

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSIGEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH D'OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de génie mécanique

Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Présenté par :

Ghebbache mohammed lamine

Serraya mohammed

Thème

Exploitation du gaz de schiste en Algérie

Soutenu publiquement

Le :11 Juin 2018

Devant le jury :

Président	M ^r KABDI ZAKARIA	UKM Ouargla
Examineur	M ^r GHERFI ABDELHAFID	UKM Ouargla
Encadreur	M ^r GURMIT TAHAR	UKM Ouargla

Année universitaire : 2017 / 2018

Dédicaces

Mes parents:

Ma mère, qui a oeuvré pour ma réussite, de par son amour,

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie.

Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

Mes frères et soeurs puis mes amis qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Ghebbache-moh-lam

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail en signe de respect, de reconnaissance et en témoignage de ma profonde affection :

A ma mère et mon père ;

A mes frères, mes sœurs ;

A mes oncles, et leurs familles ;

A toute la famille ;

Touts mes amis ;

Toute la promotion 2018.

Remerciements

*Avant tout, nous remercions ALLAH de mon avoir donné le
courage, la patience et la chance d'étudier et suivre,*

*Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer notre
profonde gratitude et nos vifs remerciements à*

*Mon promoteur **Mr. Guermit Tahar** pour ses orientations, ses
précieux conseils et sa contribution dans l'élaboration de ce travail.*

Nous tenons également à remercier:

Tous nos enseignants du Département de Génie Mécanique,

Nous tenons, enfin, à remercier les Honorables Membres du jury,

d'avoir accepté de juger ce travail, le Président

À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour

l'aboutissement

De ce travail

sommaire

Introduction générale	02
Chapitre I : Importance du gaz naturel comme source d'énergie	
I.1- Introduction	04
I.2 -Utilisation du gaz naturel	04
I.3 -Le gaz naturel dans le monde	05
I.3.1 - Réserves mondiale de gaz naturel	05
I.3.2 - Production mondiale de gaz naturel	06
I.3.3 - La consommation mondiale de gaz naturel	07
I.3.4-l'évolution prix de gros sur les trois zones de marché principales	08
I.3.5- Le marché mondial du GNL	09
I.4- Le gaz naturel en Algérie	10
I.4.1-Introduction	10
I.4.2 -Réserves de gaz naturel	10
I.4.3-Production de gaz naturel	11
I.4.4-Consommation du gaz naturel en Algérie	12
I.4.5 -le marché du gaz naturel en Algérie	13
I.4.6- L'importance des hydrocarbures algériens	13
I.4.7-Classement de l'Algérie en production du Gaz Naturel	14
I.5- Les étapes de l'extraction du gaz naturel	15
I.5.1-Exploration	15
I.5.2 -Extraction	15
I.5.3-Traitement d'un gaz naturel	17
I.5.4-Transport et stockage	17
I.6- Impact du gaz naturel sur l'environnement	18
Chapitre II :Technique d'extraction du gaz de schiste	
II.1-Introduction	20
II.2-L'utilisation du gaz de schiste	20
II.3-Gaz de schiste dans la monde	20
II.3.1-Les réserves internationales de gaz de schiste	20
II.3.2-La production mondiale de gaz de schiste	21
II.4- Gaz de schiste en Algérie	22
II.4.1-Introduction	22
II.4.2-Les réserves de Gaz de schiste en l'Algérie	22
II.4.3-réalise son premier forage de gaz de schiste	23
II.4.4-Les sources d'eau au sud	24
II.4.5-Bassin Ahnet	24
II.4.6 -Le Bassin d'Illizi	25
II.4.7- Bassin Ghadamès (Berkine)	26
II.5-L'extraction du gaz de schiste	27
II.5.1- Les forages horizontal	27

II.5.1.a- les avantages et les inconvénients des forages horizontal	28
II.5.2- la fracturation hydraulique	29
II.5.2.a- le principe de la fracturation hydraulique	29
II.5.2.b- Fluide de fracturation	31
II.5.2.c-But de la fracturation hydraulique	31
II.5.2.d -Les additifs de fluide de fracturation	32
II.5.2.e-Les Equipements de fracturation	33
II.5.3-Transport des gaz de schiste	34
Chapitre III : Analyse du Coût de gaz de schiste et Impact environnemental	
III.1-Introduction	36
III. 2 -Réserve de gaz en Algérie	36
III. 3- Méthodes d'extraction du gaz	37
III.3.1-Durée de l'extraction	39
III.3.2- La quantité de gaz émise dans le processus d'extraction	40
III.4 -Coûts d'extraction	40
III.5- Coûts de production	41
III. 6 -Impact sur l'environnement	42
III.6.1-conséquences de la fracturation hydraulique	43
III.6.1-provoque localement des petits séismes	43
III.6.1- Interférence avec les aquifères d'eau douce	43
III.6.1-Consommation et pollution des eaux.	44
III.6.1- Emission de gaz	45
III.7-Enjeux environnement aux pour l'Algérie	45
III.8-Solutions proposés	46
Conclusion générale	48

Liste des figures

N°	Figure	Page
I.1	Utilisation du gaz naturel	5
I.2	Évolution des réserves de gaz naturel	5
I.3	Consommation mondiale de gaz naturel	7
I.4	Évolution des prix du gaz naturel sur les principales zones de marché	8
I.5	Le marché mondial du GNL regazéification	9
I.6	Distribution de gaz naturel en Algérie par champ	11
I.7	Evolution de la production de gaz naturel en algérie (2001-2015)	11
I.8	Evaluation de consommation des gaz naturel en Algérie	12
I.9	Evolution de la consommation et de l'exportation de gaz en algérie	13
I.10	L' Algérie, marchés gaziers internationaux	15
I.11	l'extraction le gaz naturel	16
I.12	Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (tubages) de diamètre décroissant	17
II.1	Répartition mondiale des grands bassins de gaz de schiste	21
II.2	Les sept bassins potentiels de gisements le gaz de schiste en Algérie	23
II.3	Plan de bassin d'Ahnet	25
II.4	Plan de bassin d'Illizi	25
II.5	Plan De Bassin De Ghadamès	26
II.6	Schéma de principe des forages directionnels (horizontal)	27
II.7	L'extraction du gaz de schiste	28
II.8	Opération de perforation après bouchage du trou par un packer (Plug & perf) avant fracturation	30
II.9	Composition du fluide de fracturation	32
II.10	Les Equipements des fracturations	33
III.1	Distribution de Bassins de gaz naturel et le gaz de schiste en Algérie	36
III.2	La différence entre les réserve naturel et le gaz de schiste en Algérie	37
III.3	l'extraction de gaz naturel et le gaz de schiste	38
III.4	coût de l'extraction de gaz naturel et gaz de schiste	40
III.5	Coûts de production des différents types de gaz	42
III.6	Activité sismique aux États-Unis adjacente aux champs de gaz de schiste	43
III.7	Estimations des consommations en eau par type d'énergie	44

Liste des tableaux

Liste des tableaux

N°	Tableau	Page
I.1	Production mondiale de gaz naturel	06
II.1	les additifs de fluide de fracturation	32
III.1	Différence de temps d'extraction de gaz naturel et gaz de schiste	39
III.2	La quantité de gaz émise dans le processus d'extraction	40

Introduction Général

Introduction général

Actuellement, les réserves hydrocarbures conventionnels ont connus un décroissement, qui impose la recherche des nouvelles ressources hydrocarbures et technique d'exploitation, pouvant récompenser la demande progressive de ce type d'énergie, Une des solutions est l'exploitation des ressources non-conventionnelles telles que le gaz de schiste.

Le gaz de schiste apporte des avantages économiques, Cependant, de nombreuses questions restent en suspens concernant l'impact réel qu'a leur extraction sur l'environnement, notamment car elle nécessite des fracturations hydrauliques. Pour rappel, il s'agit de forer un puits vertical jusqu'à 2.000 à 3.000 m de profondeur, puis de poursuivre le forage horizontalement, avant d'injecter un liquide sous pression pour fissurer la roche. Cette dernière opération libère alors le gaz emprisonné dans l'argile.

Dans cette étude, nous avons comparé entre le gaz de schiste et le gaz naturel coté techniques d'exaction, impact sur l'environnement, et on a essayé de faire une analyse sur le coût d'extraction et de production du gaz de schiste

Ce mémoire est composé d'une introduction et de trois chapitres :

- Le premier chapitre : montre l'importance du gaz naturel comme source d'énergie et son exploitation au niveau mondiale et en Algérie.
- le deuxième chapitre : présente des notions et surtout les techniques d'exaction du gaz de schiste.
- le troisième chapitre : on a essayé de faire comparaison entre le gaz de schiste et le gaz naturel : techniques d'exaction, impact sur l'environnement et une analyse sur le coût d'extraction et de production du gaz de schiste et en fin une conclusion.

Chapitre I :

Importance du gaz naturel comme source d'énergie

I.1 Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile constitué d'un mélange d'hydrocarbures gazeux, dont le méthane (CH₄) est l'un des principaux composants.

Formé par la transformation d'organismes morts il y a des millions d'années, le gaz naturel se trouve dans divers réservoirs souterrains, parfois associé à du pétrole.

Le gaz naturel est exploité pour la production de chaleur et d'électricité, ainsi que dans le cadre de processus industriels.

L'usage du gaz naturel s'est accru dans le contexte de prise de conscience environnementale de ces dernières décennies. Cet hydrocarbure est en effet moins polluant et moins riche en CO₂ que les autres hydrocarbures (charbon, pétrole). En outre, ses réserves sont plus importantes que celles du pétrole. [1]

I.2 Utilisation du gaz naturel

Le gaz naturel a pénétré tout les secteurs de consommation, soit comme combustible, soit comme matière première pour la chimie. On trouve le gaz naturel dans l'industrie pétrole et gazière pour satisfaire à ces besoins propres d'énergie. L'ampleur des consommations de ce secteur est directement liée aux activités locales des industries gazières (besoin énergétiques des opérations d'extraction, de réinjection, de traitement d'épuration, de liquéfaction et de transport) .

Le gaz naturel y compris ses fractions lourdes associées au méthane (éthane, GPL, et essence naturelle), ouvre la voie à une pétrochimie presque aussi large que celle des produits pétroliers. Le gaz naturel proprement dit a une part prépondérante dans la fourniture des matières premières pour la production de l'ammoniac et celle du méthanol, plus de 75 des capacités mondiales de production d'ammoniac et plus de 85 de celle de méthanol sont alimentées par du gaz naturel. Celui-ci offre, en termes d'investissement de couts opératoires et de rendement, des avantages considérables par rapport aux matières premières concurrentes, enfin l'ammoniaque avec les engrais azotés, représente un secteur en progression rapide dans les pays en voie de développement.

