

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

**MANALLAH Islam Baha Eddine
HIMRI Mohammed Yassine**

-THEME-

Gaz de schiste, potentialité et perspective de développement

Soutenu le : / / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	GAREH Salim	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	MCA	Univ. Ouargla
Examineur :	OUAZAZI Mohammed	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciements

Avant tout, nous remercions ALLAH qui nous a donné le courage, la patience et la chance d'étudier et suivre notre étude. Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. ALI ZERROUKI Ahmed, pour ses orientations, ses précieux conseils. Nous remercions également tous les enseignants du département, notamment ceux de l'option production

Nous remercions aussi les membres de jury qui ont évalué ce travail.

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercions nos parents, nos sœurs et nos frères, pour leurs conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigué ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents que dieu les garde

A mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis.

MENALLAH Islam Baha Eddine

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents que dieu les garde

A mes sœurs.

A toute mes amis.

HIMRI Mohammed Yassine

ملخص

لاقتصاد الجزائري قائم على المحروقات ، ولا سيما الغاز ، والغاز طاقة غير متجددة ، ونهايته هاجس في الجزائر. وبدا أن مسألة استغلال الغاز الصخري هي حل لهذه المشكلة. لكن الغاز الصخري يظل موضوعاً حساساً دائماً داخل مجتمعاتنا. إنها ثروة منتشرة في جميع أنحاء العالم تقريباً ، كل الدول معنية باستغلالها. ومن هنا كان مصدر نقاش حاد بين الرغبة المستمرة لدى البعض في التنمية الاقتصادية للدول وحماية البيئة بالنسبة للآخرين.

في هذا العمل ، قمنا أولاً بدراسة نشأة الغاز الصخري وعمليات الاستخراج المختلفة ، ثم جوانبها وآفاقها في العالم وفي الجزائر.

الكلمات المفتاحية: غاز - تقليدي - تكسير هيدروليكي - بيئة

Résumé

L'économie Algérienne repose sur les hydrocarbures notamment gaziers, Le gaz est une énergie non renouvelable, sa fin est une obsession en Algérie. La question de l'exploitation du gaz de schiste est apparue comme une solution à ce problème. Le gaz de schiste reste un sujet sensible permanent au sein de nos sociétés. C'est une richesse répartie sur la quasi-totalité du globe, l'ensemble des pays est concerné par son exploitation. D'où une source de débat intense entre le désir permanent de certains pour développement économique des états et la protection de l'environnement pour d'autres.

Dans ce travail nous étudions dans un premier temps la genèse du gaz de schiste et les différents procédés d'extraction puis ses aspects et ses perspectives dans le monde et en Algérie.

Mots-clés : gaz - conventionnel - fracturation hydraulique – environnement

Abstract

The Algerian economy is based on hydrocarbons, in particular gas, Gas is a non-renewable energy, its end is an obsession in Algeria. The question of shale gas exploitation appeared to be a solution to this problem. Shale gas remains a permanent sensitive subject within our societies. It is a wealth spread over almost the entire globe; all countries are concerned by its exploitation. Hence a source of intense debate between the continuing desire of some for the economic development of states and the protection of the environment for others.

In this work, we first study the genesis of shale gas and the various extraction processes, then its aspects and prospects in the world and in Algeria.

Keywords: gas - conventional - hydraulic fracturing - environment

ABRÉVIATIONS

M3 Mètre cube

OPEP l'Organisation des pays exportateurs de pétrole

CH4 Méthane

CO2 Dioxyde de carbone

COT Carbone organique total

EIA Energy Information Administration des États-Unis

EPA Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis

GNL Gaz naturel liquéfié

RTR Ressources techniquement récupérables

Tpi3 Milliers de milliards de pieds cubes

BP British Petroleum

SOMMAIRE

Remerciements	
Dédicace	
Dédicace	
Résumé	
ABRÉVIATIONS.....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux	
Introduction générale :.....	1
Chapitre 01 : généralité sur le gaz de schiste	
I. L'origine et la nature de gaz de schiste :	2
I.1 La genèse de gaz de schiste :.....	2
I.2 Le gaz conventionnel :.....	4
I.3 Le gaz de schiste et les autres sources de gaz non conventionnel ?.....	5
I.4 L'exploration de gaz de schiste :.....	6
I.4.1 Technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.....	7
I.5 Comment extraire le gaz de schiste ?.....	8
I.5.1 La fracturation hydraulique ou fracking	9
I.5.2 Les tubes et les cuvelages.....	11
I.5.3 Puits avec drains multiples – Puits multilatéraux.....	12
I.5.4 Le fluide de fracturation : volumes d'eau injectés	13
I.5.5 Les adjuvants chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique.....	13
I.5.6 Maîtrise de la technique.....	14
I.5.7 Occupation du sol.....	14
I.5.8 Techniques alternatives à la fracturation hydraulique	15
I.5.9 La fracturation par arc électrique :.....	15
I.5.10 La fracturation par arc électrique :.....	16
I.5.11 La fracturation par procédé thermique :	16
I.5.12 La fracturation pneumatique :.....	17
I.6 Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau :.....	Error! Bookmark not defined.
Chapitre 02 : Gaz schiste mondialement.....	21

II.	Gaz de schiste dans le monde	22
II.1	La CHINE : LES PLUS GRANDES RESSOURCES POTENTIELLES DE GAZ DE SCHISTE AU MONDE :	22
II.2	L'EUROPE : UNE RÉGION, UN ÉVENTAIL D'EXPÉRIENCES :	28
II.3	L'AFRIQUE : UN POTENTIEL EN GAZ DE SCHISTE, PRINCIPALEMENT AU NORD ET AU SUD :	31
II.3.1	Les réserves de Gaz de schiste en l'Algérie	33
II.3.2	Les caractéristiques des réservoirs algériens :	34
II.3.3	L'Algérie réalise son premier forage de gaz de schiste	38
II.3.4	Les sources d'eau au sud	38
II.3.5	Bassin Ahnet	38
II.3.6	Le Bassin d'Illizi	39
II.3.7	Bassin Ghadamès (Berkine)	40
	Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste	41
III.	L'aspect de développement de gaz de schiste :	42
III.1	Défi du développement en chine:	42
III.1.1	Un manque de technologies avancées :	42
III.1.2	Protection environnementale :	43
III.1.3	Pollution de l'eau :	43
III.1.4	Émissions de CO 2 et de méthane :	43
III.1.5	Pénurie de ressources en eau en quantité :	44
III.1.6	La relation entre la communauté locale et l'industrie du gaz de schiste :	44
III.2	Expérience de développement de gaz de schiste aux États-Unis :	45
III.2.1	Tarifification incitative et crédits d'impôt :	46
III.2.2	Programmes de recherche et développement :	46
III.2.3	Programme de schistes gazeux de l'Est :	47
III.2.4	Innovations technologiques connexes et programmes du DOE :	49
III.2.4.1	Imagerie sismique 3D :	49
III.2.4.2	Cartographie de la fracturation macrosismique :	49
III.2.5	Le développement de gaz de schiste en France :	50
III.3	Le gaz de schiste : avantages et inconvénients :	52
III.3.1	LES AVANTAGES :	52
III.3.1.1	Réduit la dépendance énergétique:	52
III.3.1.2	Il peut être utilisé à la place du charbon :	52
III.3.1.3	Il équilibre les prix du pétrole:	52
III.3.1.4	Il brise le monopole des pays exportateurs de pétrole:	53

III.3.1.5	Il a le pouvoir de créer des emplois:.....	53
III.3.1.6	Il a le pouvoir d'améliorer les indicateurs économiques:.....	53
III.3.2	LES INCONVENIENTS :.....	53
III.3.2.1	C'est une ressource qui accélère le réchauffement climatique:	53
III.3.2.2	Cela peut être l'une des raisons du tremblement de terre:.....	53
III.3.2.3	Sa production est très coûteuse:.....	53
III.3.2.4	Il peut polluer les sources d'eau:.....	53
III.3.2.5	Continuité de l'utilisation des énergies fossiles:	54
	Conclusion :.....	55
	Bibliographie :	56

Liste des figures

Figure I-1 : Echelle du temps géologique.	2
Figure I-2:: Enfouissement des matières organiques par les dépôts sédimentaires.	3
Figure I-3: Schiste noir carbonifère avec fossile de fougère.	4
Figure I-4 : Bloc diagramme montrant la situation des gisements de pétrole et de gaz « conventionnels ».	5
Figure I-5 : Les différents types d'hydrocarbure gazeux.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-6 : Forages conventionnel et non conventionnel.	9
Figure I-7 : Schéma du principe d'exploitation du gaz de schiste.	9
Figure I-8 : Schéma général d'un puits d'extraction non conventionnelle d'hydrocarbures avec le détail des tubes et cuvelages cimentés.	12
Figure I-9 : Puits à drains multiples (à gauche). A partir d'un forage vertical, plusieurs forages horizontaux sont opérés. Plateformes de forage multi-puits utilisant la technique de puits multilatéraux (à droite).	12
Figure II-1:chine : production de gaz naturel, excédent/ déficit de production et réserves prouvées.	22
Figure II-2 : Chine : bouquet énergétique, 1965-2016(pourcentage).....	23
Figure II-3 : bassins potentiels de gisements du gaz de schiste en Algérie.	34
Figure II-4: Plan de bassin d'Ahnet.	39
Figure II-5 : Plan de bassin d'Ilizi.....	40
Figure II-6 : Plan de Bassin de Ghadamès	40
Figure III-1 : grands bassins de gaz de schiste en Chine.....	42
Figure III-2 : Localisation des réserves de gaz naturel aux États-Unis	45
Figure III-3 : le bassin de Fort Worth	48
Figure III-4 : cartographie macrosismique des fractures	49
Figure III-5:: Ressources potentielles en hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en France.....	51

Liste des tableaux

Tableau I-1 : transformation de la matière organique en fonction de la profondeur.	3
Tableau I-2 : La spécificité du gaz de schiste.	7
Tableau I-3 : Comparaison entre la technique conventionnelle de fracturation hydraulique et celle non conventionnelle de fracturation hydraulique à haut volume.....	10
Tableau I-4 : Exemples de quantités d'eau utilisées par puits dans différents gisements exploités aux Etats-Unis.	13
Tableau I-5 : Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau	18
Tableau II-1 : Chine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère.	25
Tableau II-2 : Caractéristiques des réservoirs Algérien	35
Tableau II-3 : Caractéristiques des réservoirs Algérien	36
Tableau II-4 : Caractéristiques des réservoirs Algérien	37

Introduction générale :

L'homme moderne traverse chaque jour de nombreux défis, dont la plupart se reflètent dans la recherche de meilleures façons de faciliter sa vie quotidienne, cet objectif nécessite la consommation de beaucoup d'énergie, alors l'homme a commencé à rechercher des sources d'énergie. L'homme a découvert l'existence de l'électricité pour la première fois au cinquième siècle avant la naissance, et c'était à l'époque de la civilisation grecque. L'invention du premier réacteur nucléaire expérimental qui a réussi à produire de l'énergie électrique et allume une série de quatre lampes en Amérique c'était en 1951. Le forage du premier puits de pétrole dans la ville de Titusville (Pennsylvanie) en Amérique était en 1859 et le forage du premier puits naturel gisement de gaz aux États-Unis en 1821 près de Fredonia À New York. Les sources d'énergie variaient entre renouvelables et non renouvelables. Pendant des décennies, le pétrole et le gaz ont été les plus grandes sources d'énergie et représentaient 80% de l'énergie totale mondiale.

Du fait que le pétrole et le gaz sont deux sources d'énergie non renouvelables. Des recherches se sont développées sur eux. Des méthodes pour les extraire se sont développées et de nombreux types d'entre eux ont été découverts. Jusqu'à la découverte du gaz de schiste, qui est l'une des sources non conventionnelles de gaz naturel, et il se forme à l'intérieur des roches de schiste qui contiennent du pétrole, des matières organiques et divers hydrocarbures.

De nombreuses organisations de protection de l'environnement ont mis en garde contre les graves dangers qui pourraient résulter de l'extraction du gaz de schiste, et l'étendue de leur impact sur l'homme et l'ensemble de l'écosystème, car le processus d'exploitation du gaz de schiste conduit à la fuite du gaz à effet de serre - dont le plus l'important est le méthane - dans l'atmosphère et aussi lors du traitement industriel du gaz extrait. La fuite de produits chimiques utilisés pour briser les roches conduit à la pollution des sources d'eau, ainsi qu'à la fuite de certains gaz toxiques des roches pétrolières, cela pollue les eaux souterraines.

Face aux grandes quantités du gaz de schiste dans le monde et à son importance comme source d'énergie au moindre coût, aux risques environnementaux de son extraction et au rejet par les populations de l'idée de menacer leur climat naturel. Les entreprises et les gouvernements se tiennent devant l'impératif de développer l'extraction du gaz de schiste pour réduire sa menace pour l'environnement.

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

I. L'origine et la nature de gaz de schiste :

I.1 La genèse de gaz de schiste :

La genèse du gaz de schistes se confond avec la genèse du pétrole, du gaz naturel et du charbon. Dans tous cas, ces matériaux se sont formés il y a des millions d'années, quand certaines conditions favorables étaient réunies.

Tous ces matériaux sont riches en carbone et dérivent de la transformation de la matière organique. La grande période de leur formation est le Carbonifère (son nom n'est pas dû au hasard), à la fin du Paléozoïque (autrefois appelé "ère primaire") il y a 359 à 299 millions d'années (Ma). D'autres périodes furent également des périodes favorables comme le Jurassique (de 199 à 145 Ma) qui nous intéresse particulièrement en Périgord-Quercy. [1]

Eon	Ere	Periode	Epoque	Date (millions d'années)
Phanérozoïque	Cénozoïque	Quaternaire	Holocène	0,01
			Pleistocène	1,8
		Tertiaire	Pliocène	5,3
			Miocène	23
			Oligocène	34
			Eocène	56
			Paléocène	65
	Mésozoïque	Crétacé	145	
		Jurassique	199	
		Triassique	251	
	Paléozoïque	Permien	299	
		Carbonifère	359	
		Dévonien	416	
		Silurien	443	
Ordovicien		488		
Protérozoïque	Archéen	Cambrien	542	
			2500	
Précambrien				4600

Figure I-1 : Echelle du temps géologique. [1]

La formation la matière organique enfouie dans la roche qui, en se décomposant, engendre la formation du gaz. Au cours des temps géologiques, la matière organique compactée et enfouie sous des dépôts sédimentaires se décompose grâce à l'activité bactérienne du sol. A partir d'une température d'environ 100°C, des hydrocarbures se forment dans la roche mère : c'est-à-dire du pétrole et du gaz. Après l'incorporation de la matière organique dans le sédiment. L'évolution

chimique et physique de la matière organique sédimentaire est essentiellement contrôlée par la dégradation bactérienne puis par la température. Trois stades principaux sont distingués selon l'intensité du stress thermique que subi par la matière organique. Ces trois stades sont : la diagenèse, la catagenèse et la métagénèse. [2]

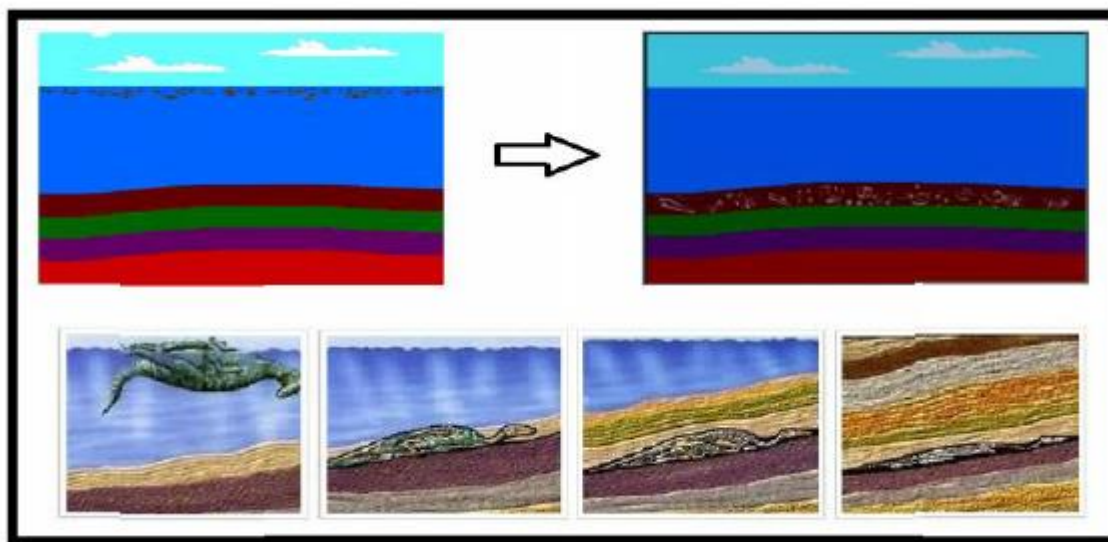


Figure I-2:: Enfouissement des matières organiques par les dépôts sédimentaires [3].

Au cours de cet enfouissement, la matière organique morte évolue d'abord à des températures situées entre 10°C et 30°C. Elle évolue ensuite dans des environnements dia génétiques où la température évolue entre 10°C et 80°C sous l'effet du gradient géothermique. Sa transformation se poursuit et se termine dans des conditions de température situées entre 120°C et 200°C.(4) Les sédiments en majorité argileux et riches en matières organiques (ils auront donc tendance à être noirs) vont se transformer en fonction de la profondeur. (Tableau I.1).

Tableau I-1: transformation de la matière organique en fonction de la profondeur.

Profondeur(mètre)	Transformation	Description
0-1000	Gaz naturel (méthane)	Gaz produit en faible quantité et qualité car il est associé à d'autre composé (H ₂ O, CO ₂ ...)
2000-3000	Huile et un peu de gaz naturel	Maturation thermique et transformation thermogénique
3000-4000 et plus	Grande quantité de gaz naturel	Au-delà de 4000m le gaz devient sec et pur.

