gestion de la rente. *Confluences méditerranée*(53), p. 53.
- Bouhou, K. (2009). L'Algérie des réformes économiques : un goût d'inachevé. *politique étrangère*(2).
- Bret- Rouzeaut, N., & Favennec, J.-p. (2011). *Recherche et production du pétrole et du gaz reserves, couts, et contrats* (éd. 2 eme edition). Paris: Technip.
- Christian, V. (1964). L'accord franco-algérien du 26 juin 1963 en matière d'arbitrage pétrolier pour le respect des droits acquis au Sahara. *Annuaire français de droit international*.
- Dalmont, E. (1982). *L'industrie du pétrole* . Presses universitaires de France.
- Darmois, G. (2013). *Le partage de la rente pétrolière etats des lieux et bonnes pratiques*. Technip.
- Découflé, A. (1966). Coproduction et industrialisation concertée (Aspects socio-politiques de l'accord franco-algérien du 29 Juillet 1965 sur les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie). *Économie appliquée*, 19(3-4).
- Grimaud, N. (1972). Le conflit pétrolier franco-algérien. *Revue française de science politique*(22-6).
- Ikama, j. j. (2013). *Comment partager la rente pétrolière? - les enseignements d'une expérience Africaine*. Paris: Technip.
- FMI (2012). *Régimes fiscaux des industries extractives: conception et application*.
- Issabelle, M. (2000). Accélération technologique et transformation organisationnelle dans l'industrie d'exploration- production d'hydrocarbures. *These de doctorat en science économiques? Université de bordeaux*.
- Kabbanji, J. (2016). Le Sahara et ses hydrocarbures, pivot des relations Franco- Algérienne: 1954-1971. *these de doctorat*. Canada.
- Keramane, A. (1996). *L'énergie et sa distribution : pétrole, gaz naturel, électricité*. FeniXX.
- Leenhardt, B. (2005). Fiscalité pétrolière au sud du Sahara: la répartition des rentes . *Afrique contemporaine*.
- Loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures. (2005, 07 19). *Journal Officiel de la République Algérienne*(50). Alger.
- Loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'hydrocarbures. (2019, 12 22). *Journal Officiel de la République Algérienne*(79). Alger.
- Loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport, par canalisation, des hydrocarbures. (1986, 08 27). *Journal Officiel de la République Algérienne*(35). Alger.

- Malti, H. (2010). *Histoire secrete du pétrole Algérien* . Paris: la découverte.
- Manin, P. (1971). Le différend franco-algérien relatif aux hydrocarbures. *Annuaire français de droit international*, 17.
- Masseron, j. (1991). *L'économie des hydrocarbures*. Technip.
- Mekideche, m. (2010). le secteur des hydrocarbures en Algerie Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable? *confluences Méditerranée*(71).
- Mernache, A. (2017). Le statut et le rôle de l'État algérien dans l'économie: rupture et continuité. *Doctoral Thesis, Université Paris-Est*.
- Ministère de l'Energie. (2008). *Bilan de réalisation du secteur de l'Energie et des Mines 1962-2007*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_1962-2007_5b4373912c4e8.pdf
- Ministère de l'Energie. (2011). *Bilan des réalisation du secteur de l'Energie et des Mines 1962-2010*https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_realisations_eam_1962-2010_fr_edition_2011_5b43743a8176a.pdf
- Ministère de l'Energie. (2014). *Bilan des réalisation du secteur de l'Energie pour l'année 2013*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_realisations_eam_2013_edition_2014_5b4374de900ed.pdf
- Ministère de l'Energie. (2016). *Bilan des Réalisations du Secteur de l'Energie - 2015*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_des_realisations_du_secteur_2015_5b4375a2d9cc5.pdf
- Ministère de l'Energie. (2017). *Bilan des réalisations du secteur de l'Energie de l'année 2016*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_des_realisations_du_secteur_2016_edition_2017_5b4375e6b9e10.pdf
- Ministère de l'Energie. (2019). *Bilan des réalisation du secteur de l'Energie pour l'année 2018*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan-des-realisation_2018_5e11d13a6420a.pdf
- Ministère de l'Energie. (2012). *Bilan des réalisation du secteur de l'Energie pour l'année 2011*.https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_realisations_eam_2011_edition_2012_5b4374738c36c.pdf
- Ministère de l'Energie. (2009). *Bilan des réalisation du secteur de l'Energie et des Mines 2000-2008* ;https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_realisations_eam_2000-2008_fr_edition_2009_5b4373b9d705c.pdf
- Noilhan, F. (2006). *L'exploration et la production pétrolières dans le monde*. Paris: Ministère français de l'économie, des finance et de l'industrie.
- Sonatrach. (2009). *Rapport annuel 2009*. <https://fr.scribd.com/document/453244336/Rapport-Annuel-2009>
- Sonatrach. (2010). *Rapport annuel 2010*.<https://fr.scribd.com/document/370730792/rapport-annuel-2010-SONATRACH-pdf>
- Sonatrach. (2012). *Rapport annuel 2012*.<https://fr.scribd.com/document/621464499/Rapport-Annuel-Sonatrach-2012-L-Assemblee-Generale-M-Youcef-YOUSFI-Ministre-de-l-Energie-Et-Des-Mines-President>
- Sonatrach. (2014). *Rapport annuel 2014*. <https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/f0412a177374990f7c59613bd8ba78401ba4f8c5.pdf>
- Sonatrach. (2017). *Rapport annuel 2017*. <https://fr.scribd.com/document/448917699/Rapport-Annuel-2017-SONATRACH>
- Sonatrach. (2018). *Rapport annuel 2018*. Récupéré sur <https://fr.scribd.com/document/510818421/RAPPORT-ANNUEL-2018>

*Analyse empirique de l'évolution du partenariat algérien dans le secteur des hydrocarbures :
arbitrage entre souveraineté et attractivité*

- Sonatrach. (2019). *Rapport annuel 2018*. <https://fr.scribd.com/document/669546246/Rapport-Annuel-2019>
- Sonatrach. (2020). *Rapport annuel 2020*. <https://fr.scribd.com/document/645195846/Rapport-Annuel-2020-1>
- Sonatrach. (2021). *Rapport annuel 2021*.
- <https://sonatrach.com/wp-content/uploads/2021/12/RAPPORT-ANNUEL-2021-FR.pdf>
- Sonatrach. (2022). *Rapport annuel 2022*.
- https://sonatrach.com/wp-content/uploads/2022/12/RA_2022_FR_Web.pdf
- Sonatrach. (2023). *Rapport annuel 2023*.
- https://sonatrach.com/wp-content/uploads/2023/12/Rapport_Annuel_2023_FR_WEB-1.pdf
- Touscoz, J. (1972). la nationalisation des sociétés pétrolières françaises en Algérie et le droit international. *Revue belge de droit international*