

Gaz de schiste en Algérie: Aspect économique et environnemental

B. Chibane *¹, M. Bentchakal *², N.Nedjari*³

*Faculté des Sciences de la terre, de la Géographie et de l'Aménagement du Territoire- FSTGAT.

Université des Sciences et de la Technologie " Houari-Boumediène " - USTHB.

FSTGAT/USTHB, BP 32, El-Alia, Bab-Ezzouar, 16111, Alger, Algérie

¹ chibanebrahim@hotmail.com

² ltchakal@gmail.com

³ n.nachida@outlook.fr

Résumé: La consommation mondiale d'énergie connaît une progression notable qui devrait, normalement, se poursuivre dans les années à venir. Devant cet élan, pour de nombreux pays ; le shale gas est devenue une alternative séduisante afin de satisfaire une demande d'énergie en croissance permanente. Comme l'Algérie est le troisième producteur de gaz naturel dans le monde Arabe, après le Qatar et l'Arabie Saoudite, et, le premier exportateur de cette ressource en Afrique, en plus de son engagement ambitieux de produire 60 milliards de m³/an de gaz, elle n'hésite pas à entamer des procédures d'exploration et d'exploitation à l'horizon 2022 de ses ressources énergétiques non conventionnelles.

Les études géologiques et géophysiques montrent que le bassin de l'Ahnet situé au Sud du bassin de Timimoun et dans le prolongement de la cuvette de Sbaâ, entre le haut-fond de Bled El mass – Azzel-matti et le bouclier du Hoggar ; constitue un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec, et offre la possibilité de renforcer le rang de l'Algérie en tant que pays gazier.

L'extraction des gaz de schiste, particulièrement difficile, nécessite le recours systématique aux techniques combinées des forages dirigés et de la fracturation hydraulique (stimulation hydraulique, chimique, etc....) ; ce sont des méthodes dites "non conventionnelles" par rapport aux techniques couramment utilisées par l'industrie pétrolière et gazière. Notons que l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique provient de la nappe albienne, grande richesse algérienne en eau souterraine.

Au final, cette présentation ne vient nullement poser la problématique de l'exploitation du gaz de schiste en matière de « pour ou contre son exploitation » mais, d'avoir présente à l'esprit les conséquences fâcheuses qui peuvent être induites, afin d'éviter qu'elle ait des impacts environnementaux et budgétaires insupportables pour les générations futures.

Mots clés: Gaz de schiste, bassin de l'Ahnet, fracturation hydraulique, eaux souterraines, pollution.

I. INTRODUCTION

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la plate forme saharienne, il est délimité par les méridiens 1°et

3° Est, et par les parallèles 24° et 27° Nord. Il se trouve à environ 1000 km au Sud-Sud-ouest d'Alger. Ce bassin s'étend sur plus de 280 km de longueur Nord/Sud et de 180 km de largeur Est/Ouest.

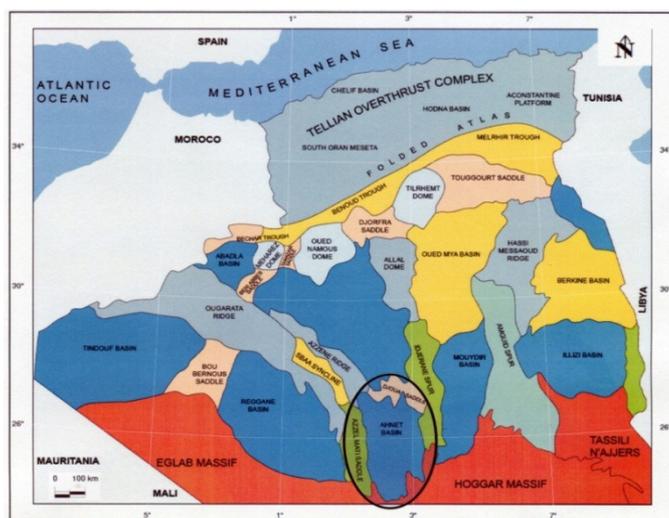


Fig.1: Situation géologique du bassin de l'Ahnet (doc. Sonatrach, 2009)