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

En tant que gaz et liquide, les hydrocarbures, comme l'eau ont tendance à migrer dans les roches jusqu'à ce qu'ils soient piégés quelque part. C'est la raison pour laquelle on parle de roche-mère et de roche-réservoir. La roche-mère est la roche dérivant du sédiment riche en matière organique. Il s'agit donc d'une roche principalement argileuse que l'on appelle un schiste (shale en anglais), car elle a tendance à former rapidement des feuillets. Les schistes riches en matière organique seront foncés un aspect noir et la matière organique y est dispersée. Le schiste de nature argileuse est relativement peu perméable. Cependant, sous l'action de déformations tectoniques (engendrées par les contraintes dues aux mouvements des continents) et grâce à la nature feuilletée du schiste, les hydrocarbures arrivent souvent à s'échapper et à migrer dans des roches poreuses comme les grès ou les sables [3].



Figure I-3: Schiste noir carbonifère avec fossile de fougère.[4]

I.2 Le gaz conventionnel :

Le gaz conventionnel est un gaz hydrocarboné formé pendant des milliers d'années à partir de l'enfouissement de plantes et d'animaux morts. La chaleur et la pression intenses provoquées par l'enfouissement de ce matériau déclenchent une réaction qui conduit à la création de gaz naturel, principalement le méthane (CH₄).[5]

Le gaz naturel est dit «conventionnel» lorsqu'il peut être extrait de la Terre soit par pression naturelle, soit par des mécanismes de pompage (CAPP). Cela s'oppose aux sources de gaz non conventionnelles telles que le gaz de schiste. Le gaz du réservoir étanche et le méthane de houille nécessitent de nouvelles technologies pour se débloquent.

Quatre composants clés sont nécessaires pour que le gaz naturel conventionnel pour se former : [6]

- ❖ **Source** - Il s'agit des plantes et des animaux morts qui se décomposent et deviennent du gaz naturel.
- ❖ **Migration** - Après la décomposition des plantes et des animaux morts, le gaz naturel nouvellement formé se déplacera vers le haut à travers les pores dans la roche recouvrant la source
- ❖ **Piège** - Le gaz naturel continuera à se déplacer vers le haut à travers les pores des roches jusqu'à ce qu'il heurte une roche qui n'a pas de pores ou qui a des pores qui ne sont pas connectés les uns aux autres. Ce rocher s'appelle un piège.
- ❖ **Réservoir** - La roche juste en dessous du piège qui contient tout le gaz naturel s'appelle le réservoir. C'est là que le gaz naturel est extrait.

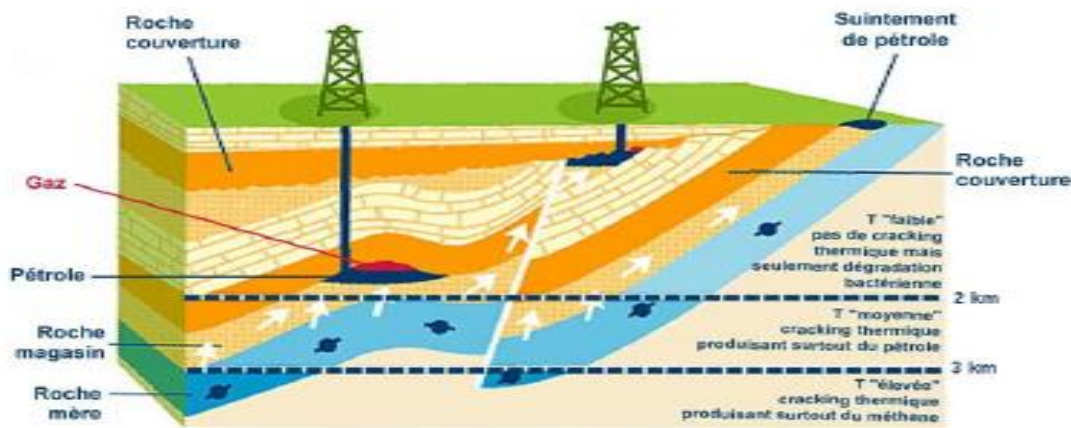


Figure I-4 : Bloc diagramme montrant la situation des gisements de pétrole et de gaz « conventionnels ». [7]

I.3 Le gaz de schiste et les autres sources de gaz non conventionnel ?

Les gaz non conventionnels sont des ressources de gaz piégées dans des roches argileuses profondes et peu perméables ou dans des gisements de charbon. Ces gaz non conventionnels sont à distinguer des gaz conventionnels, qui sont eux piégés en forte densité dans des réservoirs naturels classiques. Les plus grandes quantités du gaz naturel sont aujourd'hui produites à partir de gaz conventionnels dont l'exploitation est facile et peu coûteuse, en particulier dans les grands gisements du Golfe Persique. Les gaz non conventionnels connaissent toutefois un très fort développement de nature à bouleverser la donne sur le marché mondial de l'énergie. [8]

On distingue trois grands types de gaz non conventionnels :

- **Les tightgas** (à la frontière entre une production conventionnelle et non conventionnelle), qui sont des gaz contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables,
- **Le gaz de schistes** (shale gas), qui est contenu dans des argiles,
- **Le gaz d'houille**, qui est adsorbé sur les charbons. [9]

Les réserves mondiales de ces gaz (*shale gas*, *CBM* et *tightgas*) sont estimées à près de 600 trillions de m³ (Tm³) et les ressources possibles à peu près de 1 000 Tm³, soit au moins autant que les réserves de gaz conventionnel. [10]

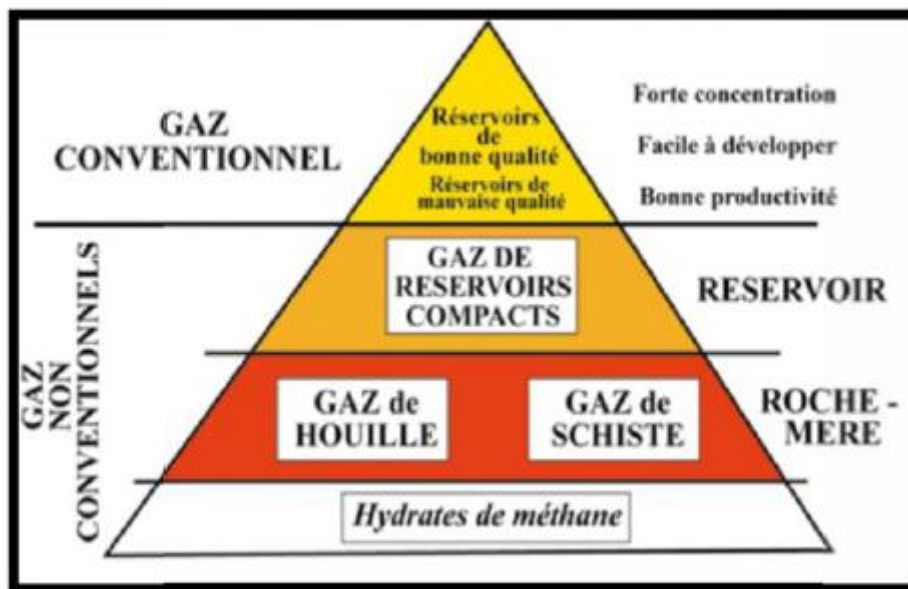


Figure I-5 : Les différents types d'hydrocarbure gazeux. [11]

I.4 L'exploration de gaz de schiste :

Les techniques d'exploration utilisées pour rechercher les gisements de gaz de schiste sont comparables à celles utilisées pour les gisements de gaz conventionnel. Géologues et géophysiciens étudient le sous-sol, sa composition et sa structure grâce à des techniques de cartographie et de sismiques. Le gaz de schiste est généralement présent dans les zones souterraines composées d'argile litée : c'est une argile schisteuse contenant des sédiments à grain fin. [12]

Avant la production, un producteur doit évaluer, en premier lieu, le potentiel du réservoir et lancer le processus de réglementation applicable.

Pour préparer un site en vue du forage exploratoire, un producteur devra :

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

- Étudier la géologie du réservoir (évaluation géologique, relevés sismiques) ;
- Obtenir des droits miniers ;
- Présenter une demande de licence et de permis ;
- Consulter les propriétaires fonciers, d'autres intervenants et les premières potentiellement concernées. [13]

Tableau I-2 : La spécificité du gaz de schiste.

Le gaz conventionnel	Le gaz de schiste
<ul style="list-style-type: none">• Résulte de l'expulsion du fluide produit par la roche mère vers un réservoir• Se présente sous la forme d'accumulation, dans des réservoirs poreux et perméables.	<ul style="list-style-type: none">• Correspond à la partie du fluide retenue dans la roche mère.• Reste diffus dans l'ensemble de la roche mère peu poreuse et peu perméable.
<p>Méthode d'exploration et de production :</p> <ul style="list-style-type: none">• La démarche consiste à repérer un bassin sédimentaire où des hydrocarbures ont été générés. à traquer le piège par des méthodes géophysiques. Le tester par un puits d'exploration. Évaluer le volume poreux fermé, les volumes de gaz en place puis les réserves.• La localisation des zones propices à la production ne se fait pas seulement par des méthodes géophysiques mais surtout par le forage et le carottage de puits qui ont pour but de confirmer la nature, la maturité et surtout la teneur en gaz de la formation ciblée.	<p>Méthode d'exploration et de production :</p> <ul style="list-style-type: none">• La démarche consiste à localiser une roche mère de très bonne qualité ayant atteint des enfouissements suffisants pour générer des gaz tout en restant à des profondeurs raisonnables pour être atteinte par des puits.• Il est par ailleurs préférable que cette roche mère, souvent de nature argileuse, renferme une partie non négligeable de silice ou de carbonate pour pouvoir être fracturée localement et ainsi libérer le gaz piégé.

I.4.1 Technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste

Afin d'évaluer l'importance des gisements de gaz et d'huile de schiste, les compagnies pétro gazières mettent en œuvre une phase d'exploration avec différentes études géologiques, géophysiques et géochimiques. Cette phase, qui peut être très longue, comprend chronologiquement :

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

- Une campagne de relevés et d'analyses des données recueillies et existantes, obtenues à partir des coupes géologiques, de sondages et de données géophysiques. Les universités et les agences nationales peuvent fournir aux compagnies leurs propres études ;
- Une campagne d'acquisition de données géophysiques, dites « sismiques » visant à obtenir une vue topographique en 3D et en très grande profondeur, afin d'analyser les caractéristiques du sous-sol. Comprenant des camions vibreurs comme source sismique et des « géophones » disposés en surface, reliés à un système de traitement d'image, le dispositif permettant de donner des indications très précises ;
- Des forages profonds avec carottages suivis d'analyses en laboratoire pour déterminer différents paramètres tels que la teneur en matières organiques, la maturité, la viscosité... ;
- Une diagraphie du forage qui renseignera sur la résistivité, le pendage, la radioactivité, la densité, la porosité et la perméabilité du gisement.

Pour que la compagnie puisse se prononcer sur l'exploitabilité et la rentabilité d'un gisement d'hydrocarbures de roche-mère, elle doit opérer une ou plusieurs fracturations hydrauliques. [14]

I.5 Comment extraire le gaz de schiste ?

Le gaz de schiste est prisonnier dans les fissures de roches compactes et imperméables, situées à des profondeurs qui vont de 1000 jusqu'à parfois 5000 m, mais plus généralement localisé entre 1500 et 3000 m sous terre. Il est impossible d'extraire ce gaz par la méthode classique utilisée pour le gaz conventionnel (simple pompage après un forage vertical).

Actuellement, et malgré les recherches menées par certaines industries du secteur, seule la technique de la fracturation hydraulique permet d'extraire ces hydrocarbures extrêmes.

Contrairement à la méthode conventionnelle (Figure I-6, à droite), la méthode par fracturation hydraulique consiste en un forage vertical suivi de forages déviés et plus ou moins horizontaux dans les couches de roche-mère (Figure I-6, à gauche). Le forage nécessite l'utilisation très importante de tubes et de cuvelages. [15]

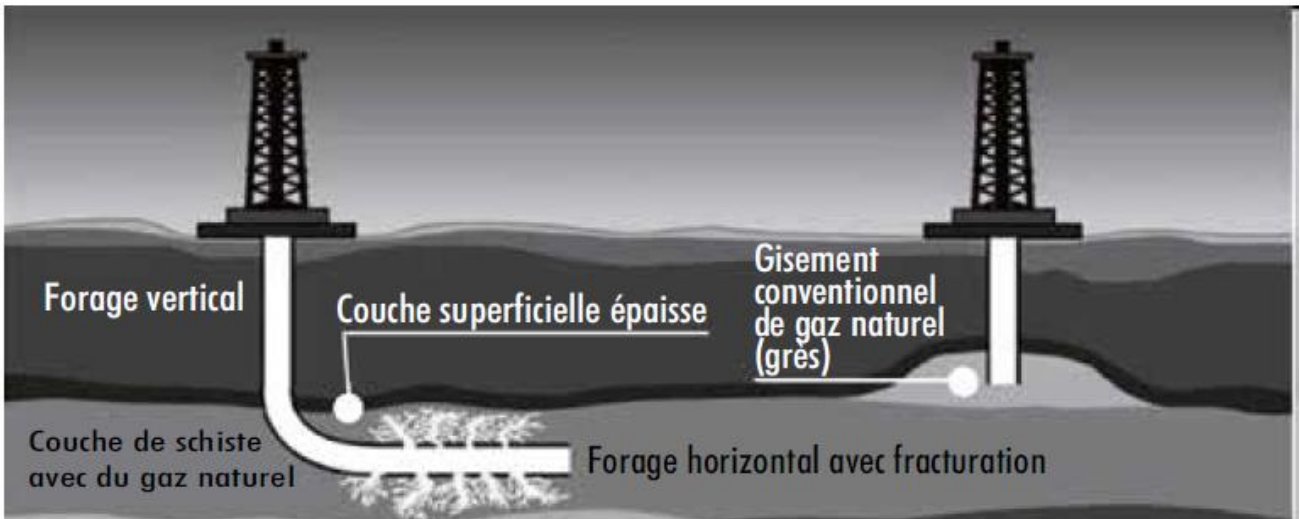


Figure I-6 : Forages conventionnel et non conventionnel. [15]

I.5.1 La fracturation hydraulique ou fracking

La fracturation hydraulique : [16] est une technique utilisée depuis les années 40 pour stimuler des gisements d'hydrocarbures conventionnels afin d'en améliorer le taux de récupération.

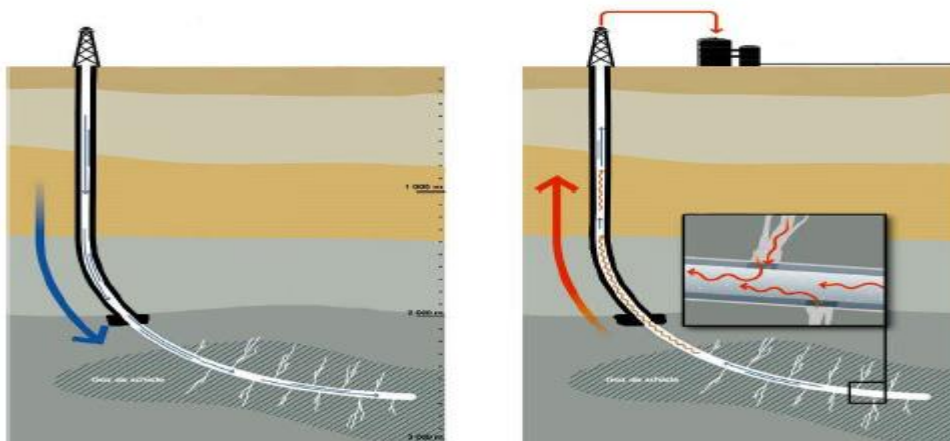


Figure I-7 : Schéma du principe d'exploitation du gaz de schiste. [7]

Cette technique est plus connue sous le nom de stimulation de puits ou « hydro fracking » et elle est différente de celle utilisée pour l'extraction des hydrocarbures piégés dans roche mère. En effet, cette dernière, qui porte pour nom exact celui de fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF), a pour objectif de modifier la perméabilité de la roche-mère. La technique consiste à provoquer un grand nombre de micro-fractures dans cette roche non-poreuse afin de permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées, permettant ainsi au gaz de migrer jusqu'au puits afin d'être récupéré en surface.

La fracturation (HVHF) est obtenue par l'injection dans la formation géologique d'un fluide : une quantité importante d'eau, mélangée à des sables et divers adjuvants chimiques, et à très haute

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

pression (plus de 700 bars). On provoque ainsi des fractures autour des points d'injection, assorties de fissures. Le sable, ou des « proppants » en céramique permet d'éviter que les fissures se referment. Le gaz libéré remonte à la surface, ainsi qu'une partie du liquide de fracturation, récupérée par pompage, le reste pouvant s'infiltrer plus loin dans la roche ou stagner dans le sous-sol.

Tableau I-3 : Comparaison entre la technique conventionnelle de fracturation hydraulique et celle non conventionnelle de fracturation hydraulique à haut volume

Source	Gaz conventionnel : Stimulation de puits (ou 'Hydrofracking')	Gaz non-conventionnel : Fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF)
Pression de injection	206 bars	725 bars
Consommation en eau	75 000 – 300 000 litres	15 à 26 millions de litres
Quantité d'eau par unité d'énergie	1 – 5 litres par TéraJoule	2000 – 100 000 litres par TéraJoule
Longévité de la production par puits	30-40 ans	~5 ans
Déclin de production	Déclin de 5% par an	Déclin rapide : Déclin moyen par zone de production de 23% à 49% par an Déclin moyen de production après 3 ans : Entre 74% et 82%
Taux de récupération	Entre 75 et 80%	~6,5%
Produits chimiques Utilisés	Aucun ou limité (300 – 1300 kg)	Usage systématique et répété de plus de 700 différents types de produits chimiques (composés volatiles organiques, perturbateurs endocriniens, neurotoxines, produits cancérigènes,

		mutagènes et/ou toxiques pour la reproduction) – Jusqu'à 300.000 kg par opération de HVHF (Un site classique accueillant 7 puits peut injecter jusqu'à 1.800 tonnes de produits chimiques)
Traitement de l'eau	Petits volumes d'eaux usées remontés à la surface	Souvent à peine 10% du volume d'eau injecté peut être récupéré, ce qui représente entre 1,5 et 2,6 millions de litres d'eau usée à traiter. Le reste demeure dans le sous-sol.
Circulation des camions	225 à 387 déplacements de camion	1 760 à 1 905 déplacements de camion par puits
Occupation des sols	8 000 – 12 000m ² par site	16 000 – 20 000m ² par site d'exploitation non-conventionnelle
Impacts cumulatifs	Limité en raison du faible nombre de puits	Menace principale compte tenu du nombre de puits nécessaire (5.000 nouveaux puits forés chaque année aux US, pour compenser le déclin des précédents puits déjà déclinants)

1.5.2 Les tubes et les cuvelages

Les cuvelages et les tubes sans soudure utilisés pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures de roche-mère, sont destinés à supporter de fortes pressions. Une cimentation des tubes (*casing*) est réalisée afin de prévenir une fuite du puits vers les aquifères traversés par le forage. La qualité de la

cimentation est primordiale : elle détermine le risque des fuites du liquide de fracturation à l'intérieur de la paroi du puits vers la surface (Figure I-8). Ces tubes sont encadrés par un ensemble de normes internationales (normes ISO) sur lesquelles les opérateurs pétroliers s'appuient pour établir leurs spécifications.