Le secteur résidentiel tertiaire constitue le stade le plus avancé de la diversification des usages du gaz naturel, ce secteur recouvre généralement trois types d'utilisation :

- le chauffage des locaux,
- La fourniture d'eau chaude,
- La cuisson des aliments.

Toutefois ces trois demandes ne sont pas d'importance égale et varient selon les conditions climatiques.

Enfin le secteur des transports reste encore très peu accessible au gaz naturel, le gaz naturel y compris les GPL et les composés oxygénés dérivés du gaz (méthanol, alcools lourds) apportent une contribution certes marginale pour le moment aux besoins de ce secteur.

Toutefois tant pour des raisons économique que stratégiques, un certain nombre de pays envisagent de développer des carburants de synthèse issue de matières première non pétrolière, dans ces stratégies, le gaz naturel pourrait sans doute offrir les solutions le plus intéressantes par transformation chimique en essences ou distillats analogues à ceux du raffinage pétrolier . [2]



Fig. I.1 : Utilisations du gaz naturel

I.3 Le gaz naturel dans le monde

I.3.1 Réserves mondiale de gaz naturel

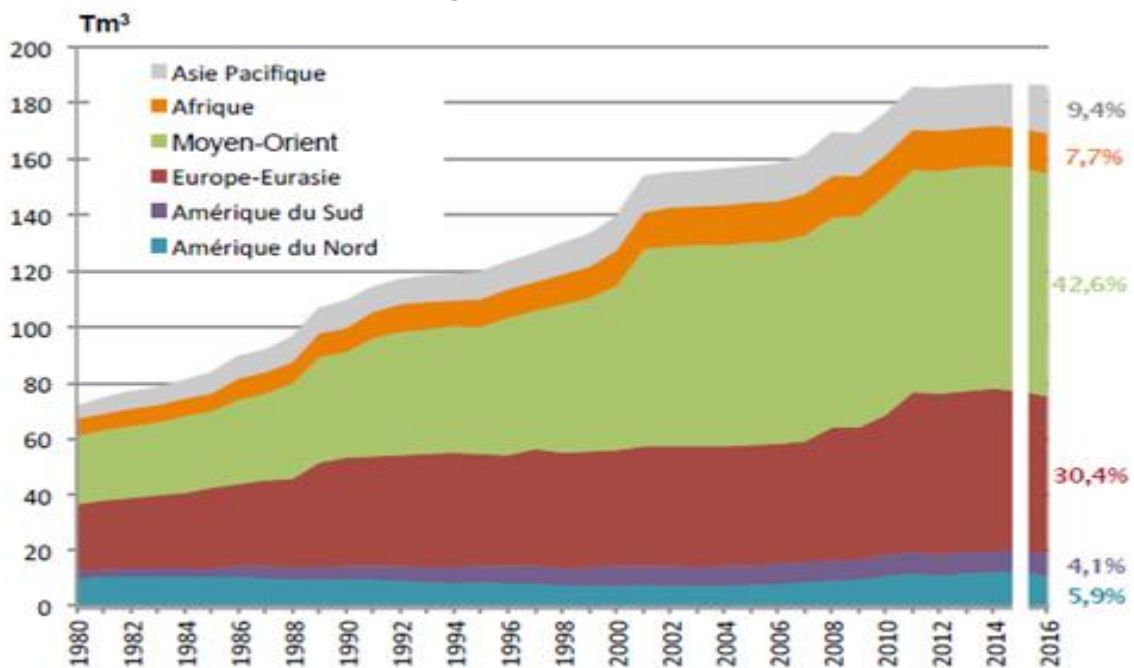


Fig. I.2 : Évolution des réserves de gaz naturel [3]

Les réserves prouvées sont les quantités de gaz naturel conventionnel de gisements connus qui, selon les informations géologiques et les avancées technologiques actuelles, ont une forte probabilité d'être exploitables dans le futur, dans les conditions technico-économiques existantes.

Les réserves en gaz naturel conventionnel sont importantes et les estimations Concernant leur taille continuent d'évoluer à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes.

Les ressources sont relativement bien réparties à travers le monde. A l'heure actuelle, la Russie, le Qatar et l'Iran se partagent près de 35% des réserves prouvées.

Les chiffres sont stables depuis 2011, les découvertes de gisements en Amérique du Nord et en Asie-Pacifique compensant la consommation des réserves plus anciennes au niveau mondial. Néanmoins, plusieurs analystes estiment qu'une majeure partie du gaz naturel conventionnel reste encore à découvrir.

I.3.2 Production mondiale de gaz naturel

La production de gaz dans le monde est restée quasiment stable en 2016, alors qu'elle avait progressé de 2,2 % entre 2014 et 2015. Une des causes est la production américaine, la première du monde depuis le développement des gaz de schiste, qui a baissé de 2,6 % entre 2015 et 2016 alors qu'elle avait progressé de 5,4 % entre 2014 et 2015. La baisse des cours mondiaux du pétrole rend plus difficile la rentabilité des exploitations d'hydrocarbures de schiste. Le deuxième producteur mondial de gaz, la Russie, a en revanche enravé sa baisse. Le retour de l'Iran sur les marchés mondiaux a également dopé sa production. La production aux Pays-Bas continue sa baisse spectaculaire provoquée par l'épuisement des gisements de Groningue et par la crainte de mouvements telluriques provoqués par les poches désormais vides.

Pays	2015	2016	Évolution 2015-2016	Part dans la production mondiale
États-Unis	707,1	690,8	-2,6 %	21,5 %
Russie	517,6	521,5	0,5 %	16,2 %
Iran	170,4	182,2	6,6 %	5,7 %
Canada	134,2	136,8	1,7 %	4,3 %
Qatar	160,6	163,1	1,3 %	5,1 %
Norvège	105,4	105,0	-0,7 %	3,3 %
Chine	122,5	124,6	1,4 %	3,9 %
Arabie Saoudite	94,0	98,4	4,4 %	3,1 %
Algérie	76,1	82,2	7,6 %	2,6 %
Indonésie	67,5	62,7	-7,4 %	2,0 %
Malaisie	64,1	66,5	3,4 %	2,1 %
Turkménistan	62,6	60,1	-4,3 %	1,9 %
Pays-Bas	39,7	36,1	-7,6 %	1,1 %
Égypte	39,8	37,6	-5,7 %	1,2 %
Mexique	48,7	42,5	-13,0 %	1,3 %
Ouzbékistan	52,0	56,5	8,4 %	1,8 %
Reste du monde	733,4	746,3	1,8 %	22,9 %
Total monde	3 195,0	3 212,9	0,3 %	100,0 %

Tab I.1: Production mondiale de gaz naturel (Mtep : Million de tonnes équivalent pétrole) [4]

L'Algérie occupe une place importante dans la production mondiale de gaz naturel et est en croissance continue.

I.3.3 La consommation mondiale de gaz naturel.

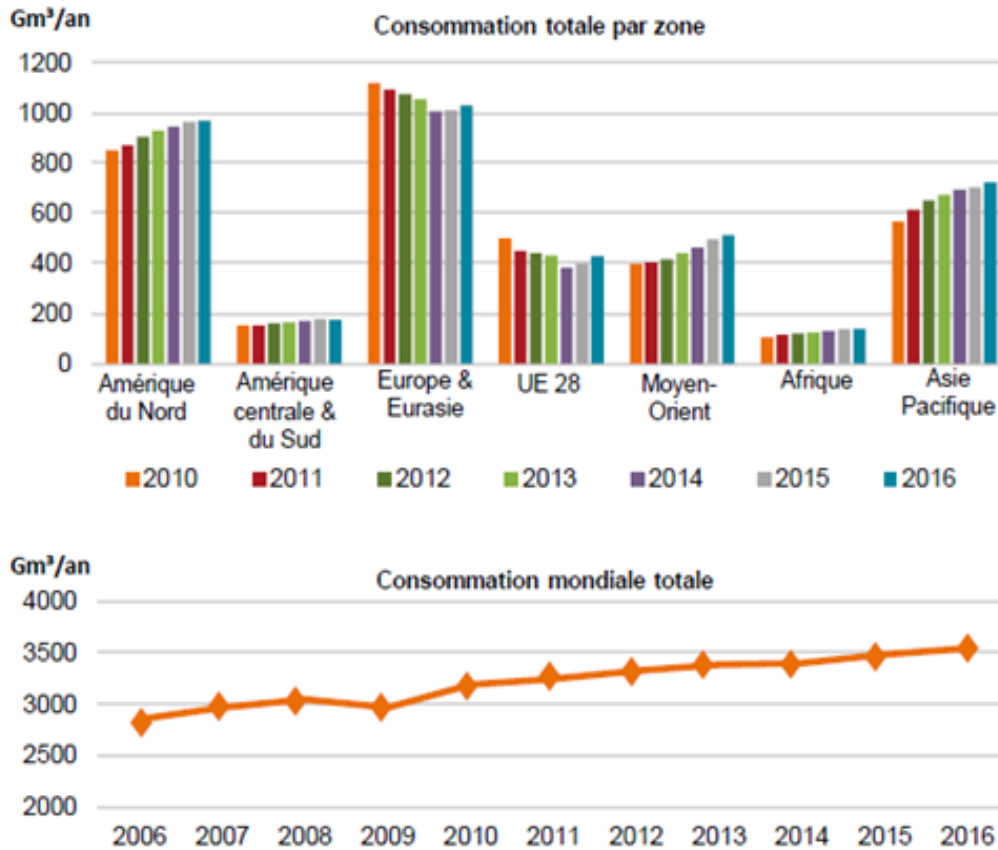


Fig. I.3 : Consommation mondiale de gaz naturel [3]

Les graphiques représentent l'évolution de la consommation de gaz naturel par zone et dans le monde au fil des années.

Le gaz est la troisième source d'énergie après le pétrole et le charbon. Mis à part une diminution en 2009, la consommation mondiale de gaz augmente au fil des ans, atteignant ainsi 3 542,9 Gm³ en 2016.

La consommation mondiale du gaz est tirée par la demande en Amérique et en Asie, sous l'effet conjugué d'une forte croissance économique et démographique, associée à des prix du gaz relativement bas. L'UE représente 12% de la consommation mondiale de gaz naturel.

