

HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS : QUELLE SOLUTION ?

Par Mohamed TERKMANI

Introduction

Les hydrocarbures non conventionnels (schistes), inexploitable dans le passé, ont connu une véritable révolution qui a commencé aux USA il y a une vingtaine d'années seulement, grâce à la conjoncture favorable de deux avancées technologiques majeures (puits horizontal et fracturation multiples le long du drain horizontal) ainsi qu'à une embellie conjoncturelle des prix du gaz qui étaient montés localement jusqu'à environ \$ 8 le MMBtu (million British thermal units)

Les résultats ainsi obtenus ont provoqué une véritable ruée sur le gaz de schiste aux USA qui s'est vite traduite localement par une surabondance de gaz. Il en est résulté, comme conséquence, une importante réduction des importations, notamment l'arrêt des importations de GNL algérien. Cette surabondance a aussi entraîné une chute drastique des prix du gaz qui, descendant à moins de \$2 le MMBtu aux USA, se répercutèrent négativement sur la rentabilité des projets en cours de réalisation. De nombreuses compagnies se sont alors retrouvées en faillite, victimes de leur propre succès. Constatant alors que, contrairement aux prix du gaz, ceux du pétrole étaient beaucoup plus favorables, ces compagnies décidèrent de tenter avec le pétrole de schistes ce qu'elles avaient fait avec succès pour le gaz. L'accroissement de la production a été tout aussi spectaculaire et a notamment entraîné l'arrêt des importations de brut algérien. Elles ont également permis aux USA de se hisser aux premiers rangs mondiaux des producteurs de pétrole et de gaz avec 13,2 millions de barils/jour de pétrole dont 7,8 millions (59%) à partir des schistes et 3 milliards de m³ de gaz/jour dont 2.3 milliards (79%) à partir des schistes. Et même à en devenir un exportateur net avec, notamment, les plus importantes exportations de LNG au monde.

Un pareil succès a ouvert une nouvelle frontière à l'industrie pétro-gazière qui n'a pas manqué d'inciter de nombreux pays à réitérer l'expérience américaine. L'Algérie, qui figure dans le peloton de tête pour les réserves techniquement récupérables n'a pas été en reste et nourrit sérieusement l'espoir de les exploiter. D'autant plus que la production, les exportations et les réserves conventionnelles connaissent un déclin continu alors que la progression rapide de la consommation nationale devient de plus en plus préoccupante.

La question qui se pose à ce stade est de savoir s'il est intéressant, économiquement parlant, de développer ou pas les hydrocarbures de schiste en Algérie.

Les informations disponibles sont trop insuffisantes et ne peuvent ni confirmer ni infirmer un développement rentable pour le moment. Mais quand bien même cette rentabilité ne serait pas encore atteinte, elle le sera tôt ou tard avec le développement constant des technologies et la réduction des coûts. Par contre, les informations géologiques sont plus que suffisantes pour dire que la fracturation hydraulique des schistes ne peut en aucune façon affecter la nappe aquifère de l'Albien. L'attention devrait plutôt se tourner vers la cimentation des tubages de puits où un risque n'est pas impossible bien que lointain et très improbable.

Potentiel des réserves non conventionnelles.

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels ont fait l'objet d'une vaste étude internationale entreprise à partir de 2011 par l'Energy Information Administration (EIA), un organisme du Ministère de l'Energie américain, pour évaluer les réserves de 38 pays.

Il ressort de cette étude que l'Algérie figure en troisième position pour les réserves de gaz techniquement récupérables avec environ 20000 milliards de m³, derrière la Chine (31500 milliards) et l'Argentine (22700 milliards) mais devant les USA (16000 milliards).

En Algérie, les hydrocarbures de schistes, essentiellement gaz, sont répartis principalement dans sept bassins du Sud : Gadames-Berkine, Illizi, Moudir, Timimoun, Tindouf, Reggane et Ahnet. Contrairement au gaz, le pétrole y est relativement peu abondant avec moins d'un milliard de m³ (5,7 milliard de barils).