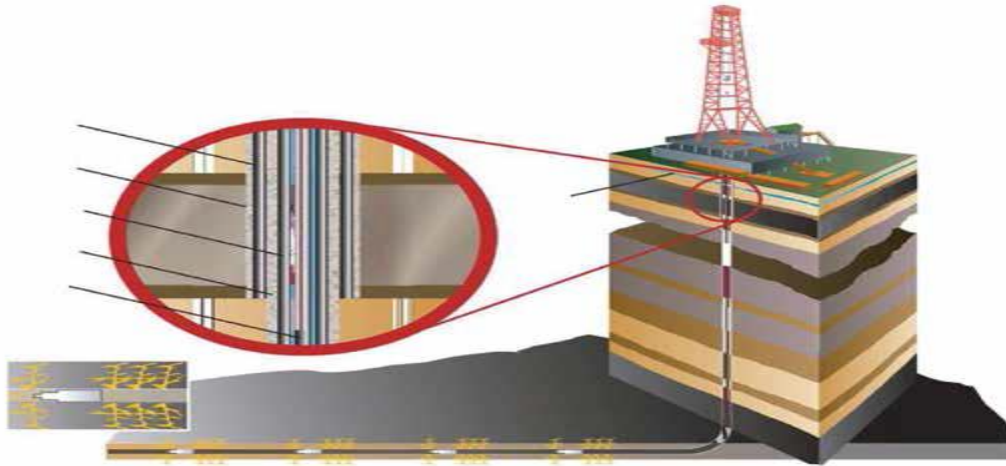


Figure I-8 : Schéma général d'un puits d'extraction non conventionnelle d'hydrocarbures avec le détail des tubes et cuvelages cimentés. [17]

I.5.3 Puits avec drains multiples – Puits multilatéraux

Afin de minimiser le nombre d'implantations en surface, d'optimiser l'extraction et de réduire les coûts, certaines sociétés pétrolières utilisent des plateformes compactes, comprenant un ou plusieurs puits verticaux suivis de plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste. On peut forer 12 à 20 drains horizontaux (puits multilatéraux) de 1 à 4 km de longueur à partir d'un même forage. Chaque drain peut faire l'objet de plus d'une dizaine de fracturations hydrauliques (jusqu'à 30), et l'exploitation d'un gisement suppose de nombreuses plateformes (Figure I-9).

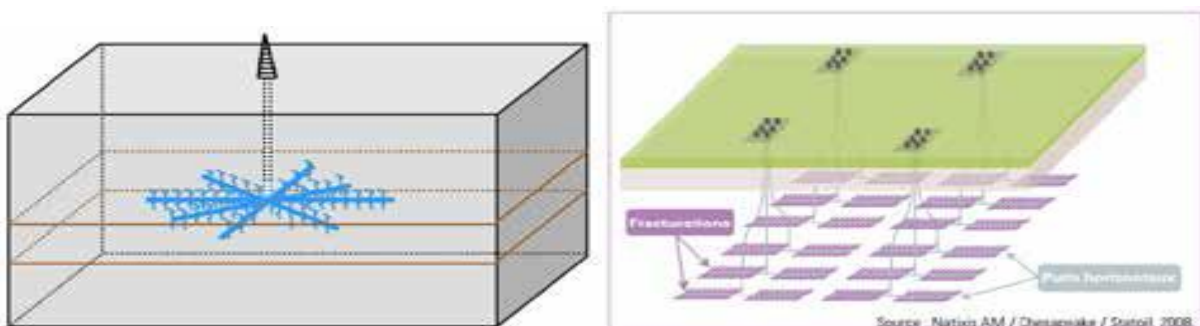


Figure I-9 : Puits à drains multiples (à gauche). A partir d'un forage vertical, plusieurs forages horizontaux sont opérés. Plateformes de forage multi-puits utilisant la technique de puits multilatéraux (à droite). [18]

I.5.4 Le fluide de fracturation : volumes d'eau injectés

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. Selon l'IFPEN [11], la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un seul puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m³ (Tableau I-4). Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m³ d'eau sont nécessaires pour le forage d'un puits, et chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m³ d'eau. Chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

Tableau I-4 : Exemples de quantités d'eau utilisées par puits dans différents gisements exploités aux Etats-Unis.

Objectifs	Volume total d'eau par puits	
Barnett shale	Eau pour le forage	1500 m ³
	Eau pour la fracturation	8600 m ³
	Total	10100 m ³
Fayetteville shale	Eau pour le forage	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11000 m ³
	Total	11225 m ³
Haynesville shale	Eau pour le forage	3780 m ³
	Eau pour la fracturation	10200 m ³
	Total	13980 m ³
Marcellus shale	Eau pour le forage	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14300 m ³
	Total	14600 m ³

*Forage réalisé à l'air avec une boue à base d'huile.

*Note : ces valeurs sont des moyennes qui peuvent varier d'un forage à l'autre.

I.5.5 Les adjuvants chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique

La composition chimique des fluides de fracturation varie selon de nombreux critères tels que la nature des roches à fragmenter, la profondeur du puits, ou la température géologique. Les compagnies spécialisées dans cette technique estiment entre 0,2 et 2% le volume d'adjuvants chimiques ajoutés au volume d'eau total injecté dans le puits. Les produits chimiques peuvent être des biocides limitant la croissance bactérienne, des lubrifiants, des détergents, de l'acide chlorhydrique permettant de dissoudre les morceaux de roches présents dans le tube, des polymères

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

pour stabiliser les parois des forages, des produits permettant de réduire les pertes par frottements, de maintenir le sable en suspension dans l'eau...

D'après le toxicochimiste français André Picot [19], qui a repris les données fournies par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) [20], les fluides de fracturation contiennent 77 composés minéraux et 221 composés organiques. Selon une étude de la Chambre des représentants des Etats-Unis, 750 composés chimiques différents peuvent entrer dans la composition des adjuvants mélangés à l'eau. [21]

I.5.6 Maîtrise de la technique

Les industriels de la profession maintiennent l'amalgame entre les deux techniques pour laisser croire que la HVHF est une technique maîtrisée depuis plus de 70 ans. Or il n'en est rien puisque le premier forage horizontal a eu lieu en 1991 à Barnett Shale (Texas), et que la première HVHF a eu lieu en 1996. [22]

Cette technique reste encore expérimentale, de nombreuses variations et innovations ayant été apportées depuis sa première utilisation.

Les forages directionnels qui permettent d'orienter la direction du forage, l'utilisation des réseaux de puits multiples *multi-well pads* et des regroupements de forages *cluster drilling* datent de 2007. [23]

I.5.7 Occupation du sol

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère exige l'occupation temporaire de surfaces au sol importantes pour deux raisons. La première tient à la nécessité de forer de nombreux puits pour drainer un gisement à faible teneur. La seconde résulte des opérations de fracturation hydraulique qui imposent des équipements importants sur la plate-forme de forage : compresseur, capacité de stockage et de traitement du fluide de fracturation, bassins de rétention et de décantation, stockage du sable et des adjuvants, etc. Chaque puits de forage ne permettant d'accéder qu'à une surface limitée de la couche schisteuse, l'exploitation du gaz contenu requiert l'accumulation de puits de forage ciblés sur une même source. Le rapprochement des puits dépend de plusieurs facteurs, notamment la densité de population. Dans certains états des États-Unis, on admet jusqu'à 3,5 puits par km². En Grande Bretagne on admet 1 ou 1,5 puits par km². La durée des opérations de forage dépend du nombre de drains horizontaux installés et du nombre de fracturations réalisées. Compte tenu des aléas et de la durée des opérations de démontage, on peut estimer de 6 à 18 mois la durée des opérations sur une plateforme.

I.5.8 Techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Plusieurs techniques sont actuellement développées par les chercheurs et pourraient, à terme, devenir des alternatives à la fracturation hydraulique. Ces techniques de fracturation de la roche font aujourd'hui l'objet de recherches intenses.

La première est la fracturation par arc électrique. Il s'agit de faire subir à la roche de violents chocs électriques pour la fracturer. Cette technique fait l'objet de plusieurs brevets internationaux et aigüise l'intérêt des compagnies pétrolières. Elle reste toutefois à l'état de prototype à l'heure actuelle.

Une autre alternative, brevetée et développée par une entreprise américaine, EcorStep [24], consiste à remplacer l'eau par un dérivé du propane : l'heptafluoro propane. Ce gaz, injecté à haute pression peut provoquer la fracturation, sans eau et avec peu de produits chimiques.

Avantage : ce gaz est ininflammable. Gros inconvénients : c'est aussi un gaz à effet de serre important (plus de 3000 fois supérieur au CO₂) et la production d'heptafluoro propane coûte plus cher que ce qu'il pourrait rapporter avec l'extraction du méthane piégé dans la roche ! Quoiqu'il en soit, EcorStep présente sa technique comme « écologique » et l'appelle « stimulation de la roche » ; et, détentrice de permis d'exploration en Suisse et en France, elle espère bien convaincre les autorités là où la fracturation est interdite.

Des alternatives, plus coûteuses, imaginent l'emploi de CO₂ supercritique, d'azote liquide ou d'hélium. Des chercheurs ont même pensé à réhabiliter une technique par micro charges explosives à l'uranium appauvri, utilisée autrefois pour casser les bunkers ou percer des tunnels.

Une dernière formule de fracturation, dite « fracturation pneumatique », consiste à injecter, non pas de l'eau, mais de l'air comprimé dans la roche mère afin de la désintégrer. Selon Gilles Pijaudier-Cabot [25], ces techniques demandent des « *études de laboratoire, mais aussi et surtout la mise en place de moyens de validation in situ, la création de l'équivalent des laboratoires souterrains français ou suisses pour le nucléaire* ». [26]

Actuellement ces techniques, présentées comme des alternatives à la fracturation hydraulique, n'en sont qu'au stade de la recherche. Il faudra compter au moins une dizaine d'années avant d'envisager leur utilisation à l'échelle industrielle. En définitive, comme le concède le directeur de Total Shale Gas Europe

« La fracturation hydraulique à base d'eau est selon nous la technique fiable et éprouvée ». [27]

I.5.9 La fracturation par arc électrique :

La fracturation par arc électrique consiste à passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau de manière à créer un réseau très dense -

plutôt que très étendu - de fissures. (Chen, W, 2010) Cette technique a notamment été étudiée au Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs. Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau. La durée d'émission de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits.

Cette technologie présente d'indéniables atouts : elle implique l'utilisation d'une quantité réduite d'eau, ne nécessite pas l'ajout d'additifs, et provoque des fissures denses mais peu étendues. Néanmoins, Total, qui a commandé les recherches sur la fracturation par arc électrique et déposé deux brevets à ce sujet en mars 2011, considère que ce n'est pas pour le moment une alternative viable à la fracturation hydraulique, notamment car elle ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits. Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications.

1.5.10 La fracturation par arc électrique :

La fracturation par arc électrique consiste à passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau de manière à créer un réseau très dense - plutôt que très étendu - de fissures. (Chen, W, 2010) Cette technique a notamment été étudiée au Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs.

Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau.

La durée d'émission de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits.

Cette technologie présente d'indéniables atouts : elle implique l'utilisation d'une quantité réduite d'eau, ne nécessite pas l'ajout d'additifs, et provoque des fissures denses mais peu étendues. Néanmoins, Total, qui a commandé les recherches sur la fracturation par arc électrique et déposé deux brevets à ce sujet en mars 2011, considère que ce n'est pas pour le moment une alternative viable à la fracturation hydraulique, notamment car elle ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits. Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications.

1.5.11 La fracturation par procédé thermique : [28]

Des procédés de chauffage ont déjà été utilisés par l'industrie pétrolière pour améliorer le taux de récupération des huiles ou pour accélérer la maturation de la matière organique, dans le cas des schistes bitumineux par exemple.

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

La fracturation par effet thermique consiste à chauffer la roche à partir soit de vapeur (sans fracturation), soit d'un chauffage de type électrique. D'après le rapport précité de l'ANCRE, ces procédés pourraient être adaptés à l'extraction de gaz non conventionnels.

D'une part, ce chauffage permet de déshydrater la roche, ce qui conduit à une rétractation et donc à une fissuration de celle-ci. L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité de la roche, L'expulsion de l'eau favorise celle des hydrocarbures.

D'autre part, le chauffage a pour effet d'augmenter la maturation du kérogène ou de favoriser la transformation d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers.

Les verrous scientifiques à lever avant d'utiliser à grande échelle cette technologie sont considérables, s'agissant notamment des réponses à apporter aux enjeux environnementaux. Leur développement nécessiterait un effort important de recherche.

Par ailleurs, dans le cas de l'utilisation de chauffage électrique, le bilan énergétique de l'opération devrait être analysé. Le rapport de l'ANCRE suggère l'idée d'utiliser les énergies renouvelables ou nucléaire non employées, aux coûts très bas puisque « perdues », permettant ainsi leur valorisation par récupération des gaz non conventionnels et stockage de la chaleur

I.5.12 La fracturation pneumatique :

La fracturation pneumatique consiste à injecter de l'air comprimé dans le puits pour désintégrer la roche-mère grâce à des ondes de choc. Ces ondes de choc sont générées par des dispositifs tels que des pistolets à air comprimé. Ce type de technologie est développé, par exemple, par la société américaine ARS Technologie.

On peut mentionner aussi, au titre de la fracturation pneumatique, une technologie de fracturation faisant usage d'hélium. L'hélium est liquide au moment de son injection, mais la fracturation est provoquée par la forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol, raison pour laquelle nous rangeons cette technologie dans la catégorie de la fracturation pneumatique. Elle se rapproche toutefois de la deuxième catégorie de techniques alternatives : celles fondées sur des liquides sous pression autres que l'eau.

Tableau I-5 : Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau

Principe	Avantages	Inconvénients
Multi-drain : forer une multitude de petits drains latéraux à partir d'un puits pour augmenter la surface de contact	-Faible usage d'eau -Absence d'additifs	-Le nombre de drains à forer serait trop élevé dans le cas des HNC
Flambage : enlever un volume de roche pour créer par effondrement limité en profondeur des fractures	-Faible usage d'eau -Absence d'additifs	-Pas de retour d'expérience
Découpe : créer mécaniquement des fissures dans la roche	-Faible usage d'eau -Absence d'additifs	-Au stade de la R&D
Explosifs conventionnels : Mise à feu d'un ergol qui libère du gaz à haute pression, ce qui permet la fracturation de la roche	-Absence d'eau -Absence d'additifs -Méthode commercialisée (Groupe Expro)	-Difficulté de stimuler un large volume de réservoir -Risques d'explosion en surface Toxicité des résidus
Facturation électrique-Arc : créer une onde acoustique dans le puits à proximité du réservoir, à l'aide d'un arc électrique	-Faible usage d'eau -Absence d'additifs	-Au stade de la R&D -Ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits donc insuffisamment efficace
Autre procédé dit MPP : envoyer des pulses de pression à partir du puits pour désagréger la roche		
Fracturation au méthanol ou au diesel	-Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Technique Opérationnelle	-Risques en surface (déversement explosion) -Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits
Stimulation au propane	-Pas d'usage d'eau	-Infrastructures supplémentaires

	<ul style="list-style-type: none"> -Faible nombre voire absence d'additifs -Peu ou pas de réaction avec le substrat -Technique opérationnelle 	<p>en surface</p> <ul style="list-style-type: none"> -Risques en surface (explosion) -Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits
<p>Usage d'hélium cryogénies comme fluide de base : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'usage d'eau 	<ul style="list-style-type: none"> -Au stade de la R&D -Coûts -Approvisionnement -Ne permet pas l'emploi de proppant
<p>Usage d'azote comme fluide de base</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Déjà appliqué 	<ul style="list-style-type: none"> -Restriction de profondeur -Faible volume de réservoir stimulé -Ne permet pas l'emploi de proppant -Besoin de 'une ; capacités de compression
<p>Usage de CO2 comme fluide de base</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Déjà appliqué 	<ul style="list-style-type: none"> -Faible volume de réservoir stimulé Possible limitation de température -Coût du CO2 -Dégagement de CO2 -Usage de glycol -Risque de réaction avec le substrat (H2S par exemple)
<p>Usage de mousse (émulsion stable entre eau et un gaz :CO2 ou azote)</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Réduire la quantité d'eau -Améliorer le transport du proppant -Meilleure pénétration dans la formation 	<ul style="list-style-type: none"> -Besoin d'additifs (surfactants...) -Besoin en transports plus importants infrastructures plus importantes -Nécessite l'usage de CO2 (émissions)

Chapitre 01 : Généralités sur le gaz de schiste

		<ul style="list-style-type: none">-Coût du CO2-Risque de réaction du CO2 avec le substrat H2S (par exemple)-Besoins de fortes capacités de compression (azote)-Risques associés à un stockage de gaz en surface
Facturation pneumatique (air comprimé)	-Pas d'usage d'eau	-Transport d'air comprimé dans le cas de l'hélium : gaz rare.