I.3.4 l'évolution de prix du gaz sur les zones de marché principales

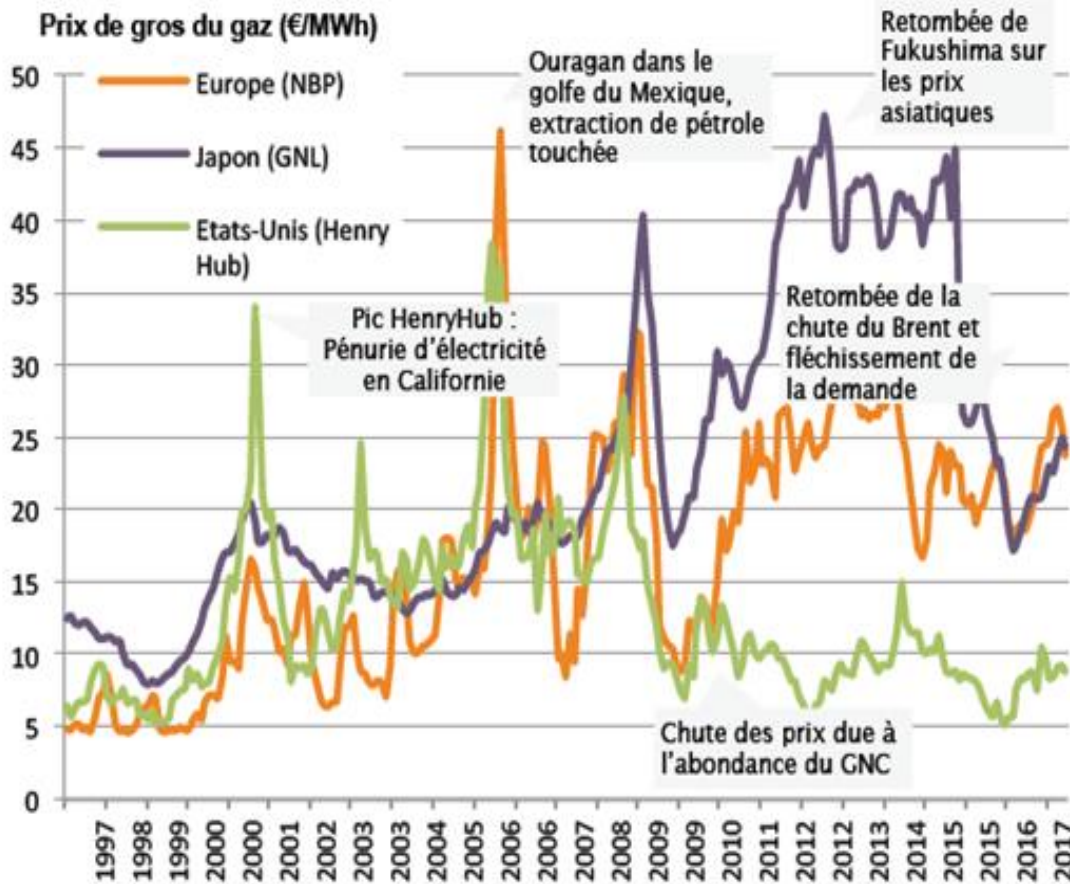


Fig. I.4 : Évolution des prix du gaz naturel sur les principales zones de marché.[3]

Ce graphique représente l'évolution des prix de gros sur les trois zones de marché principales : l'Europe occidentale, l'Amérique du nord et l'Asie du sud-est (assimilée au Japon).

Après une tendance globale sur les 3 zones plutôt en phase, une réelle divergence est apparue en 2009 : le prix du gaz en Asie s'est envolé, principalement suite aux conséquences de la catastrophe de Fukushima, et l'essor du gaz naturel non conventionnel aux Etats-Unis explique la baisse durable des prix sur le continent américain.

I.3.5 Le marché mondial du GNL

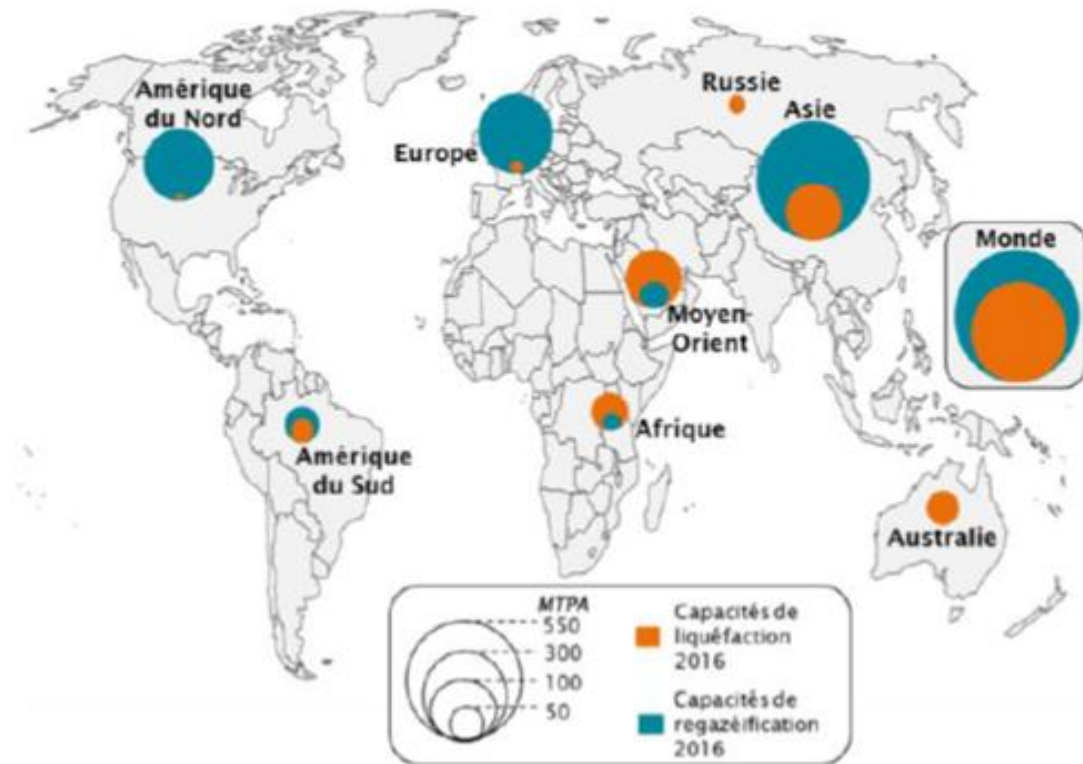


Fig. I.5 : Le marché mondial du GNL et regazéification .[3]

Cette carte représente les capacités de liquéfaction et de regazéification enregistrées en 2016 dans différentes zones géographiques.

Sous forme liquéfiée, le gaz naturel peut être transporté par bateau sur de grandes distances, facilitant ainsi les échanges à l'échelle mondiale. En 2016, 258 millions de tonnes (Mt) de GNL ont été commercialisées. Sous l'effet d'une forte demande (due à Fukushima notamment), la majeure partie du GNL a été réorientée vers l'Asie. À l'inverse, les livraisons de GNL ont été divisées par deux en Europe.

Par ailleurs, les capacités de liquéfaction et de regazéification totale ne cessent d'augmenter. Ainsi, la capacité totale de liquéfactions s'élevait à près de 340 Mtpa en 2016, tandis que la capacité mondiale de regazéification représentait 795 Mt.

I.4 Le gaz naturel en Algérie

I.4.1 Introduction

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel avec un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs campagnes sismique aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'mel, un premier forage (HR₁) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, Dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi-R'mel à Arzew, le condensât était évacué à Haouhd El Hamra via l'oléoduc «N°8 ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m³/j. Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.). [5]

I.4.2 Réserves de gaz naturel

En janvier 2014 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4.5 trillion mètres cubes représente 2.4% des réserves mondiale. La presque totalité des réserves découvertes à ce jour se situe dans la partie est du Sahara. Si nous analysons cette répartition géographique sur la base d'un découpage du domaine minier en plusieurs provinces pétrolières plus ou moins homogènes, nous constatons ce qui suit 50% des réserves initiales en place e en gaz sont renfermées dans les provinces de Oued Mya où est situé le gisement de Hassi Rmel, Puis viennent les bassins de Rhourde Nouss (19%), Illizi (14%), Ahnet Timimoun (13%), et enfin de Ghadamès qui ne contiennent pour le moment que 3% des réserves [6]

L'Algérie est mieux dotée en gaz naturel qu'en pétrole. Les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à 4500 Milliards de m³, soit trois fois les réserves de pétrole (12 Milliards de barils) En 2015 [7]

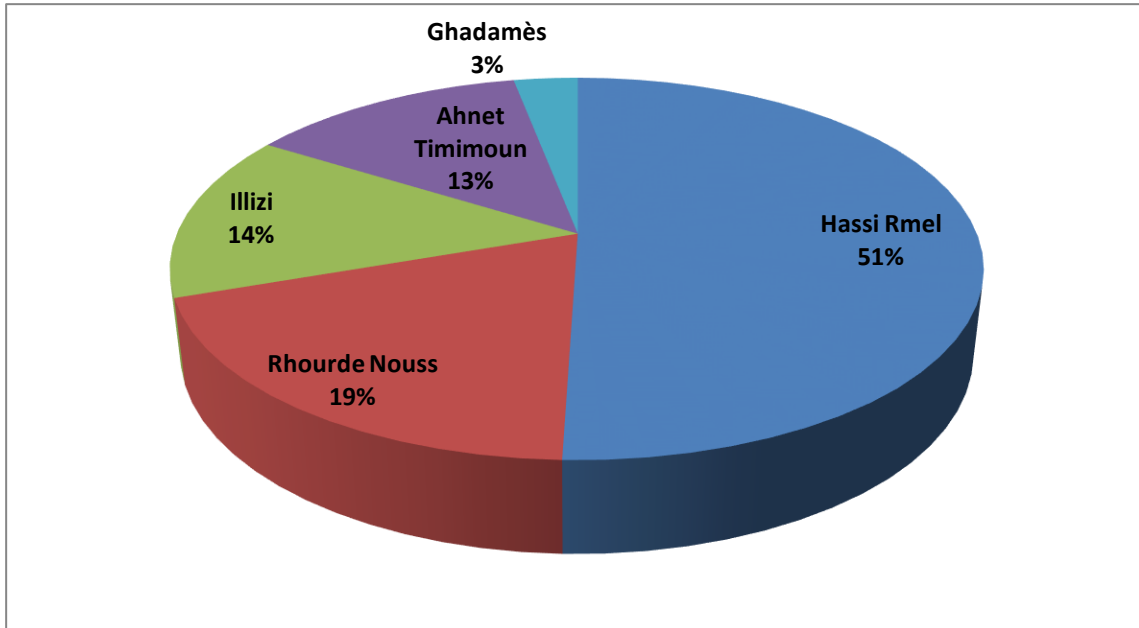


Fig. I.6: Distribution de gaz naturel en Algérie par champ

Plus d'une rangée de réserves de gaz naturel en Algérie se trouve dans le champ de Hassi-Raml,(51 %) ce qui en fait le champ le plus important en Algérie