I.1. Etude géologique

Dans cette étude nous nous en tenons uniquement aux formations qui sont susceptibles de contenir du gaz de schiste (Fig.2) [4,15].

a) *Le Silurien* : la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organique dans les paléo-vallées glaciaires avant de venir recouvrir l'ensemble des paléo-reliefs.

b) *Le Frasnien* : il débute par un banc calcaire microcristallin souvent argileux avant de laisser place à des argiles gris foncé à noires parfois entrecoupées de bancs calcaires blanchâtres. Les argiles basales noires et radioactives constituent d'excellentes roches mères, comparables au Hot shales du Silurien basal.

Etage	Sous-Etage	Epaisseur	Lithologie	R mère	Description lithologique	Evènement tectonique
DEVONIEN	Frasnien	0-450			Argiles gris foncé, rares niveaux calcaires bioclastiques	
	Givetien	0-75			calcaires bioclastiques	
	Couvinien	0-105			Essentiellement argileux	
	Emsien	28-120			Argiles incrustée de grès	
	Siégenien	55-141			Barre quartzitique passées d'argiles	
	Gédinnien	40-270			Ensemble argilo-gréseux	
SILURIEN		400-1000			Argiles noire à graptolithes niveau calcaire à orthocènes	Calédonienne

Fig.2 : coupe lithologique dans le Silurien et le Dévonien de l'Ahnet

1.2. Etude géophysique

Toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principales sont les Argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givetien-Frasnien. La matière organique des roches mères du Silurien et du Givetien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma). Cet évènement correspond au maximum d'enfouissement [15].

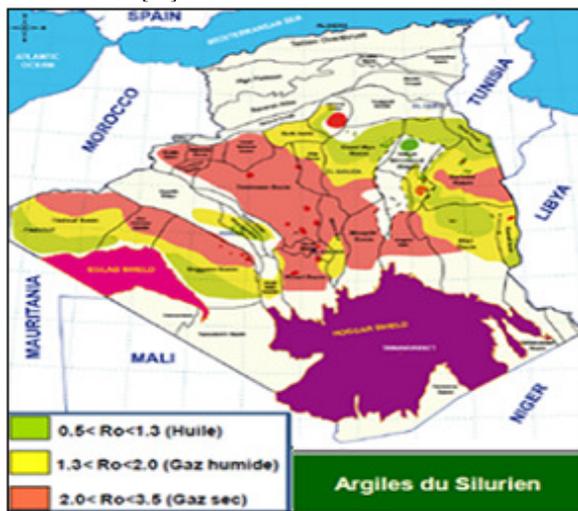


Fig.3.a: Carte de maturité thermique des niveaux «hot shale» Silurien et de la plate-forme saharienne [7, 15].

La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé. Une redistribution des quantités de gaz s'est probablement produite durant le soulèvement hercynien, et la migration des hydrocarbures, qui a débuté à la fin du Dévonien, s'est poursuivie tout au long du Carbonifère jusqu'à la fin du Paléozoïque [15].

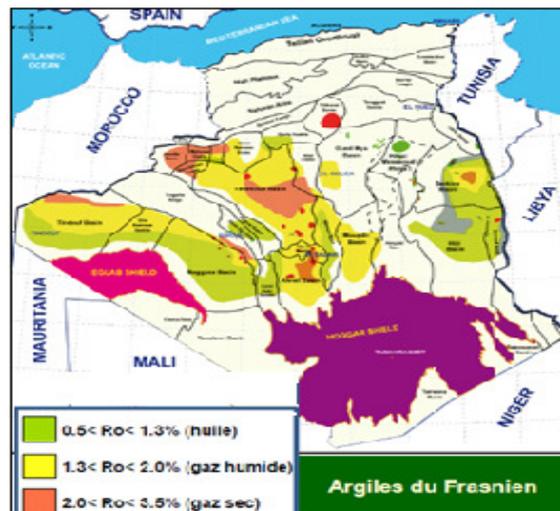


Fig.3.b: Carte de maturité thermique des niveaux «hot shale» Silurien et de la plate-forme saharienne [7, 15].