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

II. Gaz de schiste dans le monde

II.1 La CHINE : LES PLUS GRANDES RESSOURCES POTENTIELLES DE GAZ DE SCHISTE AU MONDE : [29]

Avec une moyenne de 41,7 Tpi³ sur 1980–2003, les réserves prouvées de gaz naturel en Chine sont restées longtemps sous la barre de 50 Tpi³, en dehors de la période 1993–1996. Depuis 2003, les réserves ont commencé à augmenter, excédant rapidement 60 Tpi³ en 2006, puis 100 Tpi³ en 2009, 170 Tpi³ en 2015 et atteignant finalement 190 Tpi³ en 2016. La production de gaz naturel a également augmenté rapidement entre 2004 et 2011 à un rythme annuel moyen de +12.5 pour cent. En 2014–2015, BP (2017b) classait la Chine au sixième rang des pays producteurs de gaz naturel au monde, avec une production journalière moyenne de 13,3 milliards de pieds cubes (environ 4 pour cent de la production mondiale), juste derrière le Canada. [30]

Malgré ces développements, l'augmentation particulièrement marquée de la consommation de gaz naturel en Chine, notamment depuis le milieu des années 2000 – qui a enregistré une progression annuelle moyenne de +16.2 pour cent entre 2004 et 2011 – a conduit à un déficit de production dès 2007

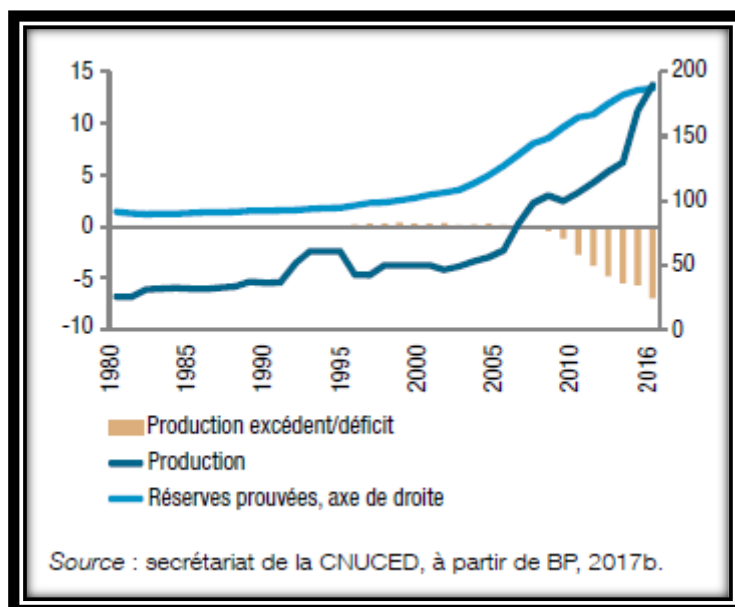


Figure II-1:chine : production de gaz naturel, excédent/ déficit de production et réserves prouvées. [31]

En réponse, la Chine a dû augmenter ses importations, principalement en provenance du Turkménistan (par gazoduc), d'Australie et du Qatar (par le biais de GNL). Ces pays ainsi respectivement comptés pour, respectivement 41, 22 et 9 pour cent des importations totales de la Chine en 2016 et les importations totales ont représenté plus du tiers de la consommation nationale,

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

cette même année. L'augmentation de ses importations a propulsé la Chine au deuxième rang des pays importateurs de gaz naturel en Asie en 2016, avec environ 25 pour cent des importations régionales, derrière le Japon (35 pour cent) et au quatrième rang mondial.

Avec 189,3 millions de tonnes équivalent pétrole, le gaz naturel a représenté une part relativement faible du bouquet énergétique de la Chine en 2016 (7,1 pour cent). Toutefois, la hausse a été importante par rapport à 2000 où il comptait pour 2,4 pour cent du bouquet énergétique avec 22,8 millions de tonnes équivalent pétrole. Ce changement dans la consommation énergétique en Chine a été particulièrement marqué depuis 2006. Bien que le charbon continue d'être la source d'énergie prédominante dans le pays, le gaz naturel et les énergies renouvelables (dont l'hydroélectricité) voient leurs rôles se renforcer depuis le milieu des années 2000.

En 2015, le gaz naturel était majoritairement utilisé à des fins industrielles (50 pour cent), dans les secteurs résidentiels et commerciaux (18,3 pour cent), dans la production d'électricité (14,5 pour cent) et dans le transport (11,3 pour cent). En raison du poids croissant de ses importations et afin de diversifier ses sources d'énergie et de se désengager, notamment, du charbon – la principale source de pollution de l'air dans le pays – la Chine a investi massivement dans le développement de ses ressources nationales de gaz de schiste. Selon l'EIA (2015c), la Chine posséderait le plus important stock de ressources de gaz de schiste au monde. Avec 1 115,2 Tpi³, soit environ 15 pour cent

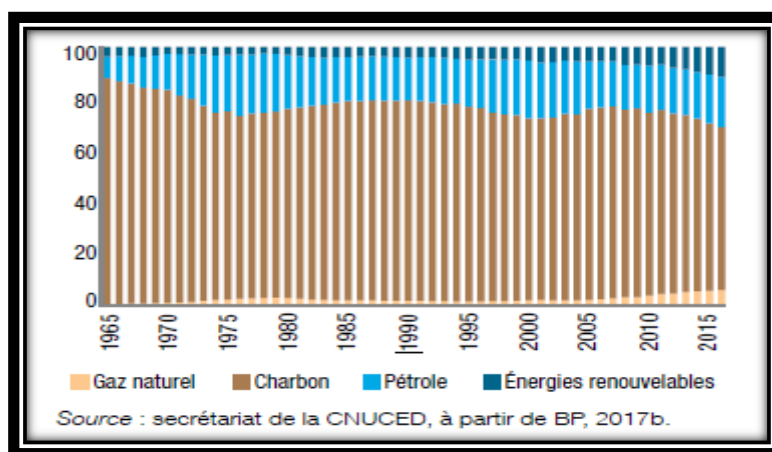


Figure II-2 : Chine : bouquet énergétique, 1965-2016(pourcentage)[31]

Du total mondial. Ses ressources seraient supérieures à celles des États-Unis et de l'Australie réunis. Parmi les sept bassins renfermant des ressources en gaz de schiste, à savoir Jiangnan, Junggar, Sichuan, Songliao, Subei, Tarim et Yantze, les deux principaux avec environ les trois quarts des ressources nationales, seraient le Sichuan tout d'abord, avec 56 pour cent – et en particulier la zone sud-ouest du bassin – et la région du Tarim, avec 20 pour cent. Le premier puits de gaz de schiste date de 2010. Malgré une production qui s'est avérée faible au départ, celle-ci a augmenté pour

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

atteindre environ 0.5 milliard de pieds cubes par jour à la fin de l'année 2015, soit un peu moins de 5 pour cent de la production nationale de gaz naturel. En 2016, la production de gaz de schiste était essentiellement concentrée dans la Province du Sichuan, avec des activités sporadiques dans d'autres régions. Comme pour les activités conventionnelles, l'exploitation du gaz de schiste en Chine est presque exclusivement menée par les sociétés pétrolières et gazières nationales, à savoir Petro China, Sinopec et China National Offshore Oil Corporation. L'attribution des zones d'exploration se fait par le biais d'appels d'offres organisés sous les auspices du Ministère de l'aménagement du territoire et des ressources. Les sociétés étrangères ne sont pas conviées à participer directement à celles-ci ; toutefois elles sont fortement encouragées à mettre en place des sociétés conjointes avec des entreprises partenaires afin de développer les gisements de gaz de schiste du pays.

La demande de gaz naturel en Chine devrait continuer de progresser, sous l'effet conjugué de la croissance de la population, du développement économique ainsi que de la mise en place de stratégies d'atténuation des effets du changement climatique, conduisant ainsi au remplacement progressif du charbon par des sources d'énergie plus propres (électricité et gaz naturel, notamment) et à la réduction de la pollution atmosphérique et des émissions de CO₂, en particulier. Le treizième plan quinquennal (2016–2020) encourage le remplacement graduel du charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité, par exemple, ainsi que dans les chaudières des usines et pour le chauffage des ménages. Le plan prévoit que le gaz naturel devrait atteindre 10 pour cent du bouquet énergétique de la Chine d'ici 2020 et 15 pour cent en 2030. Pour satisfaire cet objectif, la stratégie à long terme du Gouvernement est d'encourager la production nationale de gaz de schiste, afin que celle-ci atteigne 30 milliards de mètres cubes en 2020 et 80–100 milliards de mètres cubes en 2030. Cependant, il est peu probable que de tels développements permettent de compenser la croissance de la demande intérieure et la Chine devrait donc continuer d'importer dans le futur. Selon BP (2017a), les importations de gaz naturel pourraient représenter 40 pour cent de la consommation totale de la Chine d'ici 2035. La société China National Petroleum Corporation et Gazprom (Fédération de Russie) ont signé un accord commercial d'une durée de 30 ans le 21 mai 2014, pour la livraison de 1,34 Tpi3 par an de gaz naturel par gazoduc depuis la Fédération de Russie. Selon l'Accord supplémentaire signé le 4 juillet 2017, celles-ci devraient débuter en décembre 2019.

Tableau II-1 : Chine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère. [31]

	Opportunités	Défis
Géologie	<p>Investissements importants réalisés dans la prospection avec \$1,3 milliards environ investis en 2016</p> <p>Gisements importants et les principales RTR au monde, avec 1 115,2 Tpi3 en 2015</p> <p>Les coûts de forage et d'achèvement diminuent rapidement (voir Mistré et al,2017)</p>	<p>Manque de connaissance concernant la géologie locale du fait du faible développement de l'activité</p> <p>Estimations concernant les ressources récupérables varient largement d'une source à une autre</p> <p>Dépôts souvent situés dans des zones reculées. La structure des formations est considérée comme complexe (présence de failles tectoniques actives). La sismicité locale devrait être particulièrement surveillée, notamment dans les régions où celle-ci s'avère déjà problématique (Sichuan, par exemple)</p> <p>Le niveau de carbone organique total est plus faible que dans la plupart des dépôts en Argentine et aux États-Unis. Teneur élevée en hydrogène sulfuré (H₂S) dans certaines zones. Les formations de gaz de schiste sont situées plus en profondeur que la plupart des dépôts aux États-Unis. Dong et al. (2016:7) indiquent que 65 pour cent des dépôts de gaz de schiste en Chine sont situés à plus de 3 500m de profondeur, ce qui impliquerait le développement d'équipements spécifiques et d'adapter les techniques d'exploration et de production</p> <p>Coûts de production élevés. Le coût moyen de forage et d'achèvement est 80–100 pour cent plus élevé dans le bassin du Sichuan, qu'aux États-Unis (moyenne calculée sur la base de plusieurs sources)</p>
Soutien politique	<p>Priorité donnée au développement du gaz de schiste dans les plans quinquennaux successifs</p> <p>Incitations politiques</p>	<p>La plupart des gazoducs appartiennent et sont exploités par une compagnie (China National Petroleum Corporation) □ Peu de concurrence</p>

	(subventions) : 2012–2015 : ¥0,4 par mètre cube 2016–2018 : ¥0,3 par mètre cube 2019–2020 : ¥0,2 par mètre cube	
Population	Population éparses dans certaines zones potentielles Les inquiétudes quant aux questions environnementales et à la pollution suscitées par le charbon pourraient être un atout pour le développement des ressources nationales de gaz de schiste	Forte densité de population dans certaines zones (Sichuan) Réaction inattendue de la population quant aux développements relatifs au gaz de schiste (manifestations)
Expérience passée	Certaines activités relatives à la production d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels déjà en place (gaz de houille) Entreprises conjointes avec des sociétés étrangères et acquisitions d'actifs dans le secteur du gaz de	Droits miniers largement détenus par des sociétés nationales. Quand ces droits viennent à recouper des dépôts non conventionnels potentiels, les compagnies nationales sont prioritaires pour leur développement. Selon Accenture (2014a:8), environ 80 pour cent des meilleures superficies appartiennent déjà à quatre entreprises nationales : Sinopec, China National Petroleum Corporation, China National Offshore Oil Corporation et Yan Chang Petroleum Compétences et savoir-faire spécifiques à développer afin de faire face à une géologie locale parfois complexe Mécanisme de formation des prix multidimensionnel et complexe

	<p>schiste aux États-Unis (en 2010, China National Offshore Oil Corporation a acquis un tiers de Chesapeake Energy, une entreprise pionnière dans le domaine) peuvent donner à la Chine un accès à des technologies spécifiques, ainsi qu'à un savoir-faire</p> <p>Le treizième plan quinquennal met en avant le besoin de réduire l'intervention du Gouvernement dans la formation des prix (Ratner et al, 2016:15)</p>	<p>Mécanisme de formation des prix multidimensionnel et complexe</p>
<p>Infrastructure</p>	<p>Investissements effectués pour développer le réseau de gazoducs.</p> <p>Celui-ci devrait atteindre 123 000 km d'ici 2025.</p> <p>Compagnies pétrolières nationales parmi les plus grandes sociétés au monde (solide assise financière).</p> <p>Capacité d'importation de GNL, devrait atteindre 100 millions de tonnes en 2025,</p>	<p>Formations de gaz de schiste dans le Sichuan principalement situées dans une zone montagneuse difficile d'accès. Infrastructures peu développées</p> <p>Manque de services d'appui</p> <p>Stockage limité : 1,8 pour cent de la consommation totale contre 12 pour cent en moyenne dans le monde. (Accenture, 2014 a :8)</p>

	contre 43,8 millions de tonnes en 2015.	
Ressources en eau	La disponibilité des ressources en eau varient selon les zones	<p>Les ressources en eau peuvent s'avérer problématiques dans certaines régions qui connaissent déjà des pénuries ou dans les zones où les besoins en eau pour la fracturation hydraulique pourraient entrer en concurrence directe avec d'autres activités (agriculture, eau destinée à la consommation humaine).</p> <p>Dans de tels cas, le recyclage de l'eau devrait être encouragé</p> <p>La problématique de la gestion des eaux de reflux devrait être surveillée avec soin</p> <p>Les autorités locales devraient contrôler la composition des fluides utilisés pour la fracturation hydraulique. Un système de suivi clair et détaillé serait un atout</p>
Conditions de travail	Main-d'œuvre abondante	Des compétences spécifiques devraient être développées

II.2 L'EUROPE : UNE RÉGION, UN ÉVENTAIL D'EXPÉRIENCES : [30]

Avec 471 Tpi3 de RTR, l'Europe posséderait plus de 6 pour cent des ressources mondiales selon l'EIA. Le 22 janvier 2014, la Commission européenne a édicté un ensemble fondamental de principes minimaux applicables au gaz de schiste. Toutefois, la politique énergétique demeurant de la compétence de chaque État membre, la situation concernant l'extraction du gaz de schiste doit être analysée au niveau de chacun de ces pays. D'après de nombreux experts, il est peu probable que l'Europe connaisse le même niveau de développement du gaz de schiste, que les États-Unis. Ceci s'explique par le fait que, les conditions géologiques dans la région semblent être moins favorables qu'elles ne le sont aux États-Unis ; à une densité de population plus élevée ; à un droit des mines qui attribue les revenus du sous-sol à l'État, plutôt qu'aux propriétaires de la terre et à une législation environnementale plus draconienne. De plus, étant donné que la plupart des pays qui renfermeraient des ressources en gaz de schiste en Europe, ne possèdent qu'une expérience limitée quant à l'exploration d'hydrocarbures, notamment terrestre, des services d'appui et des compétences

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

spécifiques doivent être développés. Finalement, de nombreux réservoirs en Europe sont situés dans des zones fortement peuplées, dont les habitants ne sont, en outre, pas habitués aux activités pétrolières et gazières. En 2016, le gaz naturel n'a représenté que 16 pour cent du bouquet énergétique en France, par rapport à 37 pour cent au Royaume-Uni, par exemple. Cette même année, la France a importé l'intégralité de sa consommation évaluée à 4,1 milliards de pieds cubes par jour et principalement destinée au transport. Selon l'EIA (2015d), la France posséderait environ 30 pour cent des ressources totales de gaz de schiste en Europe, principalement situées dans le bassin parisien (95 pour cent) et dans celui du sud-est (5 pour cent).

La quasi-intégralité des ressources du bassin parisien seraient situées à une profondeur moyenne de 10 000 à 14 000 pieds (3 050 à 4 270m), c'est-à-dire bien plus en profondeur que les formations de Los Molles ou Vaca Muerta dans le bassin de Neuquen, en Argentine. Leur teneur en carbone organique total se situerait toutefois entre 2 et 15 pour cent, avec une moyenne à 9 pour cent, ce qui est considéré comme très élevé. À titre de comparaison, la COT moyenne à Los Molles et Vaca Muerta est estimée entre 2 et 5 pour cent. Toutefois, depuis la mi-juillet 2011, les activités d'exploration du gaz de schiste en France ont été suspendues, du fait de l'interdiction de la fracturation hydraulique et de l'abrogation de tous les permis ; une décision largement soutenue par les populations locales. Les craintes des habitants sont entretenues par la proximité des sites d'exploration et de production potentiels avec des zones très densément peuplées et urbanisées. Cependant, les sociétés pétrolières et gazières en France ont continué à explorer les ressources en gaz de schiste et à développer leur expertise sur d'autres marchés. À titre d'exemple, Total a investi dans plusieurs gisements aux États-Unis (Barnett et Utica, notamment). [32]

Le gaz naturel a représenté environ 17 pour cent de la consommation primaire d'énergie en Pologne sur l'année 2016. Avec 72 pour cent de sa consommation satisfaite par le biais de ses importations, la Pologne affiche une dépendance moindre que la France en la matière. Toutefois, celles-ci sont fortement concentrées d'un point de vue géographique ; la Fédération de Russie représentant plus de 80 pour cent des importations de gaz naturel en Pologne en 2016. Le besoin de diversifier ses importations de gaz naturel, combiné à un niveau anticipé comme élevé de ses ressources en gaz de schiste et à sa dépendance très forte par rapport au charbon pour la production d'électricité ont incité la Pologne à aller plus loin dans l'examen de son potentiel national en gaz de roche mère. [32]

Les ressources de la Pologne en gaz de schiste se situeraient majoritairement dans le bassin de la Baltique (71 pour cent) et dans la structure monoclinale de la région des Sudètes (environ 15 pour cent). Dans ces deux formations, le gaz se situerait à une profondeur comprise entre 10 000 et 12 500 pieds (3 050 et 3 800m). L'exploration a débuté en Pologne dans une certaine euphorie sur la base d'estimations élevées des ressources, d'un réseau d'infrastructures déjà en place et du soutien d'une

grande partie de la population ainsi que du Gouvernement. Cependant, les premières estimations ont été drastiquement revues à la baisse. Par exemple, entre ses éditions de 2011 et 2013, l'EIA a abaissé ses prévisions de l'ordre de 80 pour cent pour le bassin de Lubin dans l'ouest de la Pologne. Sous l'effet de premiers tests décevants expliqués par une géologie locale complexe, associée à un cadre réglementaire inadapté et à la baisse des prix des produits de base, entre autres, la plupart des compagnies étrangères ont décidé de cesser leurs activités d'exploration dans le pays. Entre 2012 et 2017, le nombre de forages d'exploration a ainsi chuté de 24 à 0 et en juin 2017, l'institut géologique de Pologne indiquait que 20 concessions étaient actives dans le pays, au lieu de 115 en 2012.