I.4.3 Production de gaz naturel

En 2015, l'Algérie a produit 79.9 milliards de m³ de gaz naturel,

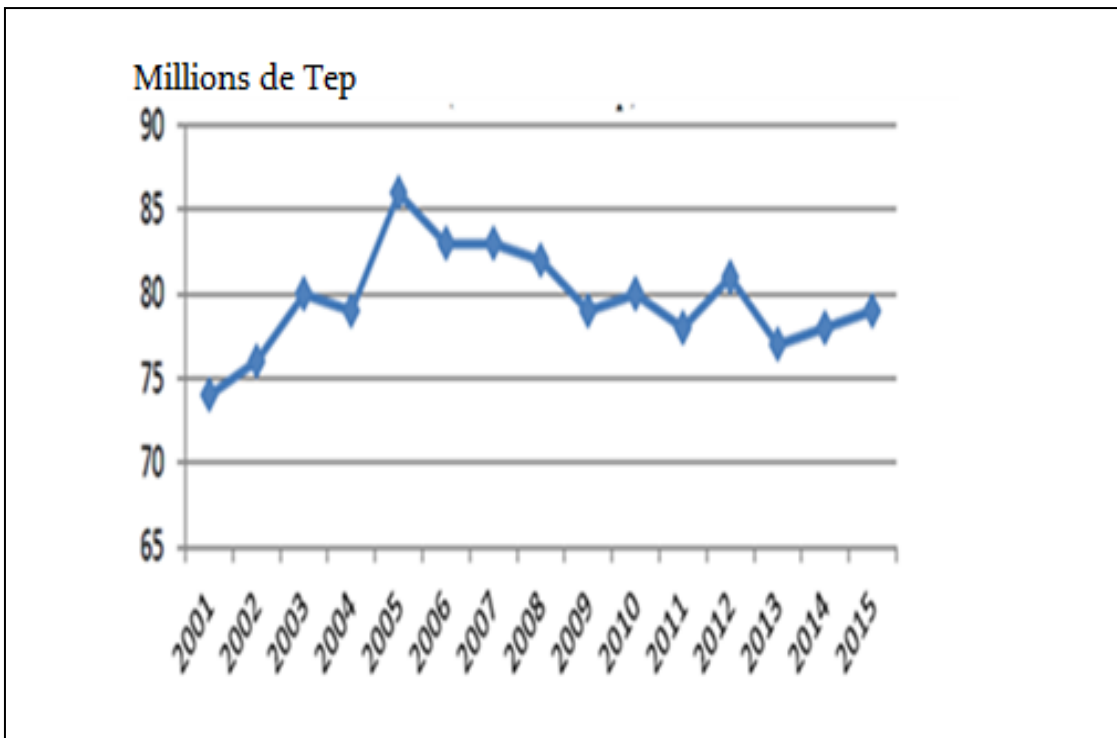


Fig. I.7 : Evolution de la production de gaz naturel en Algérie (2001-2015)

Cette tendance à la hausse de la production s'est inversée pour le pétrole à partir de 2007. Pour le gaz, malgré la baisse de 2009, la production s'est plus ou moins stabilisée pour commencer à augmenter en 2014 et 2015.

Et selon un rapport de Sonatrach (Septembre 2016) la production des hydrocarbures a connu un rebondissement durant les huit premiers mois de l'année 2016. La production de gaz a augmenté de 43% par rapport à la même période de l'année 2015. Selon le même rapport, le ralentissement de la production de ces dernières années est dû à un manque d'investissement et à un vieillissement des puits existants. Pour y faire face, Sonatrach, toujours dans le cadre de sa politique plus ambitieuse d'exportation, a boosté les investissements en 2016, en particulier dans l'exploration par les compagnies étrangères. Selon les responsables du secteur, la production d'hydrocarbures et surtout du gaz est désormais " dans sa phase de croissance ". [8]

I.4.4 Consommation du gaz naturel en Algérie

En 2014, l'Algérie a consommé 37.5 milliards de m³ de gaz naturel, soit 33.7 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole), en progression de 12.4 % en 2014 et de 70 % depuis 2004. Elle se classe au 27ème rang mondial avec 1.1 % de la consommation mondiale. Sa consommation absorbe 45 % de sa production

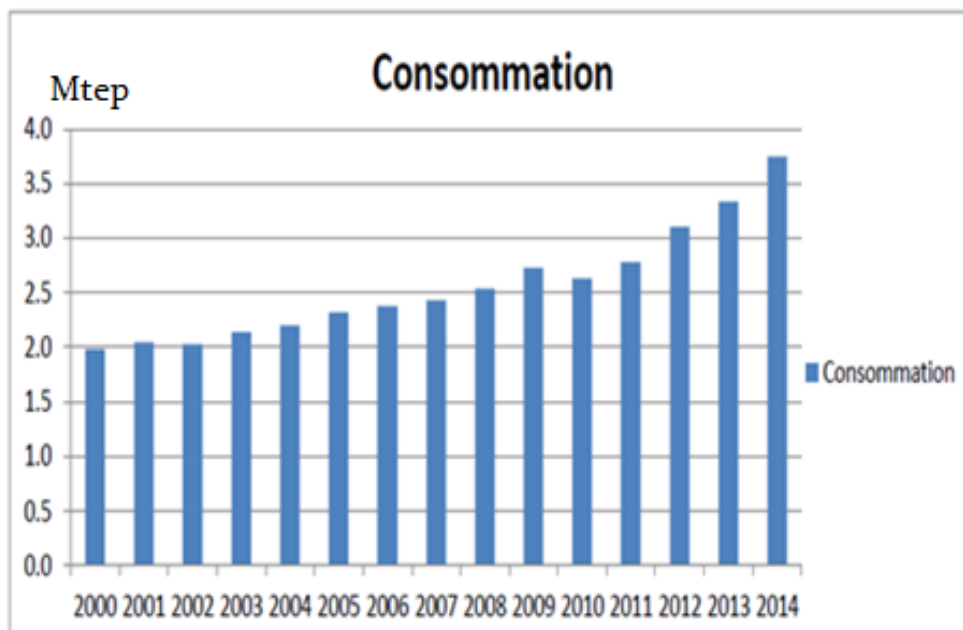


Fig. I.8: Evaluation de consommation des gaz naturel en Algérie

Il est utile de revenir sur un enjeu important pour l'Algérie, celui de l'arbitrage entre la couverture des besoins en gaz naturel à long terme du marché intérieur et les exportations [6].

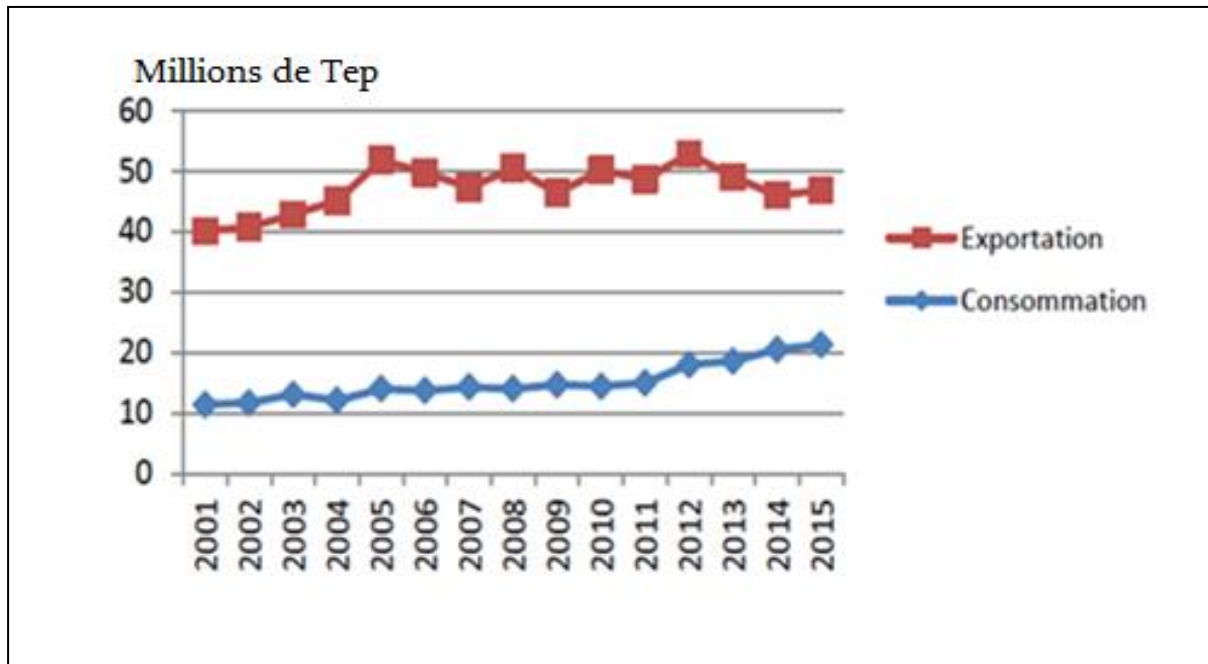


Fig. I.9 : Evolution de la consommation et de l'exportation de gaz en Algérie (2001-2015)

Il y a une grande différence entre les exportations de gaz de l'Algérie et la consommation intérieure (environ quatre fois) Jusqu'à la fin de 2011

Diminuer progressivement jusqu'à la fin de 2015 (les exportations doublent la consommation).

I.4.5 Le marché du gaz naturel en Algérie

La place des hydrocarbures algériens dans le marché mondial, L'Algérie est un modeste producteur de pétrole mais un important producteur de gaz (quatrième mondial) ; ce pays est depuis longtemps un mono-exportateur d'hydrocarbures (97% de ses exportations), en direction de l'Union Européenne, du Maghreb et des Etats-Unis, qui achètent une partie non négligeable de son GNL (gaz naturel liquéfié), Bien que l'Algérie soit un modeste producteur par rapport aux pays du Moyen Orient, son pétrole, et surtout son gaz, occupent une place importante dans les relations géopolitiques et économiques méditerranéennes.

I.4.6 L'importance des hydrocarbures algériens

-l'Algérie a d'importantes réserves de gaz naturel, source d'énergie moins polluante que le pétrole ou le charbon .

-les liens traditionnels de l'Algérie avec les pays du nord de la Méditerranée, dont la consommation en gaz augmente de plus en plus l'Algérie est le troisième fournisseur en gaz de l'Union européenne, précédée par la Russie et la Norvège.