Il importe cependant, avant d'aller plus loin, de dissiper une confusion fréquente à propos des réserves. En effet, on confond souvent la notion de réserves avec la notion de réserves techniquement récupérables, engendrant de la sorte malentendus et faux espoirs. En fait, les réserves sont, en gros, les volumes d'hydrocarbures économiquement récupérables à partir des gisements alors que les réserves techniquement récupérables sont les volumes d'hydrocarbures qu'il est possible de récupérer grâce aux technologies disponibles actuellement mais sans que leur récupération économique soit prouvée.

Ainsi, l'Algérie figure en troisième position dans le monde pour le gaz de schistes avec 20000 milliards de m³ mais il ne s'agit, en réalité, que de réserves techniquement récupérables. En d'autres termes, on ne sait pas, pour le moment si leur exploitation est rentable ou pas. Donc on ne sait pas s'il existe de réserves proprement dites et, dans le cas où elles existeraient, quel serait le pourcentage récupérable.

Or, comme cela sera expliqué plus bas, l'exploitation rentable des schistes algériens ne peut être ni confirmée ni infirmée sur la base du seul puits mis en production, sur les deux puits horizontaux forés dans les schistes de In Salah en 2014.

Une preuve de la confusion qui existe entre réserves et réserves techniquement récupérables se trouve dans des déclarations officielles selon lesquelles le gaz non conventionnel pourrait durer 150 ans au rythme actuel de production. Il a été supposé, dans ce cas, que les 20000 milliards de m³ seraient à 100% récupérables alors qu'il ne faut pas s'attendre, à plus 3000 milliards de m³ de réserves environ. Ce qui n'est pas mal car ils correspondraient approximativement aux réserves récupérables de Hassi R'mel plus Rhourde Nous mais ne dureraient qu'une trentaine d'années au rythme actuel de soutirage.

En fait, il n'y a pour le moment, qu'un seul pays, les USA où il existe des réserves importantes d'hydrocarbures de schiste.

Il y existe aussi des réserves techniquement mais pas (ou pas encore) économiquement récupérables puisque nombre de compagnies déclarent faillite lorsqu'elles tombent dans des endroits défavorables ou lorsque les prix chutent.

Dans tous les autres pays ce ne sont que des réserves techniquement récupérables.

C'est le cas de pays comme la Pologne, un des premiers qui a tenté de réitérer l'expérience américaine mais sans succès. Ce pays, réputé posséder les plus importantes et les plus prometteuses réserves techniquement récupérables en Europe, a tenté de les exploiter en partenariat avec des compagnies telles que Chevron, Cuadrilla, Exxon, Mobil, Total, etc... Un total de 66 puits d'exploration y ont été forés mais aucun ne s'est avéré exploitable commercialement. La présence de ressources plus faibles que prévu ou de composition défavorable, une géologie du sous-sol difficile ainsi qu'une législation contraignante ont déçu ces compagnies après avoir constaté qu'il n'existait pas de vraies réserves.

C'est le cas aussi, entre autres, de l'Argentine et de la Chine qui tentent toujours l'expérience.

L'Argentine, possédant la seconde plus importante réserve techniquement récupérable au monde, est peut-être la plus avancée dans leur exploitation après les USA, notamment dans la formation de Vaca Muerta. Elle n'a pu le faire, cependant, qu'en ayant recours aux subventions. La situation s'est considérablement améliorée avec la contribution de compagnies étrangères, essentiellement US avec une production en constante croissance atteignant actuellement environ 344,749 barils/jour de brut à partir des schistes soit plus de la moitié de la production totale de 650000 barils/jour et 76 millions de m³/jour de gaz provenant des schistes soit 61% du total des 125 millions de m³/jour. Il semble que

l'Argentine ait commencé à franchir le seuil de rentabilité de ses hydrocarbures non conventionnels mais le retour sur investissement n'est pas connu.

La Chine a aussi tenté de les exploiter en coopération avec des majors tels que Chevron, Total et d'autres. Mais ces compagnies ont vite déchanté face aux complexités géologiques, aux problèmes logistiques, à la profondeur des schistes, etc... Elles ont donc fini par plier bagages après avoir constaté que les hydrocarbures de schistes ne présentaient pas d'intérêt commercial.