Le Royaume-Uni est un producteur traditionnel d'hydrocarbures. Le pays a enregistré un niveau record de production de gaz naturel en 2000, avec 3,82 Tpi3, soit 4,5 pour cent de la production mondiale. Cependant, l'épuisement graduel de ses réserves de gaz naturel – principalement situées en Mer du Nord – entre 1980 et 2014 (-72 pour cent) a conduit à une baisse significative de la production atteignant un niveau historiquement bas en 2013 avec 1,29 Tpi3, soit son plus bas niveau depuis 1984 (figure 20). La forte baisse des réserves de gaz naturel et de la production, combinée à une demande en hausse, qui a presque doublé entre 1990 et 2010 a conduit le pays à dépendre de manière croissante de ses importations de gaz naturel. De 2,2 milliards de mètres cubes en 2000 (0,08 Tpi3), celles-ci ont progressé à 47,9 milliards de mètres cubes en 2016 (1,69 Tpi3), pour finalement atteindre leur plus haut niveau à près de 50 milliards de mètres cubes entre 2010 et 2013 (1,77 Tpi3). L'état des réserves et de la production semble toutefois s'être amélioré à partir de 2013–2014, les premières se stabilisant aux alentours de 7,3 Tpi3 en 2014–2016 et la production reprenant 12 pour cent à 1,44 Tpi3 en 2016 (soit 1,2 pour cent de la production mondiale). En 2016, les importations de gaz naturel du Royaume-Uni représentaient environ 58 pour cent de la consommation, une part relativement faible en comparaison de celle de la France ou de la Pologne. Cette même année, le gaz naturel était principalement importé par gazoduc depuis la Norvège (84,2 pour cent des importations par gazoduc) et du Qatar, sous forme de GNL (91,4 per cent des importations de GNL).

Selon les données de l'EIA, le Royaume-Uni posséderait 25,8 Tpi3 de ressources techniquement récupérables de gaz de schiste, environ 5,5 pour cent des ressources en Europe et environ 0,3 pour cent des ressources mondiales

La majeure partie de ces ressources serait située dans le nord du pays (98 pour cent), à une profondeur allant de 5 000 à 13 000 pieds (1 520 à 3 960m). La teneur en carbone organique total se situerait aux alentours de 3 pour cent. Selon l'EIA (2015g :11), la géologie au Royaume-Uni serait considérablement plus complexe qu'aux États-Unis, rendant les coûts de forage et d'achèvement substantiellement plus élevés. Les structures géologiques semblent être découpées, avec de

nombreuses failles. Entre 2010 et 2017, les activités d'exploration se sont essentiellement concentrées dans le bassin de Bowland.

Le premier puits du Royaume-Uni, connu sous le nom de Preese Hall-1, a été foré près de Blackpool par la société Cuadrilla Resources Ltd en 2010–2011. Les opérations ont été suspendues à la suite de secousses telluriques survenues le 1er avril et 27 mai 2011, les plus importantes évaluées à 2,3 sur l'échelle de Richter. Un moratoire a été immédiatement décrété entre mai 2011 et la fin de l'année 2012 et des enquêtes commissionnées afin d'en déterminer la cause. Leurs conclusions ont mis en lumière la responsabilité des activités de fracturation hydraulique dans les deux cas, toutefois sans effets connexes sur les aquifères voisins ou de dommages structurels. Une série de mesures relatives à la surveillance des eaux souterraines, l'intégrité des puits et la sismicité a été définie afin de limiter la survenue de tels événements dans le futur et d'en atténuer les effets potentiels. En ce qui concerne le statut des activités de gaz de schiste au Royaume-Uni, Delabarre et al. (2017 :4) indiquent que le forage au Royaume-Uni en est encore au stade de l'exploration – aucune opération commerciale n'ayant encore été autorisée et un long processus de candidature devant être mené avant le début de tout forage commercial. Cependant, l'approbation récente de deux projets dans le Lancashire et le North Yorkshire semble suggérer que le Royaume-Uni se rapproche du stade d'exploitation commerciale du gaz de schiste. Le pays possède une infrastructure développée, une bonne expérience dans les opérations conventionnelles d'exploitation du pétrole et du gaz, une main d'œuvre qualifiée et les autorités nationales soutiennent l'idée de l'exploration et du développement du gaz de schiste (mise en place d'un régime fiscal favorable et d'un programme d'avantages pour les communautés locales, par exemple). Toutefois, la densité de la population dans les zones d'exploitation potentielles ainsi que les campagnes menées contre la fracturation hydraulique, entre autres, conjuguées à une faible connaissance de la géologie des différents gisements, peuvent représenter des obstacles majeurs à de futurs développements. Selon les estimations préparées par la Oil and Gas Authority du Royaume-Uni, la production de gaz naturel devrait continuer à reculer d'environ -13 pour cent d'ici 2022 et -60 pour cent d'ici à 2035, en comparaison de son niveau de 2016.

II.3 L'AFRIQUE : UN POTENTIEL EN GAZ DE SCHISTE, PRINCIPALEMENT AU NORD ET AU SUD : [30]

L'EIA indique que deux pays possèderaient potentiellement des ressources de gaz de schiste en Afrique, à savoir l'Algérie, avec 707 Tpi3 (9,3 pour cent des RTR mondiales) et l'Afrique du Sud, avec 390 Tpi3 (5,1 pour cent).

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

En Afrique du Sud [33], la production d'énergie fossile se limite presque exclusivement au charbon (95 pour cent de la production du continent) et une production de gaz naturel marginale. De ce fait, le bouquet énergétique est très largement tributaire de la production nationale de charbon (70 pour cent en 2016) et des importations de pétrole et de gaz naturel (principalement en provenance du Mozambique).

Selon l'EIA (2015f) [33], les ressources en gaz de schiste de l'Afrique du Sud pourraient représenter plus de 5 pour cent des RTR mondiales. Elles se situeraient essentiellement dans le bassin semi-aride du Karoo, dont plus de la moitié dans la seule formation de Whitehill et le reliquat également réparti entre les formations Prince Albert et Collingham. Quelques sociétés étrangères ont pris des mesures afin d'explorer les ressources en gaz de schiste en Afrique du Sud, toutefois, les inquiétudes concernant des pénuries d'eau potentielles et les impacts de la fracturation hydraulique sur l'environnement ont rapidement conduit à l'entrée en vigueur d'un moratoire entre avril 2011 et septembre 2012, ce qui a *de facto*, suspendu toute activité dans la région. Depuis 2012, les autorités ont tenté à plusieurs reprises, mais sans succès à ce jour, de relancer l'exploration afin d'évaluer les ressources en gaz de schiste du pays. Le gaz naturel est considéré comme une option qui permettrait de satisfaire une demande d'énergie intérieure croissante et de réduire dans le même temps la dépendance du pays vis-à-vis du charbon. Toutefois, peu de progrès ont été faits, notamment en raison de la forte opposition de la population. L'exploration pourrait reprendre au plus tôt en 2019.

En ce qui concerne les conditions nécessaires au développement du secteur du gaz de schiste, le manque d'infrastructure, à la fois routière et en termes de réseaux de transport du gaz, le manque de services d'appui et d'expertise locale adaptée, peuvent être considérées comme des contraintes importantes en Afrique du Sud. En outre, le Strategic Environmental Assessment for Shale Gas développement in South Africa (2016 :26) met en lumière que la pénurie d'eau est déjà une problématique importante dans la région du bassin du Karoo, tout comme l'est la fragilité de l'écosystème local, qui inclut une très grande biodiversité.

L'Algérie est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et l'un des premiers pays producteurs de gaz naturel conventionnel en Afrique. En 2016, l'Algérie représentait environ 30 pour cent des réserves de gaz naturel du continent, 43 pour cent de sa production et 56 pour cent de ses exportations. Environ 60 pour cent de la production de gaz naturel en Algérie étaient exportés en 2016, principalement vers l'Union européenne (plus de 80 pour cent des exportations de GNL et par gazoduc). Le bouquet énergétique du pays repose essentiellement sur les énergies fossiles, le pétrole brut et le gaz naturel comptant pour 99,6 pour cent de celui-ci sur l'année 2016.

Du fait du déclin naturel de ces gisements d'hydrocarbures, l'Algérie a montré un intérêt grandissant pour ses ressources d'hydrocarbures non conventionnels, qui se répartissent au sein de trois bassins

principaux, à savoir Ghadames, Timimoun et Reggane et qui renfermeraient respectivement 40, 22 et 17 pour cent de ses ressources en gaz de schiste. Le premier test de forage exploratoire a été approuvé en 2014. Toutefois, celui-ci a été rapidement suspendu à la suite de la mobilisation générale des populations locales. En octobre 2017, les autorités ont décidé de reconsidérer la possibilité d'autoriser la reprise des opérations par Sonatrach. Toutefois, de nombreux obstacles demeurent, tels que le manque d'infrastructures adaptées, de connaissances et de compétences spécifiques, ainsi que de services d'appui et d'équipements adaptés. L'opposition des populations locales aux projets de gaz de schiste ainsi que les questions de sécurité dans les régions où sont situés les dépôts pourraient également constituer des freins sérieux au développement de ces activités.

L'Algérie est le quinzième producteur de pétrole au monde (deuxième sur le continent africain) et onzième producteur mondial de gaz naturel en 2011, dépend économiquement de l'exploitation des hydrocarbures, qui représentent 36 % de son produit intérieur brut (PIB) en 2010. Cependant, face à l'amenuisement de ses réserves d'hydrocarbures conventionnels et des revenus afférents, l'État s'intéresse à ses réserves de gaz non conventionnel, qui seraient quatre fois supérieures à celles des hydrocarbures conventionnels et les quatrième plus grandes au monde.

Ainsi, une loi proposée en 2012 et promulguée en 2013, qui vise plus largement à inciter les entreprises pétrolières étrangères à investir dans le pays, ouvre la voie à l'exploitation du gaz de schiste.

L'entreprise pétrolière publique Sonatrach annonce en janvier 2015 vouloir investir 70 milliards de dollars sur vingt ans pour l'exploitation du gaz de schiste dans le sud du pays ; elle compte forer environ 200 puits chaque année pour fournir annuellement 20 milliards de m³ de gaz de schiste. [34]

II.3.1 Les réserves de Gaz de schiste en l'Algérie

En février 2015, Sonatrach précisait que l'Algérie disposait de 4.940 trillions de pieds cubes (TCF) de réserves de gaz de schiste, dont 740 TCF récupérables sur la base d'un taux de récupération (TR) de 15%. Ces évaluations portaient sur les prospects d'Ahnet, Timimoun, Mouydir, Illizi et Berkine. Les réserves à l'état liquide (pétrole, condensat ...etc.) de ces 5 bassins s'élèvent à 248 milliards de barils, précisait Sonatrach. [35]

Sept bassins potentiels identifiés

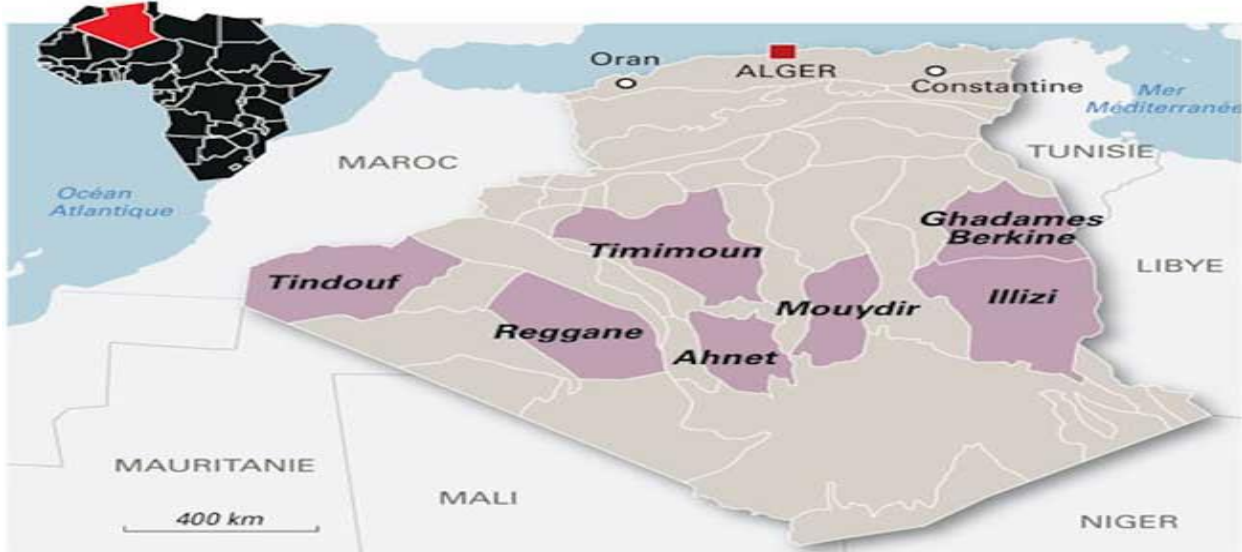


Figure II-3 : bassins potentiels de gisements du gaz de schiste en Algérie. [36]

II.3.2 Les caractéristiques des réservoirs Algériens : [37]

Les réserves de l'Algérie sont estimées en 7 réservoirs contiennent environ 3419TCF de gaz de schiste dont 707 TCF techniquement récupérable

Les paramètres clés pour le gaz de schiste sont :

- Richesse Organique
- La maturité thermique (gaz sec)
- Type Kérogène
- Minéralogie et argile rhéologie
- Fractures
- La porosité et du gaz de saturation
- Matrice perméabilité
- Profondeur Objectif
- Pression de réservoir

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

Les tableaux ci-dessous représentent les caractéristiques des réservoirs ; [38]

Tableau II-2 : Caractéristiques des réservoirs Algérien

Basin/Gross Area		Ghadames/Berkine (117,000 Mi2)				Illizi (44,900 mi2)			
Basic Data	Shale Formation	Frasnian			Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian			Silurian		Silurian		
	Depositions Environment	Marine			Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi2)	2,720	3,840	3,490	6,050	22,080	9,840	16,760	
	Thicknes ss (ft**)	Organically Rich	275	275	275	115	115	180	180
		Net	248	248	248	104	104	162	162
	Depth (ft)	Interval	8,000-10,500	9,000-10,000	10,000-16,000	10,000-14,500	11,000-16,000	3,300-8,000	3,300-8,300
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	6.0%	6.0%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	
	Thermal Maturity (%Ro)	0.85%	1.15%	1.70%	1.15%	1.90%	1.15%	1.70%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi2)	35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7	
	Risked OP (Id)	48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	4.8	428	58.4	260	150.3	15.0	40.7	

* Mi2 = 2,58 km2

** Ft= pied=0,30 m

Tableau II-3 : Caractéristiques des réservoirs Algérien

Basin/Gross Area		Timimoun (43,700 mi ²)		Ahnet (20,200 mi ²)		Mouydir (22,300mi ²)		
Basic Data	Shale Formation	Frasnian	Tannezuft	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft	Tannezuft	
	Geologic Age	U.Devonian	Silurian	U.Devonian	Silurian	Silurian	Silurian	
	Depositions Environment	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	32,040	41,670	1,650	5,740	11,730	12,840	
	Thickness (ft**)	Organically Rich	200	100	115	60	330	60
		Net	180	90	248	54	297	54
	Depth (ft)	Interval	3,300-9,000	5,000-15,000	3,300-6,600	5,000 - 9,500	6,000 - 10,500	5,000-10,000
		Average	6,000	10,000	5,000	7,000	8,000	65,00
Réservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	
	Average TOC (wt. %)	4.0%	2.8%	4.0%	3.0%	2.8%	3.0%	
	Thermal Maturity (%Ro)	1.70%	2.00%	1.15%	1.70%	2.00%	2.20%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Dry Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	729	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5	

Chapitre 02 : Gaz schiste dans le monde

	Riskd OP (Id)	467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6
	Riskd	93.4	59.1	3.8	5.0	51.1	9.5
	Recoverable (Tcf)						

Tableau II-4 : Caractéristiques des réservoirs Algérien

Basin/Gross Area		Reggane (40.000 mi2)				Tindouf (77.000 mi2)		
Basic Data	Shale Formation	Frasnian		Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian		Silurian		Silurian		
	Depositions Environment	Marine		Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi2)	2,570	2,110	10,150	24,600	5,340	23,800	
	Thickness (ft)**	Organically Rich	330	260	130	230	60	60
		Net	297	234	117	207	54	54
	Depth (ft)	Interval	5,500-14,500	6,600-16,000	5,000-9,500	7,500-16,000	6,600-13,000	6,600-14,000
Average		10,000	11,000	8,000	12,000	10,000	11,000	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	Mod. CVerpress	
	Average TOC (wt. %)	3.0%	3.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	
	Thermal Maturity (%Ro)	1.15%	1.70%	1.15%	1.80%	1.15%	2.50%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi2)	103.9	97.3	38.3	94.4	18.9	24.2	
	Riskd OP (Id)	53.4	41.0	77.8	464.5	20.2	115.2	
	Riskd Recoverable (Tcf)	8.0	8.2	11.7	92.9	3.0	23.0	

II.3.3 L'Algérie réalise son premier forage du gaz de schiste

Rapporte l'Agence de presse Algérienne (APS), l'Algérie effectuée avec succès son premier forage pilote de gaz de schiste le 27 décembre 2014 dans le bassin d'Ahnet, qui s'est avéré "très prometteur" selon le ministre de l'Énergie, Youcef Yousfi qui assistait à l'événement en compagnie d'une importante délégation.

« Il s'agit de deux puits horizontaux d'exploration et d'un puits vertical d'écho, opérés par la Sonatrach en effort propre et qui sont à différents degrés d'avancement », ont expliqué les ingénieurs sur le site des forages.

Ce premier puits-pilote foré par Sonatrach en effort propre a confirmé l'existence de réserves importantes du gaz de schiste dans le bassin d'Ahnet, situé à In Salah, à 50 Km de Tamanrasset.