-les pays importateurs doivent pouvoir compter sur des sources fiables d'approvisionnement, ce qui est le cas de l'Algérie. En 2010, 29 découvertes d'hydrocarbures ont été réalisées, au contraire d'autres pays, comme l'Irak, le Nigeria, le Venezuela ou l'Iran...

S'il est vrai que le pétrole nord-africain ne pourra jamais remplacer celui du Moyen Orient dans l'approvisionnement de l'Europe, le gaz par contre est susceptible de

devenir une source importante d'énergie et une véritable arme politique, comme le fut le pétrole dans les dernières décennies. [9]

I.4.7 Classement de l'Algérie en production du Gaz Naturel

L'Algérie occupe la dixième place dans le classement mondial en termes de production alors que sonatrach reste la 6e compagnie mondiale sur le plan des capacités productives dans le monde et la 4e compagnie mondiale en matière d'exportation de GNL.

Ceci, en attendant la mise en service de ses gazoducs reliant l'Algérie à l'Europe, tels que le Medgaz, en phase d'être réceptionné, et le Galsi, qui est en cours de réalisation et qui permettra de relier l'Algérie et l'Italie, via la Sardaigne, l'exportation de GNL se fait à travers le gazoduc Enrico-Mattei, qui fonctionne depuis 1983, par une connexion sous-marine avec la Sicile, via la Tunisie, et le gazoduc Pedro Duran Farrel, en cours d'exécution depuis 1996, avec une connexion sous-marine avec le sud de l'Espagne via le Maroc. Le pays fournit actuellement à l'Union européenne environ 12% de ses besoins en gaz naturel, grâce à deux gazoducs avec l'Italie et l'Espagne, et par des fournitures de plus en plus importantes de gaz naturel liquéfié (GNL). D'après les experts économistes « le monde est sur le point d'entrer dans l'âge d'or du gaz naturel, pour des raisons liées à l'abondance de ses réserves, à ses coûts très compétitifs, à ses atouts sur le plan environnemental et à sa part croissante dans la production d'électricité. » Pour sa part, Medgaz livrera à l'Espagne environ 8 milliards de mètres cubes de gaz par an et devrait augmenter les exportations.

gazières algériennes et partant sécuriser l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel.

Cela intervient à un moment où la compagnie Sonatrach est autorisée, dans le cadre de ce projet, à commercialiser près de 3 milliards de m³/an directement sur le marché espagnol au lieu d'un milliard de m³/an imposé, auparavant, par la Commission nationale espagnole de l'énergie (CNE), l'organisme régulateur du secteur en Espagne.

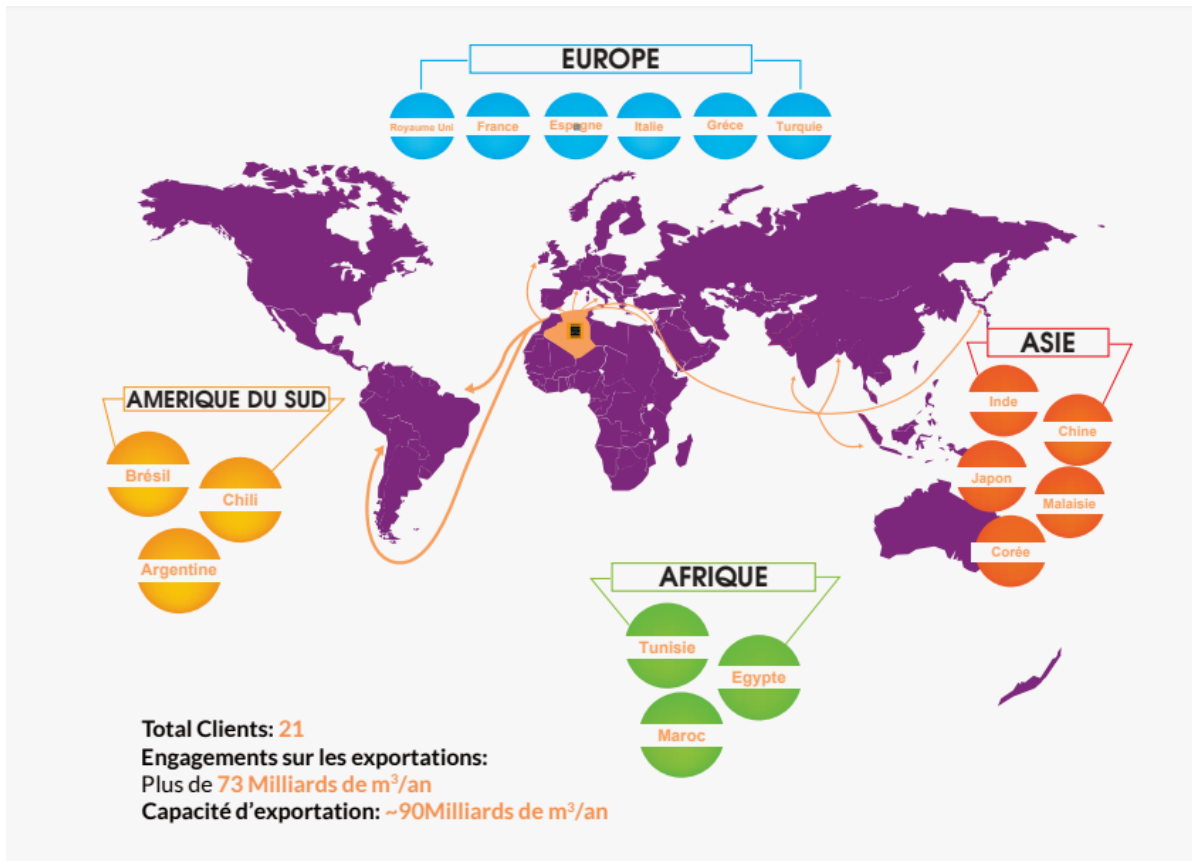


Fig. I.10 : L'Algérie, marchés gaziers internationaux [10]

I.5 Les étapes de l'extraction du gaz naturel

I.5.1 Exploration

Le pétrole et le gaz se trouvent dans les profondeurs du sous-sol depuis des millions d'années. Pour réaliser l'extraction des hydrocarbures, il faut creuser jusqu'aux gisements, enfouis jusqu'à plusieurs kilomètres sous terre. Des techniques de cartographie et de sismographie permettent d'identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables. Les études peuvent se réaliser sur terre (onshore) et en mer (offshore), selon deux techniques différentes : chocs ou vibrations sonores pour le sol et production d'onde sismique pour repérer les gisements en mer.

On emploie ensuite la technique du forage d'exploitation pour définir à quelle profondeur et où se trouve le gisement d'hydrocarbures. Les infrastructures mises en place sont souvent complexes et sont déterminées en fonction de la localisation et de la nature de la roche repérée. Le forage est soit fait à la verticale, soit à l'horizontale, lorsqu'il s'agit de gisement [11]

I.5.2 Extraction

Le gaz naturel est extrait en creusant un trou dans la roche, parfois jusqu'à 6 000 m de profondeur.

Le matériel employé dépend de la localisation de la poche de gaz et de la nature de la roche. Pour l'extraire tout dépend de la profondeur .

- Pour une formation peu profonde .

Un foret métallique rattaché à des câbles de forage effectue un mouvement de va-et-vient dans le sol.

- Pour une formation profonde .

Les gaz dissous dans la boue sont constamment analysés pour savoir si le forage est entrain de traverser une poche gazeuse. Grâce à des sondes, d'autres analyses permettent d'estimer l'étendue du gisement. Si les résultats du forage sont probants, des tests sont effectués pour que l'extraction soit la plus efficace possible en un minimum de temps, et d'autres forages sont mis en place. Le plus souvent, le gaz naturel sous pression sortira des puits sans intervention extérieure, par un tube spécial.

Parfois, il est nécessaire d'avoir recours à des équipements de pompage pour ramener le gaz à la surface.

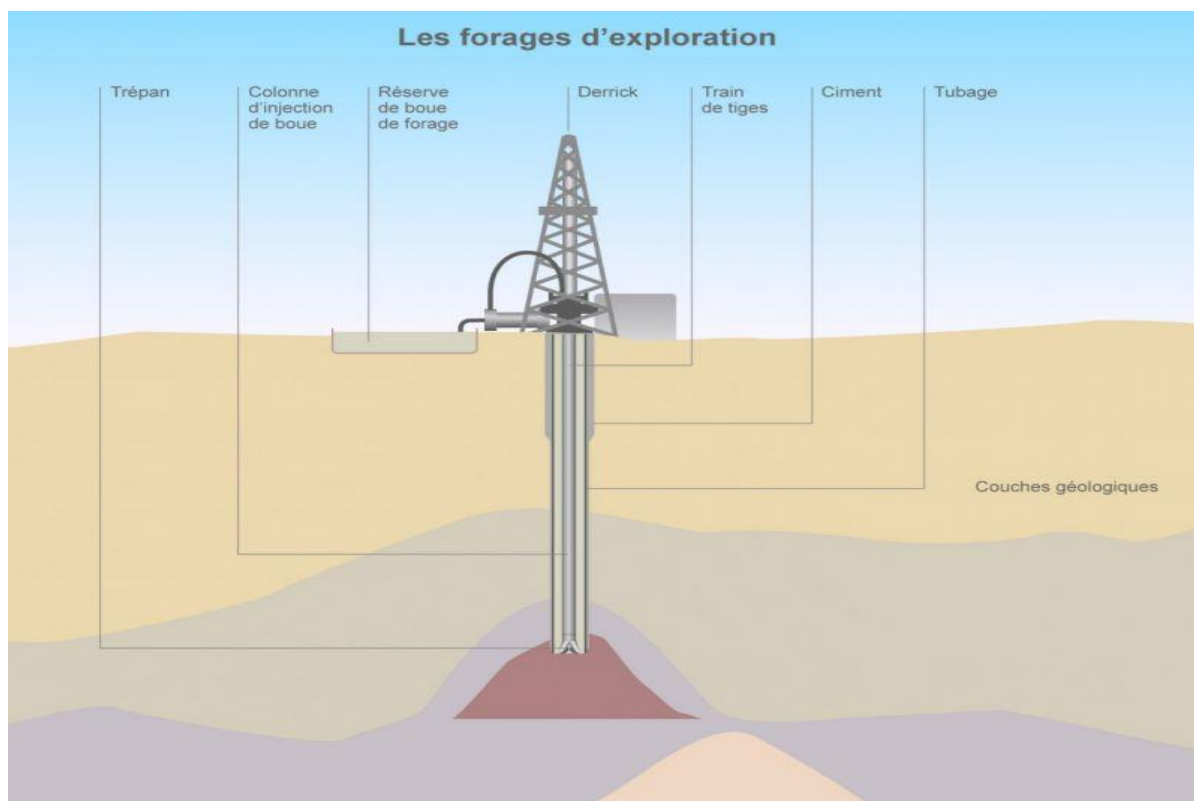


Fig. I.11 : Extraction du gaz naturel

Afin de protéger les nappes phréatiques traversées on fait appel à un multi tubage dans les couches géologiques supérieures, avec cimentation des espaces entre tubulures(**Fig. I.12**)

La durée de vie d'un gisement est variable : en général de 15 à 30 ans. Pour un gisement conséquent, cela peut aller jusqu'à 50 ans et pour les gisements en mer profonde, plus coûteux à exploiter, de 5 à 10 ans.