Une comparaison entre les shales US et les sections du Frasnien (fig.4) recueillies dans certains puits dans le bassin de l'Ahnet montre que Les caractéristiques réservoirs et la qualité des roches frasnien sont de première classe mondiale en termes :d'épaisseur du réservoir > 20m, de volume d'argiles < 30%, de richesse de la matière organique (TOC > 2%),de maturité (fenêtre gaz sec à gaz humide), haute porosité et perméabilité (effective porosité atteignant une moyenne 9.5% et perméabilité >100 nanodarcies) et faible saturation en eau du réservoir (<25%) [15].

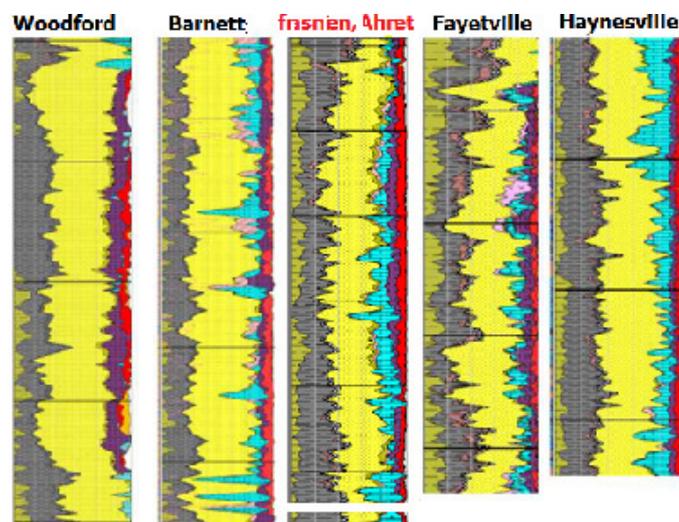


Fig.4: quelques exemples de sections de shale gas US comparés à une section du Frasnien de l'Ahnet. [7, 15].

1.3. Etude hydrogéologique

Le système aquifère du Continental Intercalaire (CI), est localisé dans les formations du Crétacé inférieur (Néocomien, Barrémien, Aptien et Albien). Le CI est le principal aquifère

exploité dans le Sahara central. Son épaisseur se trouve assez importante et à une faible profondeur permettant une accessibilité et une exploitation intéressante.

Les études hydrogéologiques antérieures [12] ont montré que la zone de recharge se situe au niveau de l'Atlas saharien au nord et s'écoule vers le sud au niveau de Tidikelt et Touat à travers les exutoires naturels (foggaras).

L'épaisseur du CI diminue du Nord vers le Sud dans Tidikelt ainsi que l'Est vers l'Ouest dans le Touat-Gourara. Ces formations passent de 500 à 700 mètres d'épaisseur au Nord d'In Salah dans le plateau de Tademaït à 50 à 100 m au niveau de la partie Sud de Tidikelt.

La carte piézométrique du CI dressée à partir des puits d'eau réalisés dans le cadre de l'activité pétrolière [5] montre un écoulement régional des eaux souterraines de direction Nord/Sud avec un gradient hydraulique moyen de l'ordre $1,3.10^{-4}$ avec deux axes de drainage au niveau de la région d'In Salah et de Tit (Aoulef).