Le forage du premier puits, baptisé AHT1H1, a été achevé en quatre mois et la première fracturation hydraulique a été opérée « avec succès ». Il en veut pour preuve, la torche allumée indiquant la présence du gaz de schiste. Les réserves en place des hydrocarbures sont "très importantes". "Rien que pour la première couche de schiste dans le bassin de l'Ahnet, qui s'étend sur 100 km², les réserves en place sont estimées à 2 milliards de m³ au km²", a indiqué le ministre. Même si les quantités récupérables ne sont pas encore connues de Sonatrach, Le second puits, AHT1H2, est encore en cours de forage. Il sera achevé en moins de temps que le premier, assurent les ingénieurs. "La partie verticale d'une profondeur de 1 500 m a été achevée et nous entamons le forage du coude pour engager la partie horizontale qui sera de longueur d'environ 1000 m. [39]

II.3.4 Les sources d'eau au sud

Les ressources potentiellement mobilisables en Algérie sont estimées à 18 milliards de m³, dont 10 milliards de ressources superficielles, 2,5 milliards de m³ de ressources souterraines dans le Nord et 5,5 milliards de m³ (superficielles et souterraines) dans le Sud. Les réserves des nappes du Sahara sont énormes mais les apports d'eau à partir de l'Atlas saharien ne contribuent à leur renouvellement que dans une faible proportion. Le caractère «non renouvelable» de cette ressource et les contraintes physiques et géologiques qui caractérisent ces systèmes, en font un patrimoine fragile, nécessitant une gestion rationnelle pour saturabilité.

Dans la perspective d'améliorer et de renforcer la mobilisation des eaux destinées à la consommation humaine, il a été prévu la déminéralisation des eaux saumâtres dans les hauts plateaux et le sud par ordre prioritaire. [40]

II.3.5 Bassin Ahnet

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la plate-forme Saharienne, au sud du bassin de Timimoun à l'ouest du bassin Mouydir, et au nord du Bouclier Hoggar.

Le bassin d'Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 3 000 pieds) de sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur le nord à la section sud.

La profondeur des schistes de Tanezrouft varie de 6000 à 10,500ft, en moyenne 8 000 pieds. L'épaisseur du schiste varie de 150 à 500 pieds, avec une moyenne de 330 pieds avec une nette élevée au taux brut. La COT (Total Organics Composition) du schiste varie de 1,5% à 4%. [41]

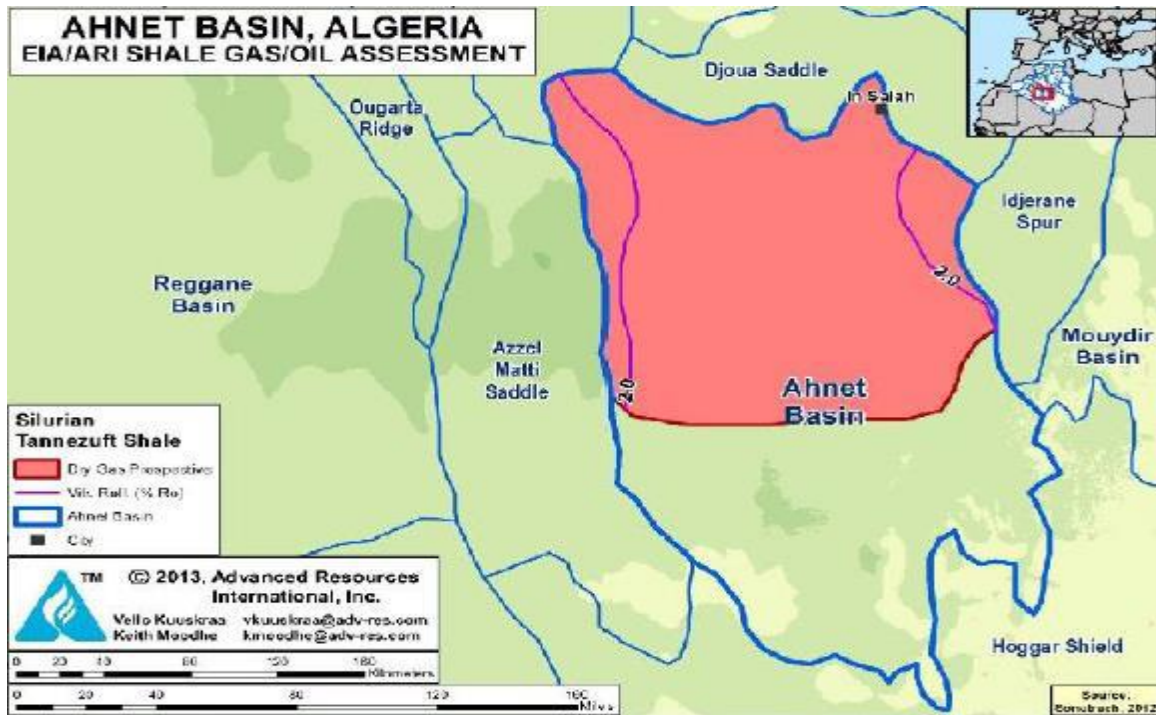


Figure II-4: Plan de bassin d'Ahnet. [41]

II.3.6 Le Bassin d'Illizi

Le Bassin d'Illizi est situé dans la partie sud-est du Sahara Algérien entre 26°30' et 29°30' de latitude nord et entre 6 et 10 degré de longitude est. Il s'étend sur 100 000 km² présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km.

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au sud-est et sur sa marge méridionale où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du sud (1 000 m à 1 500 m) vers le Nord (1 500 m à 2 000 m.) [41]

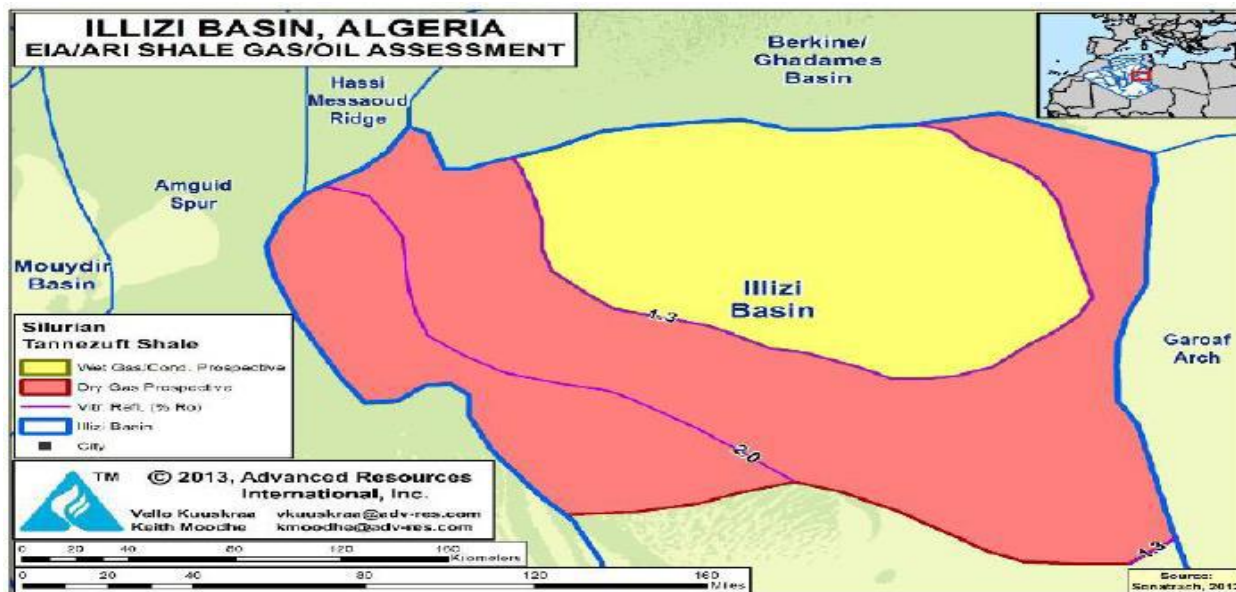


Figure II-5 : Plan de bassin d’Illizi [41]

II.3.7 Bassin Ghadamès (Berkine)

Le Ghadamès (Berkine) Bassin est un grand bassin intra-cratonique sous-jacente l’est de l’Algérie, sud de la Tunisie et ouest de la Libye. Le bassin contient une série de failles inverses, fournissant des pièges structuraux pour le pétrole classique et de gaz provenant de schistes Dévonien et Silurien. La portion centrale profonde du bassin contient des blocs de défaut levés formés lors de la Cambrien Ordovicien. Le bassin de Ghadamès et de ses deux formations de schiste importantes, le Silurien Tanezuft et du Francien Dévonien supérieur [41]

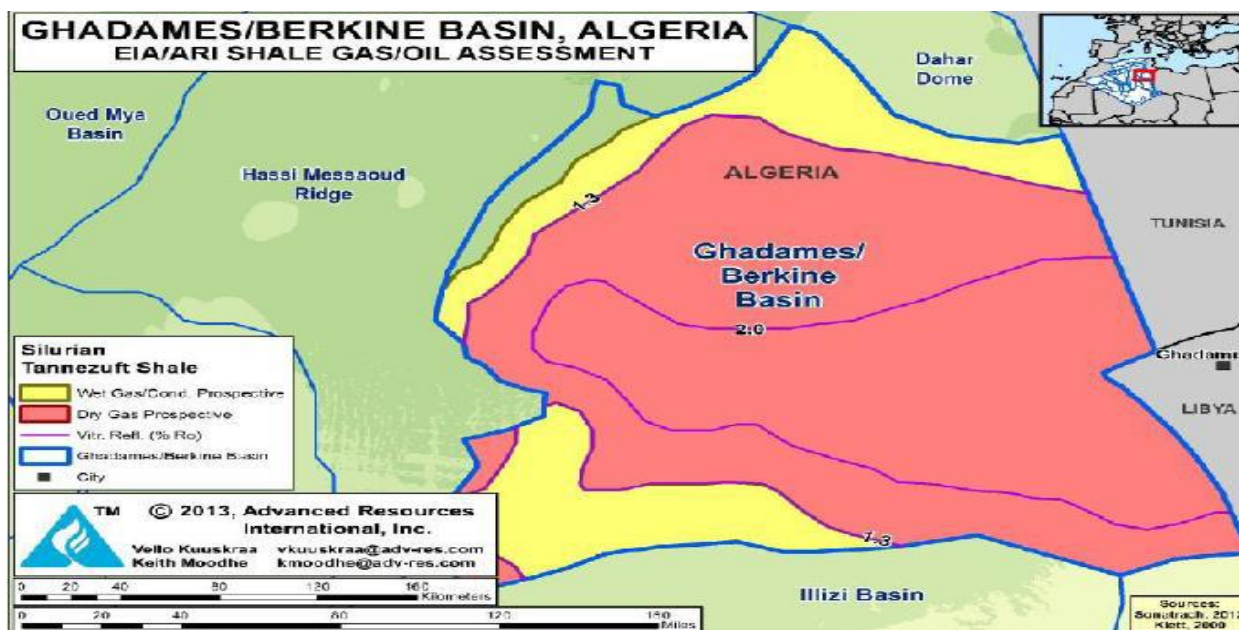


Figure II-6 : Plan de Bassin de Ghadamès [41]

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

III. L'aspect de développement de gaz de schiste :

III.1 Défi du développement en chine :

Bien que l'opportunité de se développer en Chine soit une source d'inspiration sans précédent, les défis auxquels la Chine est confrontée sont formidables. D'une manière générale, il existe au moins les quatre grands défis suivants :

III.1.1 Un manque de technologies avancées :

Les technologies de développement du gaz de schiste en Chine n'en sont qu'à un stade précoce et reposent sur une coopération avec les entreprises étrangères. L'équipement principal doit être importé à l'étranger. En raison des différences de caractéristiques géologiques, les technologies employées dans d'autres pays (comme les États-Unis) peuvent être inadaptées au développement du gaz de schiste en Chine. En ce qui concerne la profondeur d'enfouissement,



Figure III-1 : grands bassins de gaz de schiste en Chine. [42]

Le gaz de schiste en Chine est plus profondément enfoui qu'aux États-Unis. Le gaz de schiste aux États-Unis est d'environ 800 à 2600 m, tandis que dans le bassin du Sichuan la profondeur moyenne est de 2000 à 3500 m (Jiang, 2010). En outre, le rocheux, topographie compliquée rend la construction plus difficile.

Cette différence se traduit par des coûts plus élevés et, par conséquent, technologies avancées pour l'extraction de gaz de schiste en Chine. [43]

III.1.2 Protection environnementale :

Le rapport au 18e Congrès national des communistes Le Parti chinois souligne l'importance de la civilisation écologique, et estime qu'il est d'une importance vitale à la fois pour le bien-être dès le peuple chinois et l'avenir de la Chine. Le rapport présente le concept de «belle Chine». La nouvelle notion de développement montre que la Chine a pris conscience de l'importance de l'environnement protection, et a décidé de ne pas poursuivre un développement économique le style au prix de la destruction de l'environnement. Cependant, depuis le développement du gaz de schiste s'accompagne de dommages environnementaux et / ou risques, il y a un conflit considérable entre sécurité énergétique et protection de l'environnement. Il y a de nombreux impacts négatifs sur l'eau, la qualité de l'air, l'utilisation des terres et les séismes ville engendrée par l'exploration et la production de gaz de schiste. Parmi ceux-ci, les principaux sont la pollution de l'eau et les émissions de méthane. Même aux États-Unis où strict des réglementations environnementales ont été mises en œuvre et sont en cours constamment amélioré, le développement de gaz de schiste reste controversé. [43]

III.1.3 Pollution de l'eau :

Le processus de fracturation hydraulique nécessite l'injection de fluide de fracturation, et dont une partie retourne à la surface comme « reflux ». Selon le US Environmental Protection Agency (2011), jusqu'à un million de gallons d'eaux usées est produit par un seul puits de gaz de schiste dans les 30 premiers jours suite à la fracturation, et ces eaux usées contiennent généralement, outre les polluants conventionnels, une teneur en sel élevée, matières organiques, métaux et NORM (radioactif naturel Matériel). Lorsque les eaux usées s'écoulent dans une masse d'eau de surface ou un aquifère sans traitement approprié, le plan d'eau ou le l'aquifère sera contaminé. En fait, il y a un risque d'eau pollution tout au long du processus de développement du gaz de schiste, y compris le forage de puits, la fracturation hydraulique, la production phase et l'abandon du puits. Pendant le puits le forage, une mauvaise conception ou construction de puits pourrait contamination des eaux souterraines et contamina pourrait également survenir en cas de non-contrôle de la tempête eau, gestion du site inefficace, surface et confinement souterrain, mauvaise construction du tubage, etc. Lors de l'étape de fracturation hydraulique, le risque d'eau de surface et la contamination des eaux souterraines est considérée comme modérée ou haut et, lorsque le puits est abandonné, les deux types d'eau peut être contaminé en raison d'une fermeture incomplète (AEA, 2012;Rahm, 2011).[43]

III.1.4 Émissions de CO 2 et de méthane :

Il est vrai que le gaz naturel est une énergie plus propre que le charbon et le pétrole. Lorsqu'il est utilisé dans une centrale électrique à cycle combiné efficace, la combustion delle gaz naturel émet moins de la moitié du CO 2 du charbon en termes de par unité d'énergie libérée. Cependant, cela ne

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

signifie pas que le développement du gaz de schiste réduira inévitablement les émissions de gaz à effet de serre (GES). Les émissions de GES du développement et l'utilisation du gaz de schiste peuvent être divisés en deux parties, c'est-à-dire le CO₂ produit lors de la combustion du gaz de schiste, et le méthane qui s'échappe, ainsi que les émissions de GES de l'énergie utilisée, lors de l'extraction et du transport du gaz de schiste produit. Selon les estimations de Wigley (2011), même si on ne tient pas compte des émissions de GES, seulement si le taux de fuite pour le nouveau méthane peut être maintenu en dessous de 2% remplaçant le gaz pour le charbon se révèle un moyen efficace de réduire l'ampleur de déchargement climatique futur. Il est donc important pour le schiste l'industrie du gaz à prendre des mesures pour réduire le taux de fuite de méthane. Puisque les mesures destinées à réduire les émissions signifient des coûts plus élevés, le gouvernement devrait établir un règlement système pour garantir que les mesures requises sont prises. [43]

III.1.5 Pénurie de ressources en eau en quantité :

La plupart des grands bassins contenant du gaz de schiste en Chine sont situés dans les régions arides ou semi-arides, avec des précipitations de moins de 800 mm par an, et nombre de ces bassins sont densément zones habitées avec une pression d'alimentation en eau très élevée. Selon les avis sur la mise en œuvre des ressources en eau strictes Système de gestion émis le 12 janvier 2012, la ligne rouge sur le contrôle de l'efficacité de l'utilisation de l'eau exige que l'utilisation de l'eau par 10000 valeurs ajoutées industrielles (IAV) devraient être réduites à moins de 65 m³ d'ici 2020 et de moins de 40 m³ d'ici 2030 (Conseil d'Etat of China, 2012). Cela signifie que les industries à plus forte consommation d'eau les tarifs seront limitées en Chine, en particulier dans les zones arides. Cependant, le processus de fracturation hydraulique (la technologie clé utilisé dans le développement du gaz de schiste) nécessite beaucoup d'eau. Comme estimé par l'Agence internationale de l'énergie (2012b), au cours de le processus de fracturation hydraulique, chaque puits peut nécessiter jusqu'à 20 000 m³ d'eau. De plus, alors que le conventionnel on shore les champs peuvent nécessiter moins de 1 puits / 10 km², le non conventionnelles champs peuvent avoir besoin de plus de 1 puits / km², ce qui intensifie l'impact des activités de forage et d'extraction de gaz de schiste à la fois sur l'environnement et sur locaux (International Agence de l'énergie, 2012b) .[43]

III.1.6 La relation entre la communauté locale et l'industrie du gaz de schiste :

Établir et maintenir une bonne relation entre la communauté locale et l'industrie du gaz de schiste se révéleront un excellent défi en Chine, comme en témoignent les leçons des États-Unis (Lipchitz, 2012). C'est la communauté locale et ses habitants qui supporter, directement et indirectement, les risques et / ou les pertes causées par les risques / dommages environnementaux qui accompagnent la production de gaz de schiste activités dation. Par exemple, leur approvisionnement en eau peut être

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

affecté par l'énorme consommation d'eau et, une fois que l'eau est contaminée par eaux usées, la santé des habitants sera en grand danger. De plus, les émissions de GES et le méthane pollueront l'air et le forage et le transport des véhicules causeront également du bruit pollution lors de la préparation du site. Une fois la communauté locale et ses habitants estiment que leurs intérêts ou leur bien-être sont, ou sont susceptibles d'être, enfreints par le développeur de gaz de schiste, alors qu'ils obtiennent peu de compensation sans partager les avantages du schiste le développement du gaz, ils chercheront également à l'arrêter. En outre, le développement du gaz de schiste nécessite la coopération de la communauté locale et ses habitants, car la résistance ou la protestation n'ont pas seulement une grande influence sur la décision du gouvernement, mais aussi sur l'activité du développeur.