La Chine a alors décidé de poursuivre le développement de ses schistes en ayant recours à des subventions espérant qu'au terme d'une période d'apprentissage, elle finira par maîtriser la technologie et les coûts. Effectivement, la production de gaz à partir des schistes n'a cessé de croître atteignant 65 millions de m³/jour (24milliards de m³/an soit 11% du total de la production), presque autant que l'Argentine. Le pétrole de schistes a été d'environ 3,4 millions de m³/an sur une production totale de 30 millions/an soit 11% du total. Là aussi, le retour sur investissement n'est pas connu.

En Algérie, comme cela a été le cas pour ces deux pays, il ne faudra pas s'attendre à un démarrage et à une exploitation rapide des schistes. La complexité des opérations, avec le forage de centaines de puits par an voire plus, ne pourra être surmontée sans une maîtrise managériale et une logistique des plus performantes. D'autant plus qu'aucune campagne pilote d'évaluation n'a été entreprise pour en estimer le potentiel de production et la rentabilité. Et ce n'est pas le simple forage de deux puits, dont un seul a été mis en production, qui permettra de l'estimer.

Cependant, avec des partenaires internationaux maîtrisant la technologie, il n'est pas exclu que l'Algérie puisse faire aussi bien, sinon mieux, que l'Argentine et la Chine. Surtout que les progrès de la technologie n'ont cessé de s'améliorer aux USA avec, en 2023, une production plus élevée qu'en 2022 mais avec un nombre moindre de puits forés.⁹

Première reconnaissance des schistes avec le forage de deux puits non conventionnels à In Salah

En 2014, l'Algérie a mis en exécution l'intérêt qu'elle porte à l'exploitation de ses schistes en forant et fracturant, avec l'assistance de partenaires étrangers, deux puits horizontaux à une trentaine de kilomètres d'In Salah.

Un seul des deux puits a été mis en production, l'autre ayant été abandonné pour on ne sait qu'elle raison. En ce qui concerne le seul puits mis en production, on en entend rarement parler et il est regrettable de constater l'absence d'informations officielles et fiables sur ses performances. On était en droit de s'attendre à ce que l'introduction d'une technologie nouvelle (forage et mise en production d'un puits non-conventionnel avec fracturation multiple du drain horizontal) fasse l'objet de publications, de colloques, d'articles de presse, de reportages, etc... Mais rien de tout cela. C'est le silence absolu ! De ce fait, on doit se contenter de bribes d'information colportées de bouche à oreille avec les inexactitudes et déformations qui s'ensuivent.

D'autant plus que des informations douteuses concernant le puits nous amènent à nous poser bien des questions. L'une d'elles concerne l'annonce que le puits aurait débité, « 180000 m³/jour de gaz sans arrêt pendant au moins 18 mois » laissant entendre par là que tous les futurs puits seront aussi performants et que leur exploitation ne pourra qu'être des plus rentables. Le moins que l'on puisse dire est qu'il s'agit là d'une information plus que douteuse car tout le monde sait que dans un puits non-conventionnel, le débit chute rapidement dès le début avec une réduction progressive d'environ 80% du débit initial au cours de la première ou des deux premières années d'exploitation. Un débit constant pendant 18 mois ne s'est jamais vu pour un puits à schistes.

Une autre annonce affirme que les performances de production du puits algérien sont comparables à celle des meilleurs puits non-conventionnels américains insinuant par là que son exploitation est rentable. Cependant, et curieusement, on ne dit mots du prix qu'a coûté sa réalisation qui est toujours passé sous silence. Il faut savoir, en effet, qu'une production, même supposée comparable à celle des

meilleurs puits américains, ne signifie pas qu'elle sera rentable en Algérie avec un coût de réalisation aussi excessif.

Par conséquent, les données disponibles sont trop incomplètes et on ne peut en aucune façon se prononcer sur la rentabilité du puits. Et quand bien même il s'avèrerait rentable, on ne peut extrapoler les résultats d'un seul puits pour justifier un projet de développement alors que la productivité de chacun des futurs puits et leur lieu d'implantation sont inconnus. Un pilote avec un nombre conséquent de puits est requis à cette fin.

L'importance d'un projet pilote

En gardant à l'esprit ce qui vient d'être dit plus haut, on ne peut décider de développer les hydrocarbures non conventionnels sans mener une campagne pilote de forages de reconnaissance pour évaluer le potentiel de production et la rentabilité d'un éventuel projet de développement.