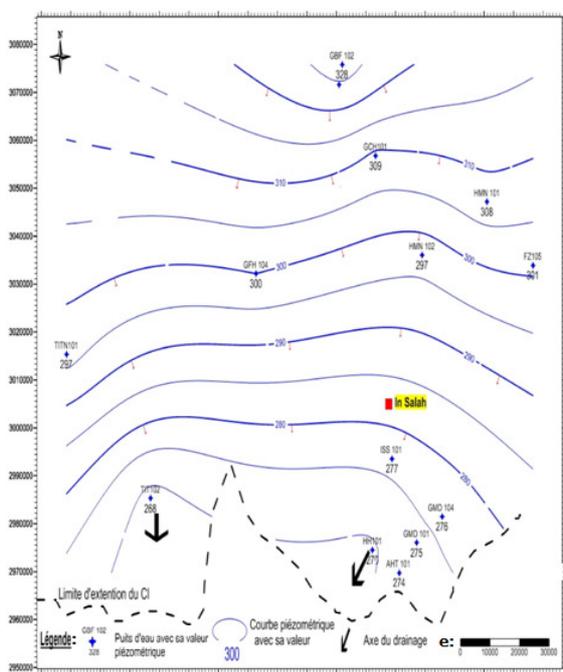


Fig5 : carte piézométrique de la nappe du CI (périphérie de Tidikelt). SONATRACH/Division exploration, Mai 2014, modifiée.

Les paramètres hydrodynamiques de cette nappe présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques de l'aquifère : Porosité efficace: 20%, Porosité Total : 22 à 28%, Transmissivité: 10^{-1} à 10^{-3} m²/s.

1.4 Etude hydrochimique

L'examen des résultats d'analyses chimiques des échantillons d'eau prélevés dans la région d'In Salah et AHT (tableau 1), montre une minéralisation moyenne de la région de 1.2 à 2.7g/l. Cependant, le puits AHT-101, situé à l'extrémité Sud de la nappe du Continental Intercalaire,

montre une variation importante de la dissolution des sels durant une courte période d'échantillonnage effectué au mois de décembre 2013 pour un Résidu sec de 4.3 g/l et au mois de février 2014 pour un Résidu sec de 0.3g/l. [5].

Tableau 1 : résultats d'analyses hydrochimiques

Nom des Puits d'eau	Badjoula In Salah	AHT-101	GMD-104	AHT-101	ISS-101
Date des résultats d'analyses	28/12/2013		04/04/14		
Cations					
Sodium Na ⁺ (mg/l)	629.93	859.66	161	354.32	570
Calcium Ca ²⁺ (mg/l)	180	352	192	464	292
Magnésium Mg ²⁺ (mg/l)	72.9	151	41.31	201.69	63.18
Iron	0.3	1.5	0.57	0.35	0.36
Barium	0	0	0	0	0
Boron	0	0	0	0	0
Total Cations	883.13	1364.16	394.98	1020.36	925.83
Anions					
Chlorite Cl ⁻ (mg/l)	995	843	296	705	901
Sulfate SO ₄ ²⁻ (mg/l)	590	2000	500	1600	850
Bicarbonates HCO ₃ ²⁻ (mg/l)	125	120	76	119	91
Carbonates	0	0	0	0	0
Hydroxide	0	0	0	0	0
Total Anions	1710	2963	872	2424	1842
pH	7.02	7.3	8.1	7.32	7.55
Densité (g/cm ³)	1.002	1.004	1.002	1.004	1.002
Total Dissolved Solids(TDS) (mg/l)	2593.13	4327.16	1266.96	344.36	2767.84
Turbidity (FTU)	0	8	0	0	0

Les analyses chimiques montrent que les eaux du CI sont généralement de deux types (fig.6).

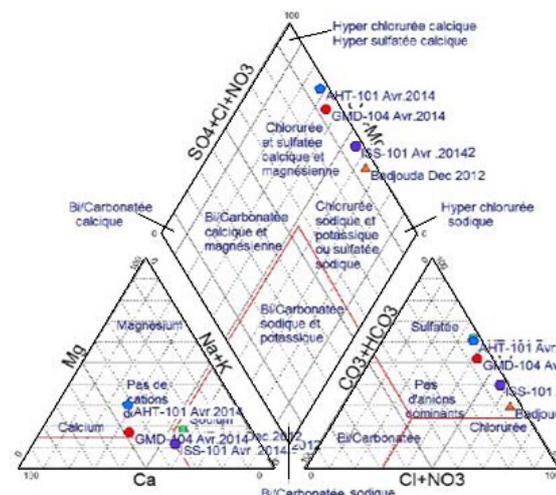


Fig.6. Faciès chimiques des eaux de la nappe du CI [5].