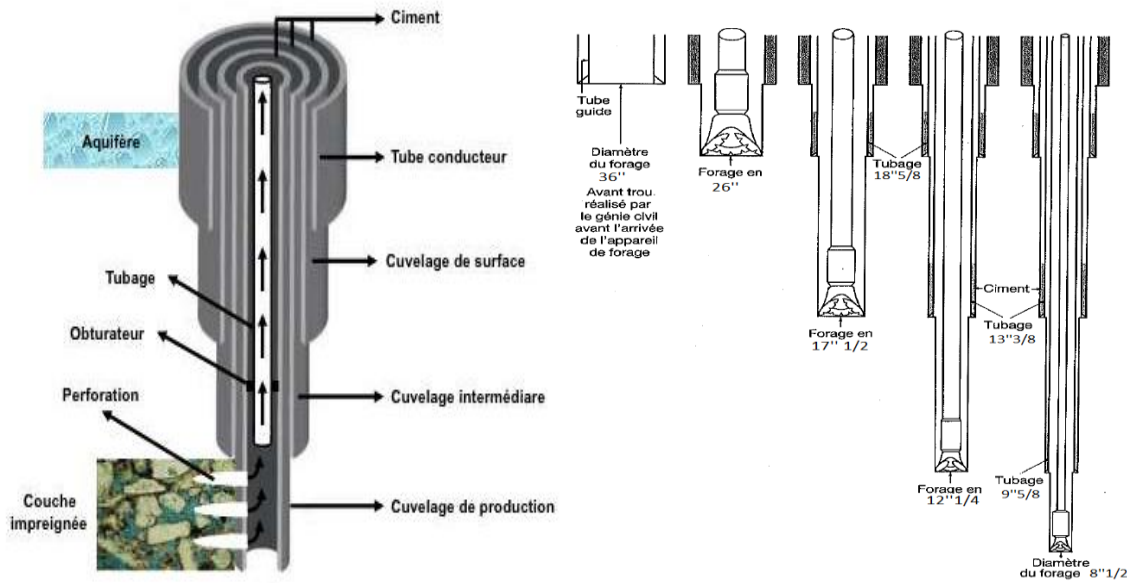


Fig. I.12 : Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (tubages) de diamètre décroissant

I.5.3 Traitement du gaz naturel

Le gaz naturel qui sort du puits n'est pas identique à celui utilisé par les consommateurs. Pour être utilisable, il doit être débarrassé de ses impuretés selon 4 étapes :

- la séparation éventuelle avec le pétrole
- la déshydratation
- la séparation avec les autres hydrocarbures (éthane, propane, butane, pentane) ;
- la séparation avec les sous-produits non combustibles (azote, gaz carbonique, hélium, soufre...), qui réduisent son pouvoir calorifique, ainsi qu'avec les composés corrosifs (soufre). [12]

I.5.4 Transport et stockage

Le gaz naturel doit être comprimé tous les 120 à 150 km par des stations de compression. Car c'est la différence de pression qui provoque le déplacement du gaz à une vitesse de 15 à 20 km/heure.

Le stockage est nécessaire pour assurer l'ajustement des consommations et des ressources en gaz à tout moment et offrir au consommateur une énergie disponible en permanence. Le gaz naturel est en général stocké dans d'anciens gisements de gaz ou de pétrole épuisés, dans des nappes aquifères ou des cavités salines . [13]

I.6 Impact du gaz naturel sur l'environnement

Le gaz naturel fait débat sur ses impacts environnementaux et peut être considéré comme une énergie propre ou un dangereux contributeur au réchauffement climatique en fonction du lobby représenté. La vérité est que le gaz naturel constitue un moindre mal en comparaison des autres hydrocarbures, mais que son impact écologique n'en demeure pas moins significatif.

Le gaz naturel impacte de façon négative l'environnement dans la mesure où sa combustion dégage du CO₂, principal contributeur à l'effet de serre. 55 kilogrammes de CO₂ sont ainsi émis pour un gigajoule de chaleur produite par la combustion du gaz naturel. Par ailleurs, la libération du méthane (le principal composant du gaz naturel) dans l'air à l'occasion de fuites sur les réseaux est hautement préjudiciable pour le climat (le méthane a en effet un impact sur le réchauffement climatique 25 fois supérieur à celui du CO₂). Enfin, la filière du gaz naturel inclut des infrastructures très lourdes (gazoducs, terminaux méthaniers) qui ont un impact important sur le territoire sur lequel ils sont construits et sur la consommation d'énergie locale (la liquéfaction du gaz naturel est un exemple de procédé très coûteux en énergie).

Toutefois, le gaz naturel émet moins de CO₂ que les autres hydrocarbures pour une même quantité de chaleur produite : le pétrole émet en effet 75 kilogrammes de CO₂ par giga joule de chaleur produit, et le charbon 100 kilogrammes. Le remplacement des centrales de production d'électricité fonctionnant au fioul et au charbon par des centrales au gaz permet donc de réduire les émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi les défenseurs du gaz naturel arguent que le gaz est une source d'énergie propre. Par ailleurs, la combustion du gaz naturel donne lieu à beaucoup moins d'émissions nocives (oxyde d'azote, micro-poussières) que les autres énergies fossiles.

[14]

Chapitre II :
Techniques d'extraction du gaz de
schiste

II.1 Introduction

Le gaz de schiste est un gaz contenu dans les roches sédimentaires argileuses très compactes et très imperméables.

Ces hydrocarbures proviennent de la transformation d'une roche riche en matière organique (la roche-mère) par augmentation de la température et la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques ces roches qui peuvent avoir une structure litée de schiste.

Contrairement au gaz naturel conventionnel qui est retenu dans une roche perméable permettant une exploitation facile, le gaz de schiste est piégé dans les porosités d'une roche rendue imperméable par l'argile qu'elle contient.

L'extraction du gaz de schiste particulièrement difficile et nécessite le recours systématique aux techniques combinées du forage dirigé et de la fracturation hydraulique à grands volumes particulièrement coûteuses. Les roches réservoir contenant du gaz de schiste peuvent aussi contenir de l'huile de schiste (pétrole), mais dans des proportions beaucoup plus faibles [15]

II.2 L'utilisation du gaz de schiste

Le gaz est utilisé comme :

- Production de chaleur : moyen de chauffage et de cuisson
- Le secteur industriel comme matière première pour l'industrie chimique
- La production d'électricité
- Les transports comme les bus ou les camions-bennes
- Initialement utilisé pour l'éclairage, son usage s'est développé après la seconde guerre mondiale et s'est accru en 1970. [12]

II.3 Gaz de schiste dans le monde

II.3.1 Les réserves internationales de gaz de schiste :

La figure II.1 couvre les formations de schiste les plus prometteuses dans un groupe de 41 pays qui démontrent un certain niveau relativement promesse à court terme et qui ont une quantité suffisante de données géologiques pour l'évaluation des ressources. La figure II.1 montre la localisation de ces bassins et les régions analysées. La légende de la carte indique deux couleurs différentes sur la carte du monde qui correspond à l'étendue géographique de cette évaluation .



Fig. II .1 : Répartition mondiale des grands bassins de gaz de schiste

- zones colorées rouges représentent l'emplacement des bassins avec des formations de schiste pour lesquels des estimations des ressources techniquement récupérables ont été fournies. Formations de schiste potentiels couvrent rarement un bassin entier.

- zones colorées en marron représentent l'emplacement des bassins qui ont été examinés, mais pour lequel de schiste estimations de ressources n'ont pas été fournies, principalement en raison de l'absence de données nécessaires pour effectuer l'évaluation. [16]

II .3.2 La production mondiale de gaz de schiste

A ce jour, trois pays produisent du gaz de schiste à l'échelle commerciale : les Etats-Unis, le Canada et la Chine.

- Aux Etats-Unis, le gaz de schiste y a été produit commercialement pour la première fois en 1998. En 2005, la production atteignait 730 milliards de pieds cubes par an (20 milliards de m³/an), soit 4 % de la production totale de gaz naturel ; en 2010, elle était d'environ 5000 milliards de pieds cubes/an (141 milliards de m³/an), représentant un quart de la production totale de gaz du pays.
- On remarque une stagnation de la production du gaz de schiste pour les trois dernières années probablement due au déclin des gisements les plus Productifs combiné à la chute du prix du gaz ces dernières années qui freine l'exploration de nouveaux puits ; le coût des forages devenant prohibitif par rapport aux bénéfices escomptés.