En effet, quels que soient les résultats obtenus pour l'unique puits exploité jusque-là, bons ou mauvais, on ne peut estimer le potentiel des réserves ni celui de la production d'un prospect sur la base des performances d'un seul puits. Un nombre conséquent de forages sont requis à cette fin.

Un puits peut donner de bons résultats en un endroit (hot spot) comme il peut s'avérer défaillant pour le prochain. Il ne peut, pris isolément, représenter le comportement variable de tout un prospect. Par contre, un pilote sera en mesure d'apprécier son intérêt économique sur la base d'un nombre suffisant de puits. Si le cumul de la production des puits pilotes dégage un retour positif sur investissement alors le pilote sera en faveur de son extension pour passer à un développement de plus grande échelle. Par contre, si le cumul s'avère insuffisant et dégage un retour négatif sur investissement alors le développement n'est plus (ou pas encore) justifié et nécessitera éventuellement de changer de secteur.

A titre comparatif, déterminer la rentabilité d'un prospect non-conventionnel sur la base d'un seul puits reviendrait à déterminer la rentabilité d'un gisement conventionnel sur la base du seul puits de découverte.

Omettre cette phase de reconnaissance équivaldrait à mettre la charrue avant les bœufs, donc à s'engager en aveugle dans un développement précipité risquant d'aboutir à un échec.

Il serait donc prématuré de définir et décider un programme de développement en l'absence d'un pilote concluant.

De plus, s'il est décidé de lancer un pilote, il conviendrait non seulement de l'implanter dans un prospect favorable mais aussi de le positionner le plus près possible d'une installation de traitement du gaz, d'un gazoduc ou d'une agglomération souhaitant être alimenté en gaz. Cela permettrait de récupérer la production des puits pilotes au fur et à mesure de leur réalisation de sorte que, au cas où le pilote s'avère rentable, il pourra écouler sans délai sa production et en tirer rapidement profit. S'il s'avère non-rentable, il pourra au moins récupérer une bonne partie des coûts de forage.

De même, un tel pilote pourra confirmer encore d'avantage que la fracturation hydraulique ne comporte absolument aucun risque pour l'aquifère albien.

Projet envisagé d'un développement de 200 puits/an.

Au moment où on envisageait, il y a quelques années, un projet de 200 puits/an pour développer les schistes algériens et en l'absence de données suffisantes pour le justifier, nous avons essayé d'avoir une idée, même très approximative, de son potentiel de production par analogie avec celui des schistes US. Le choix s'était porté, pour cela, sur le play de Barnett au Texas, car c'était l'un des plus anciens donc celui qui possédait l'un des historiques de production les plus complets. Dans ce play, les réserves moyennes récupérables par puits étaient, selon le rapport de l'EIA cité plus haut, de 1,3 Bcf (Billion cubic feet) soit l'équivalent de 37 millions de m³ de gaz. C'est ce que devrait donner la moyenne des puits algériens si, par coïncidence, ils s'avèreraient comparables à ceux de Barnett.

A supposer que cela eut été le cas, le gaz aurait dû se vendre à plus de \$20 le MMBtu pour atteindre le seuil de rentabilité par rapport aux coûts du puits horizontal non-conventionnel estimé, dit-on, à une vingtaine de millions de dollars en Algérie, voire plus sans compter les autres coûts de développement. Donc un projet non rentable à ce moment-là.

Mais, entre-temps, des années plus tard en 2024 avec les progrès de la technologie et la réduction des coûts, il n'est pas exclu qu'une exploitation rentable soit prouvée et qu'elle le devienne de plus en plus à l'avenir.

On a aussi annoncé que les 200 puits/an produiraient 30 milliards de m³/an de gaz. La question qui se pose est de savoir comment on est arrivé à cette conclusion de 30 milliards de m³/an en l'absence d'un pilote et sur la base des résultats d'un seul puits d'ailleurs discutables.

Aussi, nous avons essayé d'avoir une certaine idée de la capacité de production du projet, toujours par analogie avec le play de Barnett. Selon cette analogie, la production se serait élevée à environ 7,4 milliards de m³ par an sans qu'il soit prouvé qu'elle soit rentable. Cette production limitée n'aurait alors constitué qu'un appoint. Les performances de production seront donc loin de celles auxquelles nous sommes habitués avec les puits conventionnels.