- Eaux Chlorurée Sodique : Partie Nord (Puits d'eau ISS-101 et la ville d'In Salah),
- Eaux Sulfatée Calcique : Partie Sud dans la région (Puits d'eau AHT-101 et GMD-101).

Ces faciès chimiques sont liés à la composition minéralogique des formations traversées. La dissolution de l'halite contribuerait à la salinisation des eaux de la nappe du CI. Les phénomènes d'échanges de base, de dissolution et précipitation des minéraux carbonatés (gypse, calcite et dolomite) sont à l'origine de la variation constatée des

concentrations des cations (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}) dans les eaux souterraines [3].

Les ressources en eau souterraine de la nappe du CI est exploitée dans le Sahara pour satisfaire aux besoins en eau domestique, agricole et industrielle, et ce, à l'aide de nombreux forages hydrauliques lesquels s'ajoutent au système de captage traditionnel (foggaras et puits) qui alimentent les palmeraies au niveau du Tidikelt, Touat et Gourara.

L'aspect hydrogéologique de la nappe du CI, attribuée à la région de Tidikelt un caractère sensible et vulnérable à la surexploitation ainsi qu'à la contamination des ressources en eaux souterraines.

Du point de vue environnemental, des mesures préventives doivent être prises pour une exploitation rationnelle tout en préservant la qualité chimique de cette ressource vitale.

II. LE GAZ DE SCHISTE

Ce qu'on appelle « gaz de schiste », c'est du gaz essentiellement méthane contenu dans sa roche mère (des argiles et des marnes litées dont le feuillage n'est pas le résultat de la tectonique) très peu poreuses voire imperméables. Cette roche très riche en matière organique génère, tout au long des temps géologiques, un méthane contenu dans des micropores ne communiquant pas entre eux. Par l'augmentation de la pression et de la température ; la roche mère est donc restée enfouie, riche en gaz. Elle peut contenir jusqu'à 20 m³ de gaz (aux conditions de surface, 20°C et 1 atm) par mètre-cube de roche en place. C'est donc à la fois une roche mère et une roche magasin [1].

En Algérie, l'une des formations potentiellement riches en gaz se trouve dans les argiles noires à graptolites du Silurien du Sud-Ouest du Sahara [15]. Malgré l'imperméabilité de la roche mère /magasin, des techniques récentes permettent d'extraire une fraction notable de ce gaz.

II.1. Les techniques d'exploitation du gaz de schiste

Le principe théorique d'exploitation des gaz de schiste est très simple : puisque la roche contenant le gaz est imperméable, il est nécessaire de créer cette perméabilité. La technique utilisée, actuellement, c'est la fracturation hydraulique (parfois associée à des explosifs), couplée à des forages horizontaux sur une distance de plus de 2000 à 3000 m. Cette technique consiste à injecter dans le gisement un mélange en grande quantité d'eau et d'agents de soutènement (sables ou billes de céramique, de métal, de verre ou de résine) et, de produits chimiques à une pression supérieure à la pression lithostatique. Alors ce liquide aura tendance à s'insinuer dans la moindre fracture, à écartier les bords de cette fracture, ce qui la propagera latéralement, et donc de rendre la roche perméable [8,9].

II.2. Le fluide de fracturation

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4.5% de sable et d'approximativement 0.5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre. L'eau douce est privilégiée pour dissoudre les sels contenus dans la roche et faciliter l'accès aux hydrocarbures. Notons que, d'un point de vue bibliographique, actuellement, ce sont les États-Unis qui nous fournissent une littérature précise sur le sujet [10, 11,14].