III.2 Expérience de développement de gaz de schiste aux États-Unis :[44]

Dans les années 60 et 70, les prix plafonds du gaz naturel interétatique ont été fixés à des niveaux inférieurs aux prix d'équilibre qui se produiraient sur un marché concurrentiel. En stimulant la demande et en décourageant l'offre, ces prix plafonds ont entraîné des pénuries, d'abord dans les réserves de gaz naturel, puis dans la production. La pénurie a conduit à l'adoption de la loi de 1978 sur la politique du gaz naturel (NGPA) qui exigeait l'élimination progressive des contrôles des prix à la tête de puits et offrait des prix incitatifs pour encourager le développement de nouveau gaz naturel, y compris à partir de sources non conventionnelles.

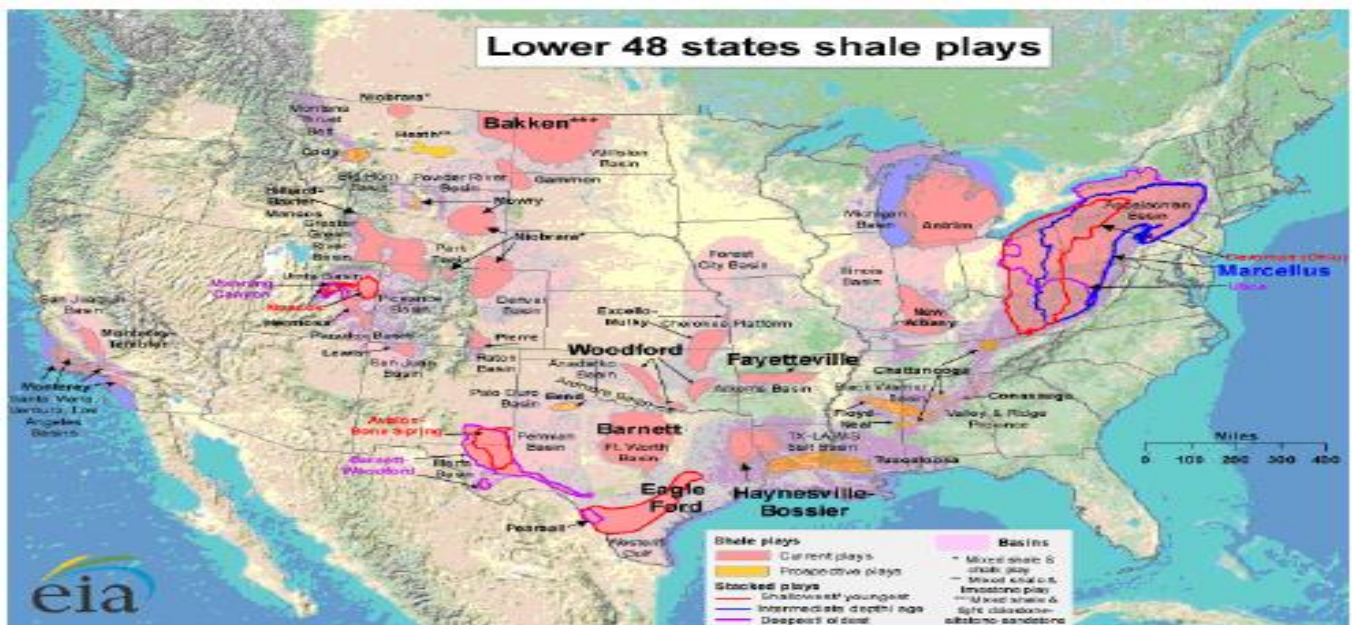


Figure III-2 : Localisation des réserves de gaz naturel aux États-Unis [45]

En réponse à l'embargo pétrolier de 1973 et à la «crise énergétique» qui a suivi, le gouvernement américain a adopté une série de politiques, y compris la consolidation et l'expansion des programmes

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

de R&D liés à l'énergie, qui ont finalement conduit à la création du Département d'énergie (DOE). Consolider les responsabilités de l'ensemble de la politique énergétique fédérale et des programmes de R&D. Les dépenses fédérales en recherche énergétique ont considérablement augmenté au milieu des années 70 ; pour les programmes d'énergie fossile, les dépenses ont plus que décuplé entre 1974 et 1979, passant de 143 millions de dollars à 1,41 milliard de dollars (NETL 2010).

À partir de la fin des années 1970, le gouvernement américain a adopté une série de politiques spécifiques pour promouvoir le développement de nouvelles sources de gaz naturel, qui comprenaient des prix incitatifs, des crédits d'impôt, des programmes de R&D pour le gaz naturel non conventionnel et des politiques favorisant la restructuration de l'industrie.

III.2.1 Tarification incitative et crédits d'impôt :

L'article 107 de la NGPA prévoyait une tarification incitative pour le gaz de schiste du Dévonien et d'autres formes de gaz naturel non conventionnel avec des coûts d'extraction élevés. La déréglementation des prix à la tête de puits du gaz naturel provenant du schiste du Dévonien et de certaines autres sources en 1979 a créé un énorme avantage pour ces ressources gazières naissantes. Au début des années 80, le gaz naturel déréglementé à coût élevé se vendait plus du double du prix du gaz naturel réglementé.

La crise pétrolière de 1979 a conduit à l'adoption en 1980 du (Crude Oil Windfall Profit Tax Act), dont une partie prévoyait des crédits d'impôt pour la production de carburants non conventionnels. Ce crédit, mis en œuvre en vertu de l'article 29 de l'Infernal Revenue Code, s'appliquait au gaz non conventionnel provenant du schiste du Dévonien, des veines de charbon et du gaz étanche ainsi qu'à certains autres combustibles.

III.2.2 Programmes de recherche et développement :

Le programme de recherche sur le gaz naturel non conventionnel du DOE comportait trois volets:

- Le programme des schistes gazeux de l'Est,
- Le programme des sables bitumineux de l'Ouest
- Le programme de récupération du méthane des houillères.

La US Nuclear Regulatory Commission (NRC) - (2001) a évalué les innovations technologiques les plus importantes liées à l'énergie des années 1980 et 1990, qui comprenaient trois technologies essentielles au développement du gaz de schiste : forage horizontal, tridimensionnel (3-D) imagerie sismique et technologie de fracturation. Le CNRC (2001, 13) a évalué le rôle du DOE dans l'amélioration du forage horizontal et de l'imagerie sismique 3D comme «absent ou minimal», mais a évalué le rôle du DOE dans la «technologie de fracture pour les gaz étanches» comme «influent».

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

La technologie de fracture pour le gaz de schiste était liée à celle pour le gaz de réservoir étanche, qui a été développée avant le gaz de schiste. La cartographie macrosismique des fractures, une autre technologie considérée comme essentielle au développement du gaz de schiste, n'était pas encore complètement développée ou utilisée au moment du rapport de la US Nuclear Regulatory Commission.

III.2.3 Programme de schistes gazeux de l'Est :

Le programme Eastern Gas Shales Program du DOE «a contribué à débloquer une nouvelle source importante d'approvisionnement en gaz naturel. Il a revitalisé le forage et le développement des schistes gazeux dans le bassin Appalachian (Dévonien), a aidé à lancer le développement d'autres bassins de schiste gazeux auparavant négligés et a pris les devants en démontrant une technologie de production et de récupération de schiste gazeux beaucoup plus efficace et moins coûteuse.

Le but du programme était « d'évaluer la base de ressources, en termes de volume, de distribution et de caractère, et d'introduire une technologie d'exploitation et de complétion plus sophistiquée dans une industrie composée principalement de petits producteurs indépendants. L'objectif était d'augmenter substantiellement la production de ces bassins à un moment où l'augmentation de l'offre nationale était d'une importance cruciale » (NRC 2001, 201). Depuis le début du programme du DOE, la production annuelle totale de gaz de schiste est passée de 70 milliards de pieds cubes (Gpi3) en 1978 à 380 Gpi3 en 1998. L'augmentation de la production n'est pas due uniquement au programme de gaz de schiste de l'Est.

Le CNRC (2001) attribue 10 pour cent de la production supplémentaire de gaz dans le bassin de Fort Worth au programme de gaz de schiste du DOE, même si ce bassin n'était pas couvert par le programme et, avant 2000, était principalement développé par Mitchell Energy. Pour avoir eu un effet, certaines technologies, méthodes ou connaissances développées par le programme de gaz de schiste doivent avoir été appliquées dans le bassin de Fort Worth. Certaines preuves suggèrent que le succès du programme de gaz de schiste du DOE a joué un rôle dans la motivation de Mitchell Energy à lancer le développement du schiste de Barnett. Forage horizontal. Peu d'applications pratiques du forage horizontal ont eu lieu jusqu'au début des années 1980 et il n'a atteint sa viabilité commerciale qu'à la fin des années 1980. La technologie était initialement utilisée presque exclusivement dans les puits de pétrole (US Energy Information Administration [EIA] 1993). Selon NRC (2001), le DOE a joué peu ou pas de rôle dans le développement de la technologie de forage horizontal ; cependant, l'agence a joué un rôle dans l'adaptation de la technologie aux schistes gazeux.

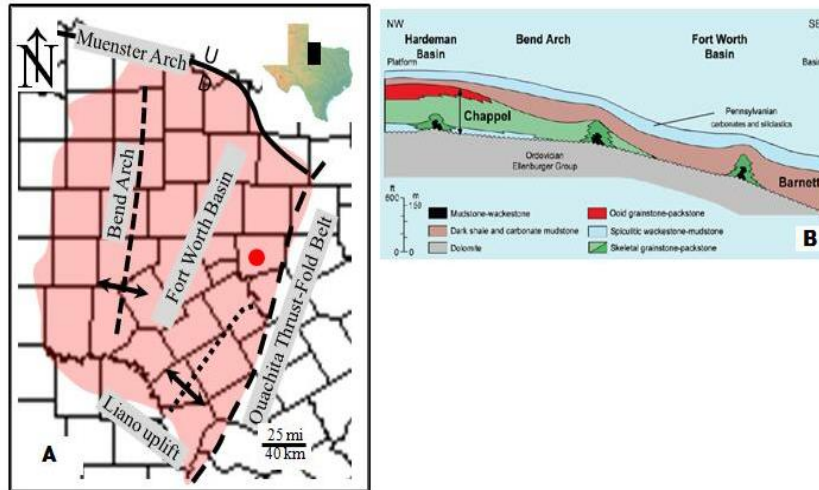


Figure III-3 : le bassin de Fort Worth [45]

Mitchell Energy à lancer le développement du schiste de Barnett. Forage horizontal. Peu d'applications pratiques du forage horizontal ont eu lieu jusqu'au début des années 1980 et il n'a atteint sa viabilité commerciale qu'à la fin des années 1980. La technologie était initialement utilisée presque exclusivement dans les puits de pétrole (US Energy Information Administration [EIA] 1993). Selon NRC (2001), le DOE a joué peu ou pas de rôle dans le développement de la technologie de forage horizontal ; cependant, l'agence a joué un rôle dans l'adaptation de la technologie aux schistes gazeux.

Fracturation hydraulique massive. Le programme de schistes gazeux a introduit la fracturation hydraulique massive (MHF) à grande échelle dans les schistes de l'est du Dévonien. Le MHF n'a pas été utilisé pour stimuler les puits de schiste avant le programme de schiste gazeux, mais Agarwal et al. (1979, 172) notent que la MHF était déjà « une technique éprouvée pour développer des puits commerciaux dans des formations gazeuses à faible perméabilité ou « étanches ». Avec l'aide financière du DOE, Mitchell Energy a mené en 1978 ce qui était, à l'époque, le plus grand MHF dans une formation de gaz étanche. Mitchell Energy a rapidement appliqué le MHF au schiste de Barnett.

Fracture de mousse. Cette technologie a été utilisée pour la première fois par le programme de schistes gazeux, qui a mené plus de 50 démonstrations à frais partagés avec l'industrie au cours des quatre premières années du programme. Auparavant, les puits de schiste du Dévonien étaient stimulés de manière explosive ou par des fractures hydriques (c'est-à-dire en utilisant un fluide à base d'eau). En 1979, «la fracturation par mousse était la méthode commerciale préférée de stimulation pour les puits de gaz de schiste du Dévonien » (NETL 2007, 31). Bien que Mitchell Energy ait utilisé la fracture de mousse au cours des premières années de son développement du schiste de Barnett,

l'entreprise a abandonné rapidement les fractures de mousse et est revenue à la fracturation de l'eau, la première dans le Barnett.

III.2.4 Innovations technologiques connexes et programmes du DOE :

Quelques autres programmes de R&D du DOE ont aidé à développer des technologies importantes pour le développement du gaz de schiste. Ici, nous nous concentrons sur deux de ces technologies qui étaient les cibles des programmes de R&D du DOE.

III.2.4.1 Imagerie sismique 3D :

La sismologie 3D a transformé l'exploration et le développement du pétrole et du gaz. En mesurant les réflexions acoustiques d'une source d'énergie, l'imagerie sismique 3D, écrit Bohi (1999), fournit une meilleure image de la structure et des propriétés des roches souterraines que la méthode bidimensionnelle antérieure (2D). Une application commerciale limitée de la technologie sismique 3D a commencé au début des années 80 (Haar 1992). En 1988, le DOE a lancé son programme de technologie sismique, pour lequel il a dépensé 106 millions de dollars (en dollars de 1999) de 1989 à 2000. Le CNRC (2001, 208) note que « les progrès de la technologie sismique ont été développés principalement par l'industrie, bien que certains aspects du programme DOE ont amélioré la technologie sismique. »

III.2.4.2 Cartographie de la fracturation macrosismique :

Depuis le début des années 2000, la surveillance macrosismique du fractionnement a joué un rôle clé dans l'optimisation de la stimulation hydraulique des puits de gaz de schiste. Contrairement à l'imagerie sismique 3D, la surveillance des fractures microsismiques est une méthode passive qui utilise des capteurs pour écouter l'énergie sismique souterraine et enregistrer les événements sismiques

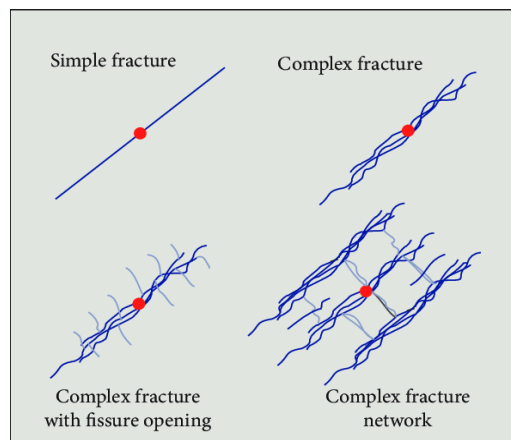


Figure III-4 : cartographie macrosismique des fractures [46]

Mineurs générés lors de la fracturation d'un puits à proximité. Cette technologie peut révéler la hauteur, la longueur, l'orientation et d'autres attributs des fractures induites. NETL (2007) et d'autres publications commerciales suggèrent que le DOE a joué un rôle essentiel dans le développement de la technologie de cartographie macrosismique des fractures

III.2.5 Le développement de gaz de schiste en France : [47]

Le développement du gaz de schiste en France doit s'entendre comme l'un des éléments d'une politique globale de réindustrialisations des territoires. À ce titre, l'éventuelle décision de lever le moratoire sur le gaz de schiste devra s'accompagner d'une réflexion sur le partage de valeur issue de l'exploration et de l'exploitation de ces ressources incluant l'ensemble des parties prenantes, c'est-à-dire l'État, les collectivités territoriales, les particuliers concernés et les opérateurs industriels, qu'ils soient en amont des acteurs en charge de l'extraction des ressources en gaz, mais aussi en aval les acteurs industriels consommateurs de gaz comme source d'énergie ou matière première. Pour les industriels aval, un tel partage, sous la forme d'un accès à des sources d'énergie à moindre coût, permettrait de gagner en compétitivité sur la scène internationale et aurait pour effet de dynamiser l'industrie française.

- Concernant les industriels aval : la définition d'un cadre leur permettant de percevoir une partie des bénéfices liés au gaz de schiste est cruciale. Celui-ci devrait donner aux industriels consommant du gaz un accès moins cher à cette ressource afin de renforcer leur compétitivité sur la scène internationale mais aussi de stimuler le développement de bassins industriels dans les territoires français, à l'image de ce qu'a rendu possible l'exploitation du gaz de Lacq
- Concernant les bénéfices perçus par les industriels opérateurs du puits, la définition d'un système fiscal stable, clair et attractif comme au Royaume-Uni (*cf. infra*) avec une taxation moindre des revenus tirés de l'exploitation du gaz de schiste pourrait inciter les industriels à se positionner sur des projets d'exploration/exploitation des ressources françaises en gaz de schiste et à porter les risques opérationnels et financiers induits ;
- Concernant les bénéfices accordés aux particuliers propriétaires de surfaces exploitables, le régime actuel du droit français (scindant les droits de propriété du sol et du sous-sol) ne présente pas d'obstacle au développement du gaz de schiste. Une revalorisation des indemnités perçues par les particuliers pourrait être envisagée ;
- Concernant les bénéfices accordés aux autorités publiques, une meilleure répartition des revenus entre entités nationales et locales paraît indispensable afin de faciliter l'acceptation des projets dans les territoires. En effet, alors que l'exploitation du gaz de schiste a des

Chapitre 03 : L'aspect de développement de gaz de schiste

impacts potentiels qui seraient subis au niveau local (pollutions des aquifères ou des nappes phréatiques, risques sismiques, empreinte locale), les bénéfices liés à l'essor de la filière seront eux distribués à l'échelle nationale (réindustrialisations, gains de compétitivité, etc.).