C'est ce que l'on constate à travers les différents plays de schistes américains où il est nécessaire de forer des centaines de fois plus de puits que pour un gisement conventionnel si on veut atteindre des niveaux comparables de production. C'est ainsi que des milliers de puits y sont forés chaque année et environ 1,7 millions y ont été forés jusque-là.

En fait, les progrès de la technologie et la réduction des coûts, combinés à un accroissement du nombre de puits forés, ne manqueront pas d'atteindre des niveaux de production autrement plus importants en Algérie. De sorte que, si la production des 200 puits/an est doublée de 7,4 millions/an à 15 millions de m³/an (donc seulement la moitié des 30 milliards anticipés) et si le nombre de puits forés est porté de 200 par an à 1500 par an, la production atteindra environ 115 milliards de m³/an. C'est-à-dire une production similaire à ce qu'elle est aujourd'hui qui viendra s'ajouter plus tard à ce qui restera de la production conventionnelle.

Déclin futur de la production gazière et rôle compensatoire des apports du gaz non-conventionnel

Mais quel que soit la production non-conventionnelle, elle viendra toujours s'ajouter avantageusement à une production conventionnelle en déclin. En effet, le programme national des EnR stagne depuis 2011. En supposant que la variante décidée en 2021 mais qui n'a pas dépassé le stade d'appel d'offres, atteigne l'objectif de 15000 MW d'ici 2035 (si tout avance comme prévu), elle ne représentera qu'environ 20% de la consommation nationale. L'énorme différence soit 80% de l'électricité conventionnelle sera produite à partir du gaz. Or les statistiques prévoient que l'accroissement de la consommation nationale d'électricité conventionnelle sera plus rapide que celle de l'électricité des EnR. En d'autres mots, les besoins en électricité conventionnelle s'accroîtront et dépasseront progressivement les 80% alors que l'électricité des EnR diminuera proportionnellement en dessous de 20%, l'écart ne cessant de s'amplifier avec le temps. Si des découvertes de gaz sont réalisées en quantité suffisante, elles pourront subvenir à l'accroissement progressif de la consommation d'électricité conventionnelle mais pas indéfiniment. Si par contre, les découvertes de gaz sont insuffisantes, il pourrait en résulter un déficit en gaz se répercutant sur la sécurité électrique du pays. C'est là que le gaz de schistes pourra jouer son rôle en compensant au mieux un manque de gaz conventionnel.

La fracturation hydraulique des schistes

Le principal obstacle à la décision d'exploiter les schistes trouve son origine dans la forte réticence à ce projet, notamment au sud, car il est perçu comme étant une grave source de pollution des aquifères de l'Albien.

Il est à rappeler que le sous-sol saharien contient d'immenses volumes d'eau douce dont l'essentiel se trouve dans l'Albien qui s'étend sur plus d'un million de km². Une véritable mer d'eau douce contenant

près de 50000 milliards de m³ de réserves et alimentée à raison d'environ un milliard de m³/an. De quoi durer, au rythme actuel de soutirage, plus de 20000 ans. Donc, s'il existe un stress hydrique en surface, il y a surabondance d'eau en sub-surface dans l'Albien pour les besoins agricoles, domestiques, industriels et pétroliers.

Le sous-sol saharien contient également d'immenses réserves conventionnelles d'hydrocarbures dans les couches beaucoup plus profondes du Trias et du Paléozoïque. Mais leur production est en déclin alors que l'économie du pays reste fortement tributaire de cette ressource qui représente la quasi-totalité de ses exportations.

Et voilà que maintenant d'importants volumes d'hydrocarbures non conventionnels, gaz essentiellement, contenus dans des formations profondes, viennent s'y ajouter.

Par conséquent, la question fondamentale qui se pose est de savoir s'il y a vraiment risque de pollution due à la fracturation. Dans l'affirmative, il faudrait interdire sans hésiter l'exploitation de ces hydrocarbures pour préserver les nappes aquifères. Dans la négative, il serait possible de tirer profit de ces deux richesses qui deviendraient complémentaires et non exclusives l'une de l'autre. Sont-elles incompatibles ? Ou au contraire est-il possible de ménager le chou et la chèvre afin de tirer profit des deux ?