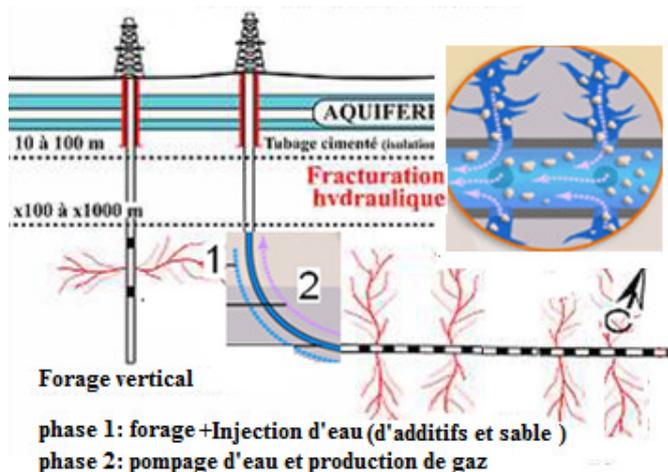


Fig.7. Exemple d'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste.

Voici un résumé des additifs et leurs fonctions généralement utilisés dans 47 puits de gaz naturel dans le Nord-est des États-Unis [2, 8,9].

- * L'acide chlorhydrique dissout les minéraux et fissure la roche.
- * Le glutaraldéhyde élimine les bactéries qui produisent les sous-produits corrosifs.
- * Le persulfate d'ammonium permet une rupture retardée des chaînes de polymères en gel.

- * Le n, n-diméthylformamide protège la tuyauterie de la corrosion.
- * Les sels de borates maintiennent la viscosité du fluide.
- * Le polyacrylamide et les huiles minérales réduisent la friction entre le fluide et la tuyauterie.
- * L'hydroxyéthylcellulose épaissit l'eau pour mieux garder le sable en suspension.
- * KCL, crée un fluide porteur de la saumure.
- * Les carbonates de sodium ou de potassium maintiennent l'efficacité des autres additifs.
- * Le bisulfate d'ammonium désoxygène l'eau pour la stabilité des gels.
- * (silicates + sable) permettent aux fractures de rester ouvertes pour que le gaz s'y échappe.
- * L'isopropanol est utilisé pour réduire les tensions superficielles inter faciales.

Les produits chimiques servent donc à faciliter l'opération : les biocides limitent la croissance des bactéries et l'acide chlorhydrique permet de dissoudre les fragments de roches présents dans le tuyau. Le gaz migre le long des néo-fractures, atteint le tube de forage, arrive en surface, et est stocké dans des réservoirs ou évacué par gazoduc.

II.3. Au laboratoire

a) L'eau de l'Albien (tableau 2&3)

Tableau 2 : Le faciès chimique des eaux de l'Albien est de type Sulfaté Calciq.

Cations et anions majeurs	Concentrations (mg/l)
Carbonates : CO ₃ ²⁻	0.00
Bicarbonates : HCO ₃ ⁻	204.35
Sulfates : SO ₄ ²⁻	700.00
Chlore : CL ⁻	374.20
Calcium : Ca ⁺⁺	110.13
Magnésium : Mg ⁺⁺	59.53

Tableau 3 : Absence d'indicateurs de pollution.

Indicateurs de pollution	Concentration en (mg/l)
Azote ammoniacal : NH ₄ ⁺	0.00
Orthophosphates : PO ₄ ⁻	0.08
Nitrites : NO ₂ ⁻	0.012
Nitrates NO ₃ ⁻	0.20
DCO	52.00

b) La roche mère

Un échantillon du Silurien d'Ahnet provenant d'un des puits de shale gas, a été caractérisé minéralogiquement et chimiquement par diffractométrie des rayons X(DRS) et fluorescence des rayons x (FX) afin de déterminer sa nature.