- Au Canada, la production de gaz de schiste en 2012 a atteint 750 milliards de pieds cubes par an (21 milliards de m³/an) au Nord-est de la Colombie britannique et 985,5 milliards de pieds cubes par an (28 milliards de m³/an) en Alberta. Ces volumes représentent 15% de la production totale en gaz du pays, selon un récent rapport de l'Office national de l'énergie, le gaz de schiste comptera pour 28% du gaz produit au Canada en 2035
- En Chine : la production était de 50 millions de m³ (1,8 milliards de pieds cubes) en 2012 (pour 60 puits). Pékin a atteint son objectif de 2015 qui était de 6,5 milliards de m³ par an avant d'atteindre entre 60 et 100 milliards de m³ en 2020 [17]

II .4 Gaz de schiste en Algérie

II .4.1 Introduction

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 quatrièmes 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 .[29]

II .4.2 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. [18]

Sept bassins potentiels identifiés

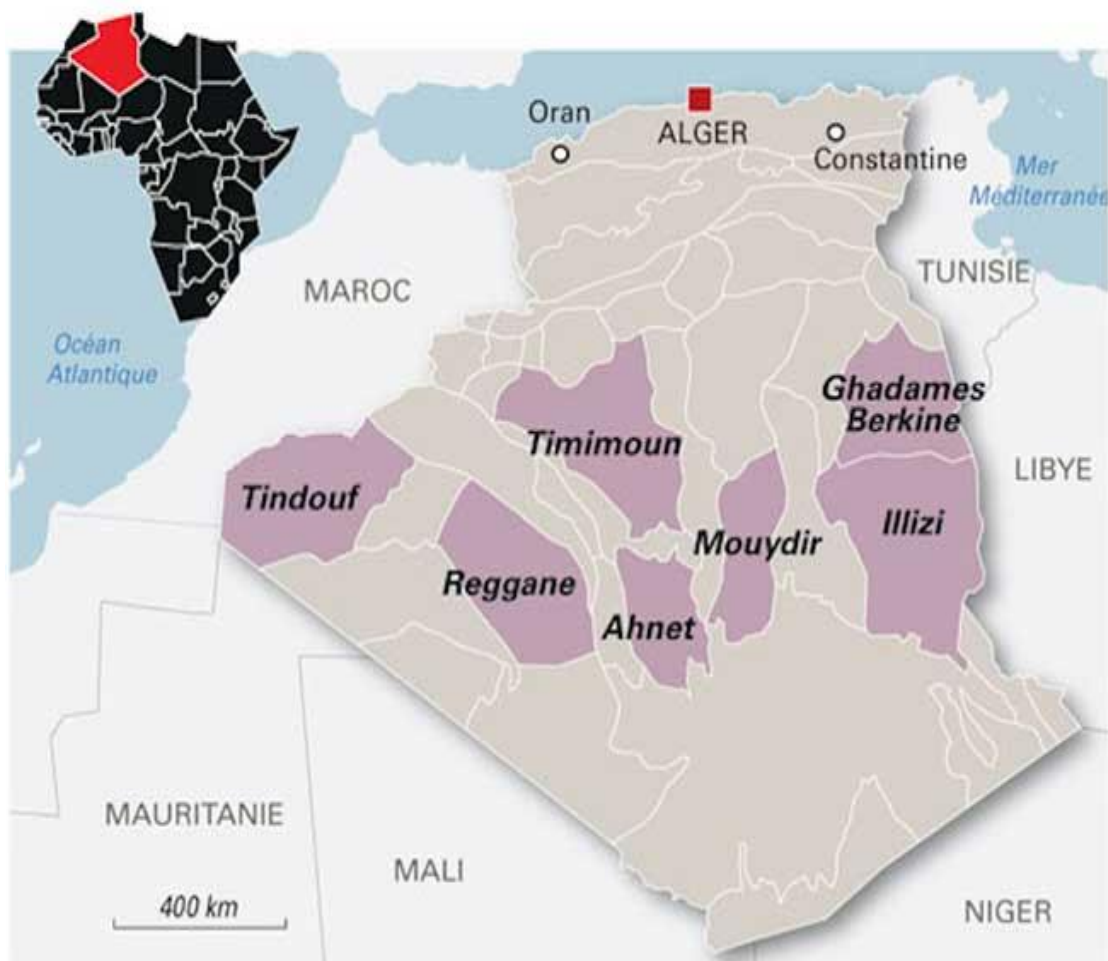


Fig. II .2 : bassins potentiels de gisements du gaz de schiste en Algérie

II .4.2 L'Algérie réalise son premier forage de gaz de schiste

rapporte l'Agence de presse algérienne (APS), effectué avec succès son premier forage pilote de gaz de schiste ce samedi 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 de gaz de schiste dans le bassin d'Ahnet, situé à In Salah, à 50 Km de Tamanrasset, selon M. Yousfi.

Le forage du premier puits, baptisé AHT1H1, a été achevé en quatre mois et la première fracturation hydraulique a été opérée «avec succès», a estimé le ministre. Il en veut pour preuve, la torche allumée indiquant la présence du gaz de schiste. [19]

, le ministre a assuré que 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 horizontal qui sera longue d'environ 1000 m² .[20]

II .4.3 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. [16]

II .4.4 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 le 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 Organic Composition) du schiste varie de 1,5% à 4%. [16]

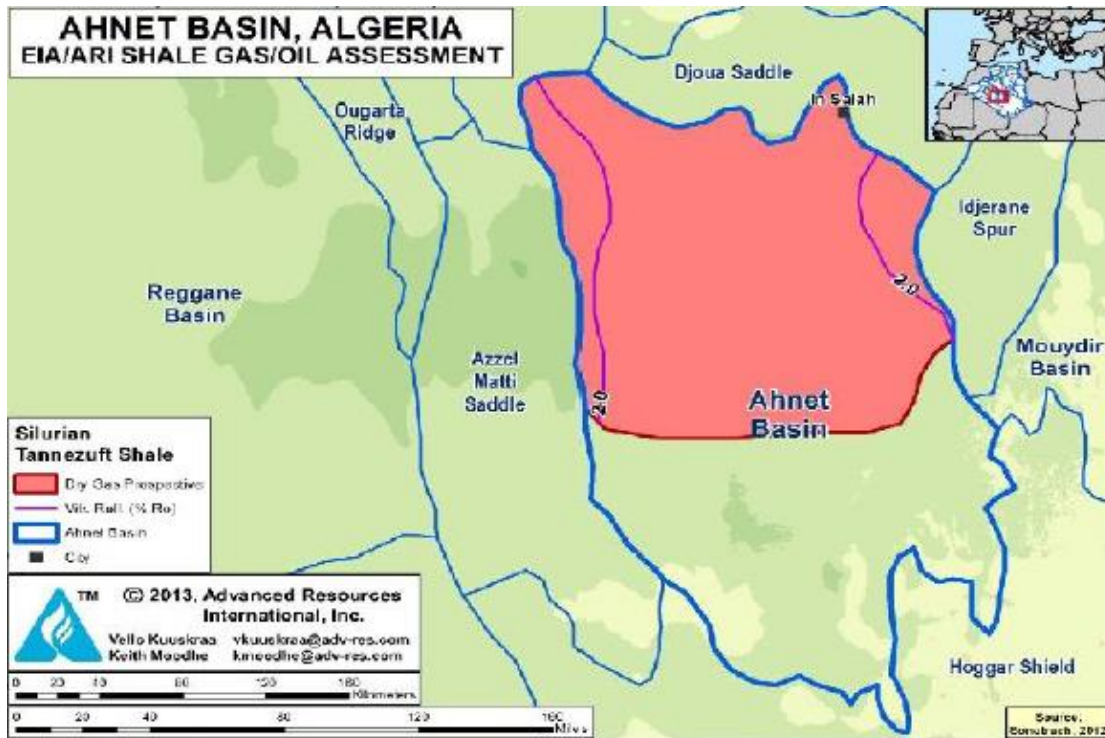


Fig. II .3 : Plan de bassin d'Ahnet [21]

II .4.5 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.) [21]

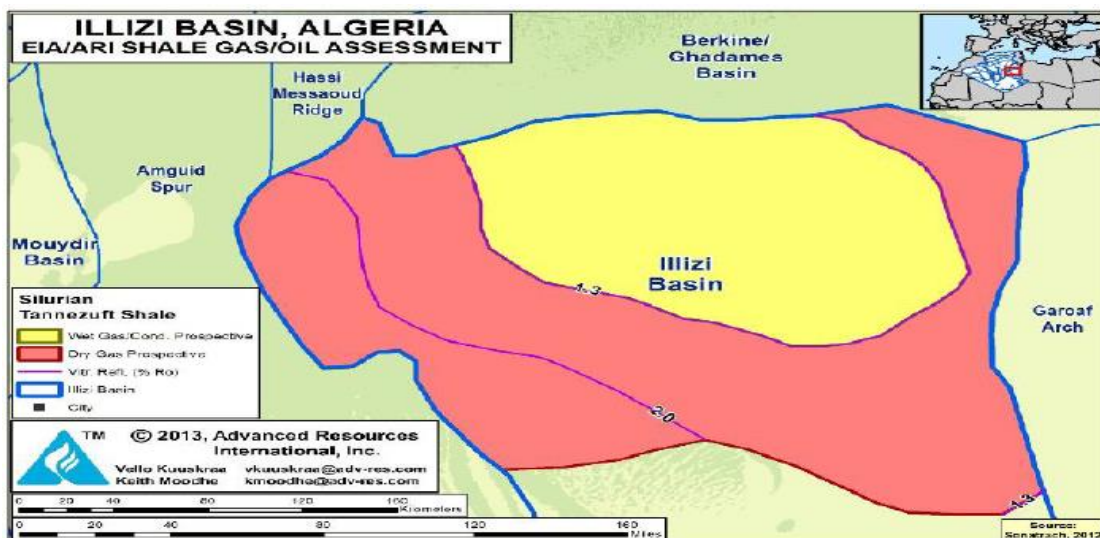


Fig. II .4 : Plan de bassin d'Illizi [16]

II .4.6 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 Tanezrouft et du Frasnien Dévonien supérieur

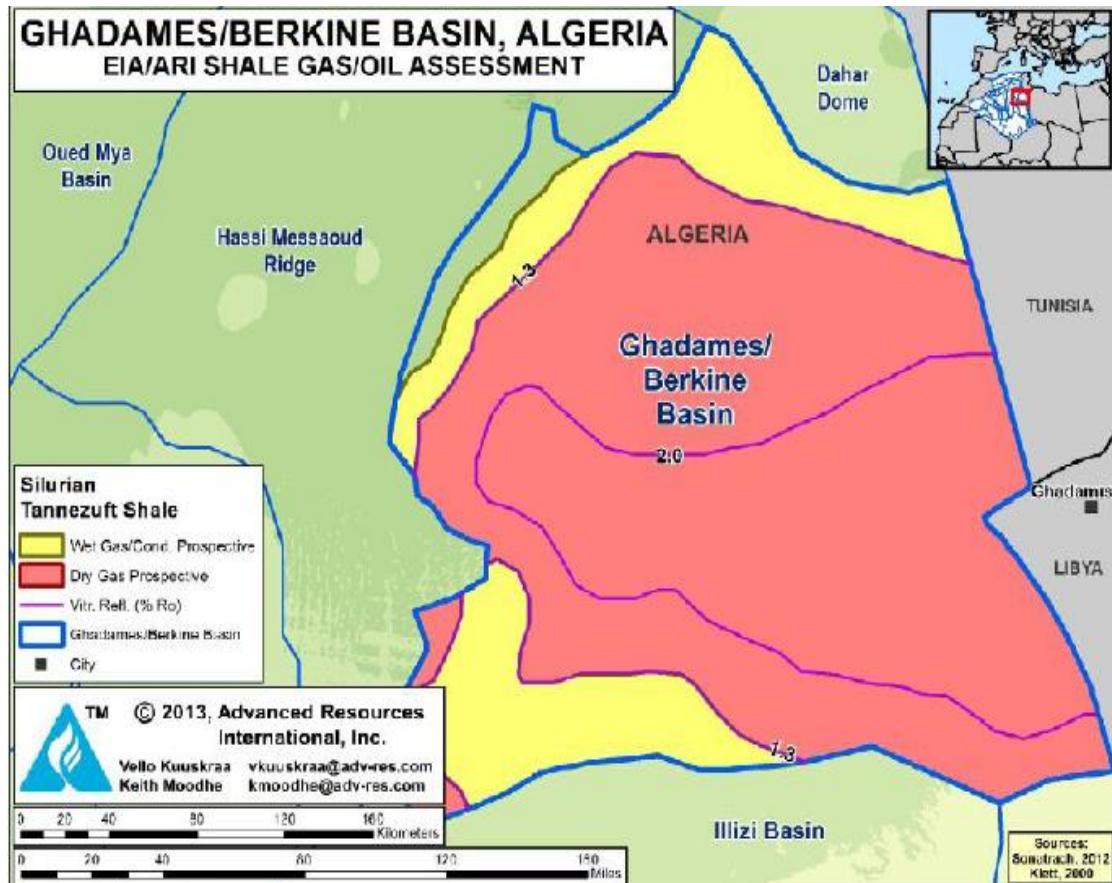


Fig. II – 5: Plan de Bassin de Ghadamès [16]