L'argument principal de ceux qui s'opposent au développement des hydrocarbures de schistes est que les fluides de fracturation ainsi que les hydrocarbures peuvent remonter le long des fractures jusqu'à atteindre les nappes de l'Albien, les pénétrer et les polluer directement. Des illustrations fantaisistes de ce genre n'ont pas manqué d'induire l'opinion en erreur. Or cela est impossible pour plusieurs raisons.

1. D'abord parce que la distance séparant l'extrémité supérieure des fractures et la base de l'Albien peut atteindre les 2 kilomètres alors que la hauteur des fractures dépasse rarement les quelques dizaines de mètres. Elles sont loin de pouvoir atteindre l'Albien avec une distance de séparation aussi importante
2. Qui plus est, cette séparation est constituée d'une alternance de formations lithologiques dont la plupart sont imperméables. Celles-ci se présentent sous forme d'une multitude de bancs de différentes épaisseurs absolument étanches qui se répètent à l'infini jusqu'à la base de l'Albien et même au-delà jusqu'en surface. Ces bancs se comportent comme autant de barrières infranchissables s'opposant à toute migration de fluides, artificiels ou naturels, venant des fractures.
3. Il faut ajouter, de plus, que dans la plus grande partie du bassin saharien se trouve, une épaisse couche de sel massif pouvant atteindre des centaines de mètres d'épaisseur s'intercalant à mi-distance entre les formations de schiste et l'Albien. Cette couche forme une barrière absolument infranchissable à tout mouvement de fluides vers le haut. Et quand bien même, en supposant le cas impossible où la fracture pourrait l'atteindre, elle ne pourrait le traverser car elle viendrait tout simplement y mourir dès son entrée, étouffée par le sel.
4. Il existe, d'autre part, un argument géologique de poids prouvant qu'aucune fracture ou migration de fluides ne peut, ni n'a pu, atteindre l'Albien depuis des millions d'années. En effet, si tel était le cas, les hydrocarbures auraient pu migrer vers la surface suite aux fracturations tectoniques qui se sont produites au cours des temps géologiques, au lieu de rester piégés là où ils sont, et aujourd'hui on trouverait des accumulations de pétrole et de gaz dans l'Albien lui-même voire plus haut jusqu'en surface. Il en aurait été de même pour les eaux saturées en sel des formations profondes qui auraient elles aussi migré vers le haut et transformé au passage la nappe d'eau douce de l'Albien en nappe d'eau salée. Or cela ne s'est jamais produit. Tout se passe comme si mère nature s'était elle aussi mise de la partie pour protéger jalousement ses aquifères albiens en empêchant les intrus les plus obstinés de s'y approcher..

5. Enfin, cerises sur le gâteau, deux puits horizontaux ont été forés en 2014 dans les schistes d'In Salah avec fracturations massives le long du drain horizontal. Pas la moindre trace ni odeur de pollution n'a été détectée dans l'Albien car cela est tout simplement impossible.

Nous pouvons donc conclure que, de notre point de vue, les risques de pollution de l'Albien par les fluides à partir des fractures sont nuls.

Il conviendrait donc de changer le fusil d'épaule et, au lieu de viser la fracturation, tourner plutôt le regard vers la cimentation des tubages et vers la pollution de surface par les rejets de puits.

La protection de l'Albien par les tubages

Il peut être rétorqué que, si les risques de pollution directe à partir des fractures hydrauliques sont à écarter, il n'en est pas de même pour les risques de pollution à travers un tubage éventuellement mal cimenté traversant l'Albien.

Il faut, cependant, préciser que cette éventualité n'est pas propre aux puits à schistes mais concerne tous les puits quels qu'ils soient, conventionnels ou pas. En effet, les puits à schistes dits non conventionnels sont exactement les mêmes que les puits conventionnels dans la partie verticale traversant l'Albien: mêmes techniques de forage, mêmes tubages, mêmes cimentations, etc... La seule différence est que le premier atterrit dans un gisement conventionnel exploitable par des techniques classiques alors que le second atterrit dans un gisement schisteux compact. Il n'y a de non conventionnel que le réservoir schisteux à cause de sa très faible perméabilité et de la fracturation massive mise en œuvre.