Les résultats sont exprimés comme suit [5] :

Résultat DRX : Quartz (SiO₂), Dolomite ferrifère (Ca (Mg, Fe) (CO₃)₂), Calcite (CaCO₃), Pyrite (FeS₂), Illite ((K, H3 O) Al₂ Si₃ Al O₁₀), Kaolinite (Al₂ Si₂ O₅ (OH)₄), Anatase (TiO₂).

Résultat FX : Tableau 3 : Résultats d'analyses chimiques semi quantitatives des éléments majeurs en (%):

Ech.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	SO ₃	SiO	BaO
AHNET	19.2	9.72	0.83	7.63	0.02	0.30	3.62	0.12	1.54	0.08	5.5	0.09	0.05

Ce sont des Silicates d'alumines avec un taux de plus de 7% de Fe₂O₃; ce qui explique que la minéralisation correspond bien à la description de la coupe lithologique-type de l'Ahnet.

Après avoir réalisé deux forages pour hydrocarbures non conventionnels dans le bassin d'Ahnet, dont un suivi d'une fracturation hydraulique (sur forage vertical). Les conclusions de ces études montrent que les formations d'argiles compactes du bassin (silurien et frasien) présentent des réserves de gaz en place allant de 5 à 8 milliards de mètres cubes [5].

A l'instar de nombreuses sociétés pétrolières à travers le monde, Sonatrach se prépare activement à utiliser les technologies de l'exploration des ressources non conventionnelles pour les tester au niveau des sites pilotes. Il n'y a plus de doute, l'Algérie est donc bien engagée dans l'exploitation du gaz de schiste d'ici horizon 2022.

III. LE GAZ DE SCHISTE : PROBLEMATIQUE FINANCIERE ET ENVIRONNEMENTALE.

Le gaz naturel produit moins de CO₂ que le charbon ou le pétrole, il est moins mauvais pour le climat et son exploitation réduirait le chômage dans les régions concernées [6].

L'exploitation du gaz de schiste peut contribuer à des aménagements les plus durables tels que des reboisements, des forages d'eau, des systèmes de captage (retenues d'eau), qui serviront pour l'irrigation dans les localités sahariennes.

Les réserves de gaz de schistes techniquement récupérables en Algérie sont énormes ; on avance (en ordre de grandeur) une quantité voisine de 20000 milliards de m³ [13], ce qui prolongerait de nombreuses années le confort énergétique du pays. Toutefois, il ne faut pas perdre de vue qu'une telle entreprise nécessite des moyens financiers colossaux est un arsenal juridique approprié contre les risques qui peuvent y découler. La technique d'exploitation des gaz de schistes nécessite beaucoup plus de forages que les hydrocarbures classiques. Il y aurait donc beaucoup plus de fuites de méthane [6].

En Algérie, on avance le nombre de 35000 puits et forages (un puits tous les 0,5 à 4 km), ce qui mobiliserait une quantité d'eau d'environ 150 millions de m³ /an [5].

En réalité, ce qui est posé au centre du débat de cette problématique, ce sont les moyens financiers colossaux que nécessitent cette nouvelle technologie et aussi la pratique de

la fracturation hydraulique. Les atteintes à l'environnement sont multiples et potentiellement dangereux pour la ressource hydrique que renferme le système aquifère saharien (40 milliards de m³ d'eau, dont 60% en Algérie), en particulier à cause de l'utilisation importante des ressources en eau pour la fracturation hydraulique. A titre d'exemple l'exploitation de cette ressource pour des fins agricoles et industrielles s'élèverait à 1.5 milliards de m³/an, pour quelque 6500 captages [5].

Pour la fracturation hydraulique, il convient d'utiliser de grandes quantités de fluide, ce qui représente une consommation de l'ordre de 10.000 à 15.000 m³ d'eau par puits. Pour des dizaines de milliers de puits, cela représente alors, une consommation d'eau douce très importante, particulièrement, dans les régions où l'eau est une denrée rare [8,9].