- modifier, en France et l'Europe, l'état de l'opinion sur le gaz de schiste et d'engager plusieurs pays européens dans la voie de l'exploitation. Par ces règles :
 - la prise en compte de l'inquiétude des populations locales et la maîtrise du risque environnemental
 - l'engagement des populations locales et de la société civile dès le début de toute exploration et avant le commencement des travaux
 - une information transparente de la part des opérateurs et une communication et des décisions du gouvernement s'appuyant sur des bases scientifiques indépendantes
 - l'existence d'un cadre réglementaire et fiscal stable et incitatif à l'investissement
 - le partage du bénéfice de l'exploitation avec la population locale.

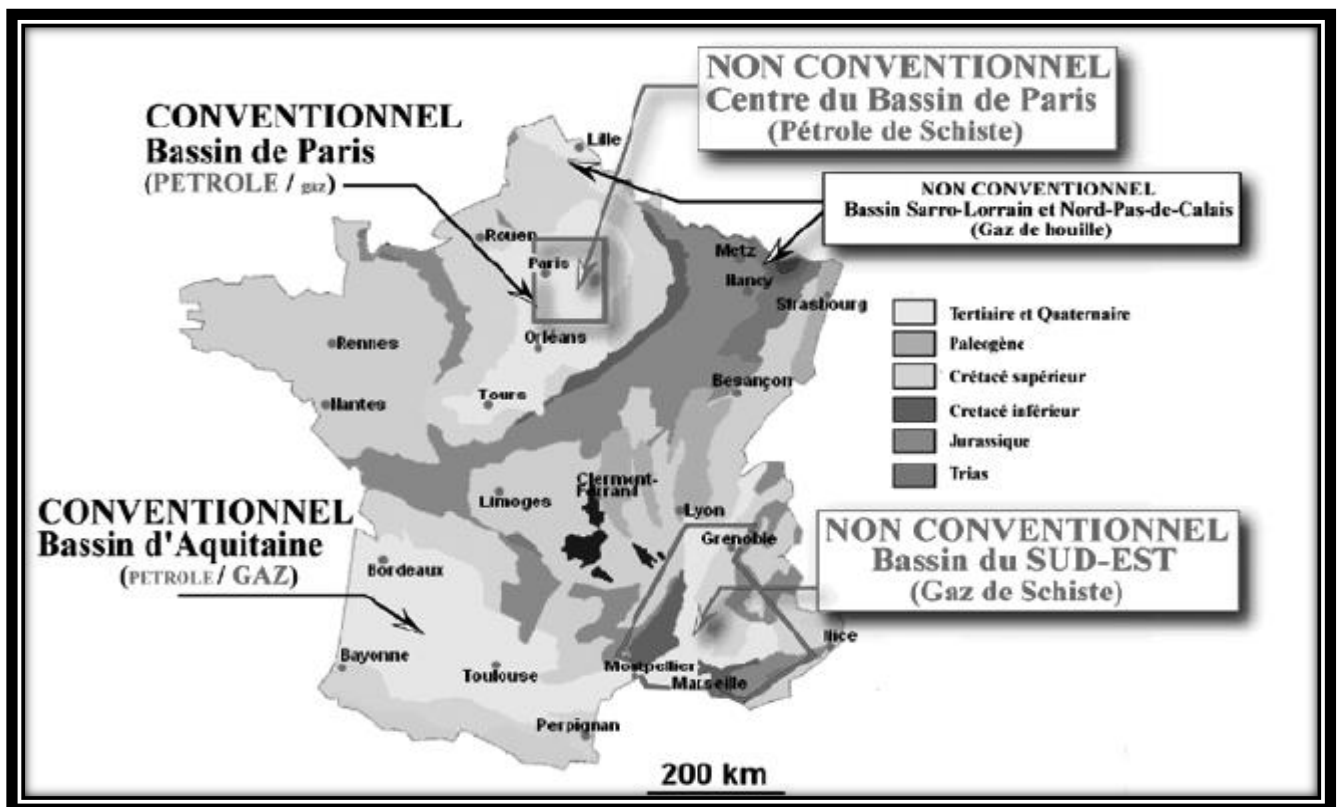


Figure III-5:: Ressources potentielles en hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en France [11]

III.3 Le gaz de schiste : avantages et inconvénients :

Bien que le gaz de schiste ait été connu auparavant, les résultats négatifs ou positifs de sa production ne sont pas encore certains. Le gaz de schiste est une ressource énergétique fossile. Il porte tous les effets négatifs d'un combustible fossile, mais il offre également des opportunités en tant que nouvelle ressource énergétique. Ses points positifs sont: il réduit la dépendance énergétique, il peut être utilisé à la place du charbon qui est plus contaminant que le gaz de schiste, il équilibre les prix du pétrole, il brise le monopole des pays exportateurs de pétrole, il a le pouvoir de créer des emplois et il a le pouvoir d'améliorer les indicateurs économiques, les points négatifs sont peu de temps: c'est une ressource qui accélère le réchauffement climatique, cela peut être l'une des raisons du tremblement de terre, sa production est très coûteuse, peut polluer les sources d'eau, des réactions environnementales et sociales négatives et continuité de l'utilisation des énergies fossiles.

III.3.1 LES AVANTAGES :[48]

III.3.1.1 Réduit la dépendance énergétique :

La Turquie, par exemple, est un pays qui importe plus de 60 milliards de dollars d'énergie chaque année. La Chine est également dépendante de l'énergie importée. Le potentiel de production technique de gaz de schiste de la Chine est d'environ 1,275 Gm³. La Turquie mesure environ 50 milliards de mètres cubes. On s'attend à ce que si les pays qui dépendent de l'énergie importée et ont un potentiel de gaz de schiste, utilisent ces ressources pour l'énergie, ils réduisent leur dépendance énergétique (EE, 2014). Selon les estimations de l'OGT, le gaz de schiste réduira la dépendance énergétique de l'Europe d'environ 89% en 2035 (OGT, 2014).

III.3.1.2 Il peut être utilisé à la place du charbon :

Qui est plus contaminant que le gaz de schiste: le gaz de schiste peut rester en diagenèse en bon état pendant de nombreuses années. Il est foré par la méthode de rupture hydraulique. C'est donc une nouvelle ressource pour obtenir du gaz de houille et elle peut également être facilement remplacée par le charbon. La Chine tire 70% de ses besoins énergétiques du charbon. Si la Chine utilise son potentiel de gaz de schiste, elle peut moins polluer l'environnement et évacuer la chaleur du reste du monde.

III.3.1.3 Il équilibre les prix du pétrole:

Les prix du pétrole devraient baisser en cas d'utilisation du potentiel de pétrole et de gaz de schiste par les pays qui ont des réserves de schiste. Les États-Unis ont commencé à produire du gaz de schiste et ont déjà montré son effet sur les prix (EIA, 2014, Medlock III, 2012: 37, Johnson ve Boersma, 2013: 37).

III.3.1.4 Il brise le monopole des pays exportateurs de pétrole:

Les États-Unis et la Chine sont les plus gros pays exportateurs de pétrole, ainsi que le plus grand potentiel de gaz de schiste. Cette double structure entraînera une baisse des revenus des pays exportateurs de pétrole, en particulier les pays arabes seront gravement touchés (Medlock III, 2012: 37).

III.3.1.5 Il a le pouvoir de créer des emplois :

Il est prévu que la production de gaz de schiste contribuera à la croissance de l'emploi dans le monde. Par exemple, dans l'État du Texas, 12 000 personnes sont employées dans le secteur du gaz de schiste. On estime que le gaz de schiste créera plus de 70 000 personnes employées en Angleterre. Selon OGP, à long terme, le gaz de schiste emploiera plus de 1,1 million de personnes en Europe (OGP, 2014).

III.3.1.6 Il a le pouvoir d'améliorer les indicateurs économiques:

Il est prévu que la production de gaz de schiste augmentera la concurrence et réduira la dépendance énergétique importée dans la région et fournira également 1,7 à 3,8 billions d'euros pour l'économie européenne entre les années 2020-2050 (OGP, 2014).

III.3.2 LES INCONVENIENTS :[48]

III.3.2.1 C'est une ressource qui accélère le réchauffement climatique:

Il est recommandé d'utiliser des sources d'énergie renouvelables et d'arrêter les émissions de carbone avant que le réchauffement climatique ne dépasse la ligne critique pour tout être vivant. À la suite de ce développement, de nombreux gouvernements comme le gouvernement français ont interdit le forage du gaz de schiste. Pendant le forage du gaz de schiste, les émissions de carbone sont de 3,5% à 12% de plus que le gaz conventionnel (Filoğlu, 2013: 20).

III.3.2.2 Cela peut être l'une des raisons du tremblement de terre:

Le forage du gaz de schiste se fait par méthode de craquage hydraulique. Cette méthode provoque des espaces souterrains ainsi on pense qu'elle est l'une des raisons des tremblements de terre (Filoğlu, 2013: 13). En outre, les experts soulignent que le gaz de schiste est responsable de petits tremblements de terre à Weston, en Angleterre.

III.3.2.3 Sa production est très coûteuse:

Le forage du gaz de schiste est deux fois plus cher que le gaz naturel car la technologie existante est encore si chère et il n'y a pas d'autre technologie adaptée pour le gaz de schiste.

III.3.2.4 Il peut polluer les sources d'eau:

Le gaz de schiste est une ressource forée par la méthode de craquage hydraulique et certains produits chimiques sont utilisés lors de l'application de cette méthode. Certains produits chimiques peuvent se

mélanger dans les eaux souterraines (Hu ve Xu, 2013: 23). Les écologistes affirment que les produits chimiques qui se produisent après le forage du gaz de schiste peuvent polluer les sources d'eau. Un autre problème lié à l'eau est l'utilisation d'une trop grande quantité d'eau lors du forage du gaz de schiste. 182 tonnes d'eau sont utilisées lors d'un forage de puits standard, mais 13,650 tonnes pour le forage de gaz de schiste (Xingang, Jiaolive Bei, 2013: 608). La purification de l'eau usée peut être assurée par de nouvelles technologies, mais le coût de la purification et une trop grande consommation d'eau sont deux facteurs négatifs pour les eaux souterraines (Yıldız, 2013: 23).

III.3.2.5 Continuité de l'utilisation des énergies fossiles:

Le pétrole, le gaz naturel et le charbon manqueront un jour, même si ce sont des dates différentes. L'utilisation de ces ressources devrait être réduite pour réduire la pollution de l'environnement. L'utilisation de combustibles fossiles se poursuivra pendant de nombreuses années grâce à la transformation du potentiel de gaz de schiste en production (Filoğlu, 2013: 20).

Les autres inconvénients de l'utilisation du gaz de schiste sont: les réactions environnementales et sociales négatives, la violation de l'habitat, la pollution de l'environnement, les modifications de la structure souterraine, les différends entre les entreprises mondiales et les résidents locaux, etc. (Hu ve Xu, 2013: 23, Filoğlu, 2013: 20)

Conclusion :

La formation géologique du gaz de schiste est l'une des raisons de la difficulté d'extraire et d'entier profit, car il se forme dans des roches presque imperméables et poreuses.

Les énormes quantités de gaz de schiste dans le monde en font une source d'énergie prometteuse malgré les préoccupations environnementales résultant de son extraction.

Le développement de l'extraction du gaz de schiste est l'un des défis les plus importants auxquels l'humanité sera confrontée dans les années à venir, car la technologie de fracturation hydraulique, avec ses effets secondaires, affecte notre environnement. Par conséquent, il est impératif d'envisager de nouvelles technologies relativement inoffensives pour l'environnement.

Lorsqu'il y a une réelle volonté politique et un soutien de l'État à la recherche scientifique, des méthodes d'extraction du gaz de schiste peuvent être développées sans problèmes populaires sur la base du principe de transparence entre les gouvernements et les peuples.

Référence Bibliographie :

- [1] Jean-paul Liégeois. Le gaz de schiste sa genèse. Article 126 le dimanche 20 février 2011.
- [2] Yann Hautevelle, Formation de gaz de schiste.
<http://lumati.e-monsite.com/pages/b-formation-du-gaz-de-schiste.html#page1>
- [3] Le Pélican n° 58 édité le 24 janvier 2012, L'Amicale de l'Offshore Pétrolier.
- [4] <http://accs.ens-lyon.fr/accs/thematiques/CCCIC/ccl/petrole/comprendre/la-genese-des-combustibles-fossiles>.
- [5] O'Connor, Christopher D., and Kaitlin Fredericks. "Citizen perceptions of fracking: The risks and opportunities of natural gas development in Canada." *Energy Research & Social Science* 42 (2018): 61-69.
- [6] Pang, X., Shao, X., Li, M., Hu, T., Chen, Z., Zhang, K. & Wang, W. (2021). Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification. Gondwana Research.
- [7] Thomas, P., & Dequincey, O. (2011). Le gaz de schiste: géologie, exploitation, avantages et inconvenients. Planet Terre Ens Lyon. Laboratoire de Géologie de Lyon.
- [8] Xavier Pinon, Co-Fondateur de Selectra article dans prix-gaz.fr le 17/01/2020.
- [9] Roland Vially – article Final draft submitted in Décembre 2010
- [10] Percebois, Jacques. "Le gaz non conventionnel, facteur d'indépendance énergétique?" *Revue internationale et stratégique* 4 (2011): 69-76.
- [11] Institut française du pétrole – Energies nouvelles (IFPEN).
<https://www.ifpennergiesnouvelles.fr/>
- [12] Vially, R., G. Maisonnier, and T. Rouaud. "Source rock hydrocarbons. Present status; Hydrocarbures de roche-mère. Etat des lieux." (2013).
- [13] <https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/combustibles-fossiles-propres/gaz-naturel/ressources-de-schiste-de-reservo/exploration-et-production-des-ressources-de-schiste-et-de-reservoirs-etanches/17678>
- [14] Batellier, P., & Sauvé, L. (2011). La mobilisation des citoyens autour du gaz de schiste au Québec: les leçons à tirer. *Gestion*, 36(2), 49-58
- [15] Barka, S. (2019). Gaz de schiste: le cas tunisien. *Ecologie politique*, (2), 73-89.
- [16] <https://residentsactiononfyldefracking.wordpress.com/>

- [17] Ahmat, D. H. (2011). Basses-Terres du Saint-Laurent et leur potentiel en hydrocarbure.
- [18] <http://www.mirova.com>
- [19] André Picot, Bilan Toxicologique & Chimique, L'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique, 2012, Association Toxicologie-Chimie
- [20] Rapport U.S. Environmental Protection Agency February 2011
- [21] Waxman, H. A., Markey, E. J., & DeGette, D. (2011). Chemicals used in hydraulic fracturing. United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff.
- [22] Robbins, K. (2012). Awakening the slumbering giant: how horizontal drilling technology brought the endangered species act to bear on hydraulic fracturing. *Case W. Res. L. Rev.*, 63, 1143
- [23] <http://theyee.ca/News/2013/01/07/Shale-Gas-Realities/>
- [24] <http://www.ecorpstim.com/fr/propane-stimulation/nfp-stimulation/>
- [25] Grégoire, D., Lefort, V., & Pijaudier-Cabot, G. (2015). Simulation numérique de fracturation hydraulique à l'échelle mésoscopique à l'aide d'un modèle lattice. In *Congrès français de mécanique*. AFM, Association Française de Mécanique.
- [26] Paristech Review, Gaz de schiste : quelles pistes alternatives à la fracturation hydraulique ? 14 janvier 2014 <http://www.paristechreview.com/2013/01/14/fracturation-hydraulique/>
- [27] <http://www.actu-environnement.com/ae/news/fracturation-hydrauliquealternatives-gaz-schiste-houille-geothermie-18344.php4>
- [28] Fabre, D. (2013). Émotions patrimoniales (Vol. 27). Les Editions de la MSH.
- [29] Rapport de Energy Information Administration. (2015c). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: China. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China_2013.pdf.
- [30] LES, CDCEILSU. "GAZ DE SCHISTE GAZ DE SCHISTE." (2018).
- [31] Secrétariat de la Conférence des Nations unies sur le commerce et le développement 2017b
- [32] Rapport de Energy Information Administration. (2015d). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other Western Europe. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_Western_Europe_2013.pdf.
- [33] Rapport de Energy Information Administration. (2015f). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: South Africa.

https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South_Africa_2013.pdf.

[34] https://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_de_schiste_en_Alg%C3%A9rie

[35] Le communiqué du conseil des ministres

<http://www.nouara-algerie.com/2017/06/le-gazde-schiste-fait-son-retour-dans-les-projets-du-gouvernement-algerien.html>

[36] <https://www.nouvelobs.com/planete/20140523.OBS8348/gaz-de-schiste-l-algerie-terrain-d-experimentation-pour-la-france.html>

[37] Rapport de Energy Information Administration 2013

[38] Kuuskraa, V., Stevens, S. H., & Moodhe, K. D. (2013). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. US Energy Information Administration, US Department of Energy.

[39] liberte-algerie.com - Gaz de schiste : c'est parti – Article de presse - 07/05/2018

[40] Rahmouni Sofiane - Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste - mémoire magister- 15/05/2015.

[41] Moulley Charaf CHABOU , Souad BENTALAA, Nadia DIB, Amar SEBAI – Les dolérites du bassin d'Ilizi (Algérie) : manifestations d'un linéament du socle de direction E-W- séminaire de géologie pétrolier –15. 16/04/2007

[42] Us energy Information administration

[43] Hu, D., & Xu, S. (2013). Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas. *Energy Policy*, 60, 21-26.

[44] Wang, Z., & Krupnick, A. (2015). A retrospective review of shale gas development in the United States: What led to the boom?. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 4(1), 5-18.

[45] Energy Information Administration based on data from various published studies.

[45] Abouelresh, M., & Slatt, R. (2011). Shale depositional processes: Example from the Paleozoic Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas, USA. *Open Geosciences*, 3(4), 398-409

[46] <https://www.hindawi.com/journals/tswj/2014/847107/fig2/>

[47] Rapport de l'Institut Montaigne de Gaz de schiste : comment avancer ? Juillet 2014

[48] BAYRAMOĞLU, T., & ARI, Y. O. GLOBAL ECONOMIC OBSERVER THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE PRODUCTION OF SHALE GAS POTENTIAL: THE CASE OF TURKEY.