Par conséquent, quels que soient les puits, la protection de l'Albien se fait exactement de la même façon lors de sa traversée par le forage. Elle consiste à l'isoler sur toute sa hauteur par plusieurs tubages d'acier concentriques avec cimentation hermétique des annulaires. Les risques de pollution par channeling des hydrocarbures dans les annulaires ne sont possibles qu'en cas de mauvaise cimentation. Or, en réalité, ils ne semblent pas que c'eût été le cas jusque-là bien que cela ne soit pas impossible.

Ce constat est confirmé par plus de 11 000 puits pétroliers et gaziers qui ont été forés à travers l'Albien sans entraîner (à notre connaissance) de pollution nulle part dans l'Albien alors que les techniques de cimentation étaient bien moins performantes qu'elles ne le sont aujourd'hui.

Comme nous l'avons précisé plus haut, la traversée de l'Albien par un tubage n'est pas propre aux puits non-conventionnels. Elle concerne tous les puits sans exception.

Il est donc évident que les puits non-conventionnels traversant l'Albien ne comportent ni plus ni moins de risque éventuel de cimentation des annulaires que les puits conventionnels. Par conséquent, s'il y a lieu d'interdire les premiers pour cette raison, il faudrait interdire les seconds également et mettre fin définitivement à l'exploitation pétrolière dans son ensemble.

La solution à ce problème consiste à s'assurer d'une cimentation aussi parfaite que possible des tubages. En cas de mauvaise cimentation et de difficultés à la restaurer, abandonner ou dévier le puits avant d'atteindre le gisement d'hydrocarbures.

Les risques pour l'environnement de surface

Ceci dit, il faut reconnaître que, malheureusement, la pollution due à l'exploitation des hydrocarbures existe et pollue l'environnement avec risque pour les aquifères de surface (ce qui exclut l'Albien trop profond). Toutes les industries polluent et les hydrocarbures ne font pas exception bien qu'ils polluent beaucoup moins que certaines d'entre-elles

Cependant, les hydrocarbures de schistes ne sont ni plus ni moins polluants que les hydrocarbures conventionnels. En effet, ils sont les mêmes qu'il s'agisse de gaz ou de pétrole car ils se sont formés au sein de la même roche mère que sont les schistes. Leur forage et leur exploitation n'utilisent ni plus ni moins de produits chimiques que les hydrocarbures conventionnels et, lors de leur dégorgeement, ils rejettent, l'un et l'autre, toutes sortes de fluides pollués y compris des eaux de formation saturées en sel

et autres éléments nocifs. Là également, si pour ces raisons il faut interdire les premiers, il faudrait aussi interdire les seconds et mettre fin à l'exploitation des hydrocarbures dans leur ensemble.

En réalité, il s'agit là d'un problème commun de pollution qui n'est pas particulier aux schistes mais qui concerne l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures, conventionnels ou non-conventionnelle. Il nécessite donc d'être résolu dans sa globalité, et peut d'ailleurs l'être par des mesures strictes de lutte contre la pollution sous toutes ses formes.

Conclusions

La principale question qui se pose est de savoir si une exploitation économique du gaz de schistes est possible actuellement en Algérie. Une réponse ne peut encore être donnée en l'absence d'un pilote d'évaluation.

La fracturation hydraulique ne peut affecter, ni de près ni de loin, la nappe aquifère de l'Albien.

Un développement rentable n'est pas à exclure vus les progrès de la technologie et la baisse des coûts à l'étranger.

La production sera limitée dans ses débuts mais pourrait s'accroître considérablement à plus long terme en fonction de l'accroissement du nombre de puits forés et avec l'assistance de partenaires expérimentés. Parallèlement, il importe de poursuivre avec encore plus d'efforts l'exploration et l'exploitation des gisements de gaz conventionnels.

Références

- World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States (EIA-2011)
 - How much shale gas is produced in the US (-EIA-2013)
 - US shale productivity headed high in December
 - North American firms quit shale gas fracking in Poland '(Emerging Europe 2017)
 - Argentina's Vaca Muerta could pump 1 million barrels of crude per day by 2030 (Rystad 2023)
 - Chinese majors to struggle to extend shale gas boom beyond 2025 by Chen Alzhu 2021
-