Outre ces grandes consommations d'eau, le risque de pollution de l'aquifère reste posé et fait débat actuellement de part le monde. En effet, trois situations de contaminations sont envisageables :

- Les fuites de méthane qui peuvent avoir lieu au cours de la remontée vers les aquifères.

- Les fuites des fluides de fracturation en profondeur et en surface.

Ces fuites peuvent être en grandes quantités et causent un sérieux impact environnemental ; le cas de la Pennsylvanie au USA, en avril 2011 est à méditer.

IV. CONCLUSION

Le Silurien et le Frasnien de l'Ahnet révèlent des potentialités importantes en gaz de schiste. Plusieurs éléments permettent d'avancer que son exploitation en Algérie est possible dans les années à venir. Cependant, son extraction est un enjeu, à la fois économique et environnemental, et doit répondre à un objectif de satisfaction des besoins et non de rente. Si ce gaz combustible est considéré plus « propre » que le pétrole, il ne faut pas perdre de vue que nous avons également une ressource hydrique beaucoup plus propre située juste au dessus de ce réservoir, il s'agit en l'occurrence de la nappe albienne, grande richesse de l'Algérie. La prise en compte de l'environnement dans ce cas précis doit donc apparaître comme une nécessité de relier risques de perturbation des écosystèmes et gestion de cycle de vie. Si, de l'avis de ses promoteurs, cette ressource non conventionnelle pourrait devenir une « ressource de transition », cela ne doit pas se faire au détriment du développement des énergies renouvelables, qui doivent prendre, en parallèle, le relais dans les années à venir.

V. REFERENCES.

[1] ABDOUS. L, LOUNISSI. R. “ Contribution à l'étude des pressions anormalement basses dans le bassin de l'Ahnet ”, Doc. Dev/Explo, sonatrach, 1995

[2] AMINTO, ALISON et OLSON, MIRA StONE, “Four-compartment partition model of hazardous components in hydraulic fracturing fluid additives Journal of Natural Gas Science and Engineering”, Vol. 7, July 2012,

[3] BELHAMDOU .N, “Etude hydrogéologique et hydrochimique de la nappe du continentale intercalaire de la région de in Salah., mem. Master,hydrogéologie, Université Kasdi Merbah Ouargla UKMO, Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, des Sciences de la Terre et de l'Univers 2013.

[4] DEBAILIA, DJAZAIRI .S. “ Pétrographie, sédimentologie et stratigraphie séquentielle du dévonien inférieur de la partie nord oriental du bassin de l'Ahnet ”, 2010.

[5] Doc.interne.Sonatrach, Div/Explo, 2014

[6] GABRIEL Marty, Validé par MARC Magaud. “ L'exploitation des gaz de schistes, entre promesses économiques et conséquences environnementales ” (Ambassade de France à Washington Mission pour la Science et la Technologie, 2011

[7] KACED. M. “ Le potentiel shale gas en Algérie, Journées d'Etudes « Tight & Shale Reservoirs » 17-18 Septembre 2013 Sheraton-Alger.

[8] M. Jean-Claude LENOIR, Sénateur et M. Christian BATAILLE, député. Rapport d'étape sur “ Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels”, 2013

[9] MM. Jean-Claude LENOIR, “ Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (Rapport d'étape) (rapport de l'opecst) ”, 2013..

[10] PICOT André. Bilan toxicologique et chimique “l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydrauliques -2e Edition”, 2011

[11] Total. “Gaz Non conventionnels/ des ressources pour le future”, <http://publications.total.com/2012/TOTAL-gaz-non-conventionnel.pdf>

[12] UNESCO, 1972, GUENDOUZ, 1985, Mamou, 1990, Edmonds et al, 1997, Gries 2000

[13] WEC Algérie, “ SONATRACH, Schlumberger ”, 2007

[14] www.mirova.com

[15] ZEGRIR. H, “Distribution de la fracturation dans les réservoirs compacts du cambro-ordovicien : Méthodologie d'intégration des données de surface au modèle de sub-surface (bassin de l'Ahnet-plate forme saharienne-Algérie) ”, 2014