II.5 L'extraction du gaz de schiste

L'extraction de gaz de schiste Deux technologies permettent d'obtenir des productions viables :

1. Le forage horizontal qui augmente la section productrice de chaque puits (par rapport à un forage vertical)
 2. La fracturation hydraulique contrôlée qui permet d'améliorer la perméabilité de la roche
- Ces techniques sont connues de l'industrie et également utilisées en production conventionnelle. Les quantités de gaz extraites de chaque puits sont limitées, nécessitant un nombre important de puits pour une production significative [23]

II.5.1 Les forages horizontal

La très faible perméabilité des gisements non conventionnels implique que les hydrocarbures ne circulent pas librement au sein de ces derniers. Ainsi, si l'on implantait un simple forage à travers de telles unités géologiques, le gaz ne parviendrait pas à s'échapper librement et seules de très faibles quantités seraient libérées. Pour pouvoir exploiter le gaz que renferment les très petits pores de ce type de roche, il convient de la drainer en lui donnant une perméabilité artificielle. Autrement dit, pour rendre économiquement viable ce type de gisement, il va falloir stimuler la production afin d'en extraire plus de gaz qu'il n'en sortirait naturellement. Pour drainer ce type de roches et augmenter au maximum la surface de contact entre le forage et ces dernières, on recourt à des puits horizontaux, qui suivent la couche intéressante sur une grande longueur. Par ailleurs, pour créer des chemins de migration qui permettent au gaz prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, on crée des microfissures en injectant de l'eau sous très haute pression dans le puits. Cette technique est connue sous le terme de fracturation hydraulique. [24]

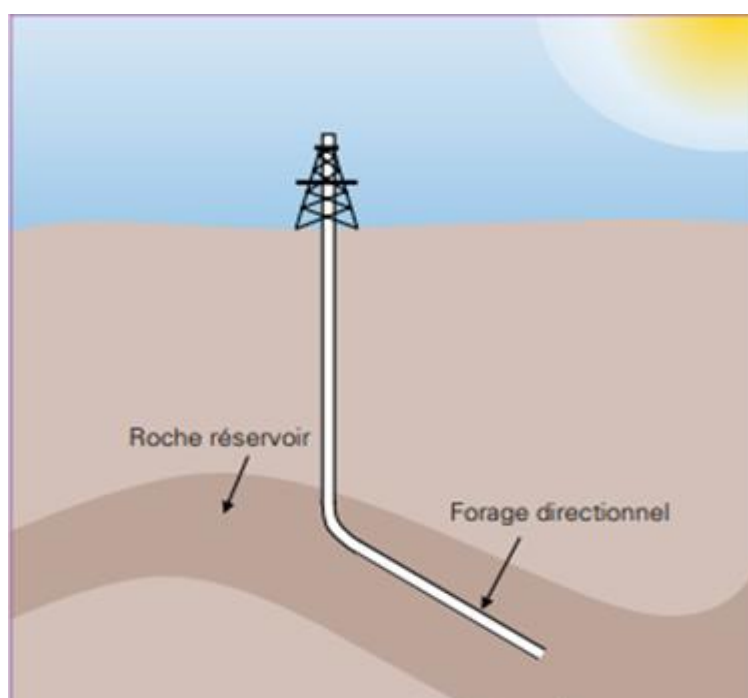


Fig II- 6 : Schéma de principe des forages directionnels (horizontal)

II .5.2 Avantages et Inconvénients des forages horizontal:

❖ Avantages :

- Permet le développement d'un champ qui ne peut pas être exploité commercialement (réservoirs à faible perméabilité) par les puits verticaux
- Permet l'augmentation de la production et cela en augmentant la surface de contact
- Améliorer le taux de récupération des réserves avec un meilleur drainage de la couche productrice
- Permet de réduire la vitesse du fluide donc réduire les venues sable et le phénomène de la turbulence (surtout dans le gisement de gaz à forte perméabilité)

❖ inconvénients:

- le coût additionnel
- les risques opératoires [25]

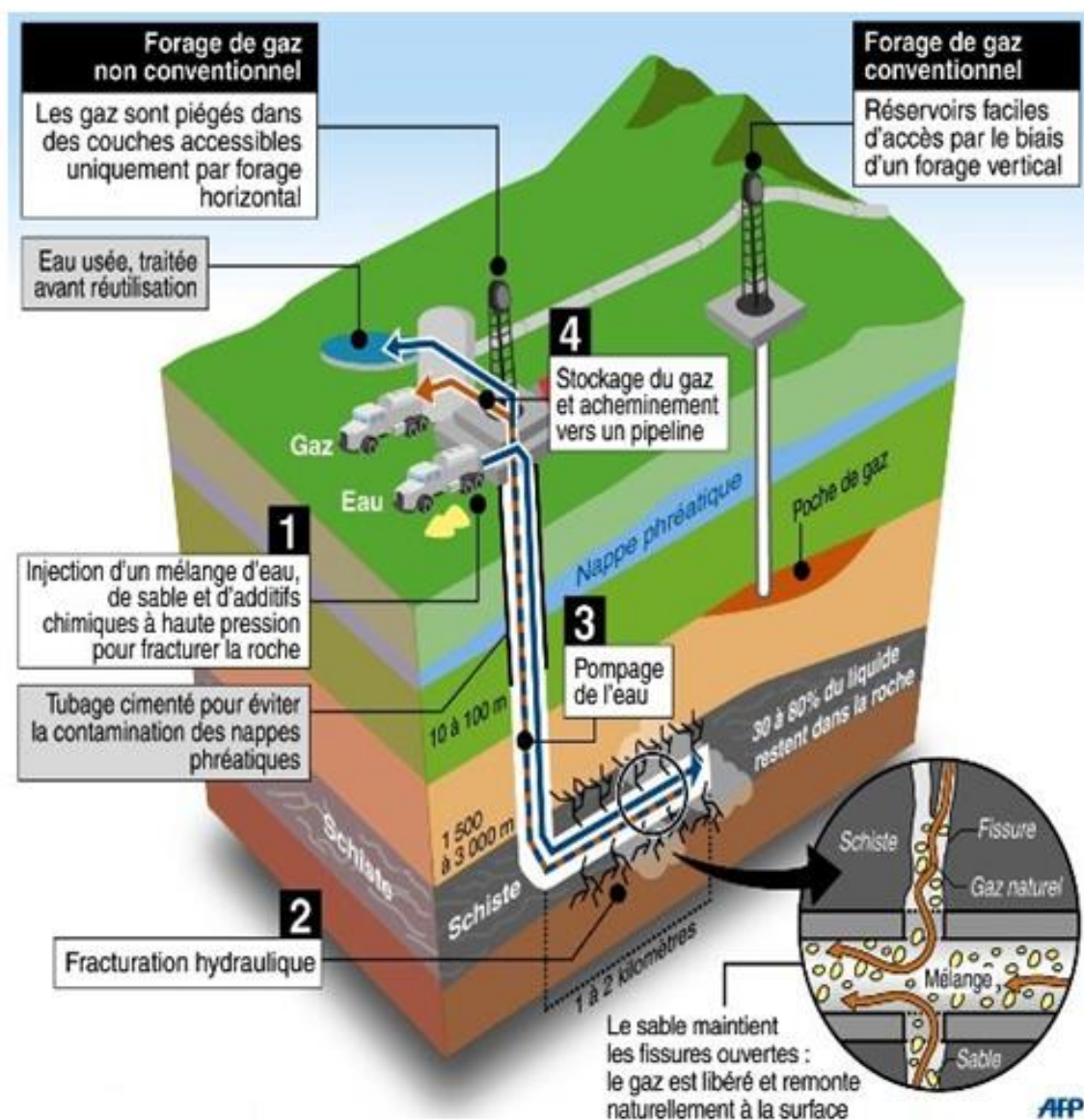


Fig. II .7 : Extraction du gaz de schiste

II .5.3 la fracturation hydraulique

Pour l'exploitation de gaz de schiste présent dans les roches peu perméable, il est nécessaire de créer artificiellement cette perméabilité. La technique utilisée, appelée « fracturation hydraulique », est une opération utilisée pour améliorer la perméabilité d'un réservoir, en pompant des fluides plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche de réservoir, et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits. [15]

II .5.3. a Le principe de la fracturation hydraulique

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter dans le gisement un mélange d'eau (~95 %), de sable (~5 %) et de produits chimiques (<0,2 %) à haute pression et en grande quantité pour fissurer la roche réservoir; et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur). [15]

La pression que le fluide doit avoir doit permettre de casser la roche et empêcher la fermeture immédiate. Une étude menée par Hubbert and Willis a estimé que la pression de l'eau nécessaire peut être estimée par au minimum 600 bar.[35]

procédé

1. Le puits est creusé, puis un tubage en acier est inséré.
 2. Les trous sont creusés à l'aide d'un pistolet perforateur spécial qui perce le tubage.
- L'opération de perforation est nécessaire et obligatoire sur les puits cuvelés, elle a pour objectif d'établir la communication entre le puits et la formation en réalisant des trous à travers le casing, le ciment et la formation pour permettre le passage du fluide entre la formation et la colonne ou le contraire .

La perforation surgi jet

Les avances récentes en technologie de pompage de puissance élevée fournissent un nouvel outil qui remplace le pistolet perforant courant. Ce nouvel outil utilise l'effet d'érosion par le sable pour traverser l'enveloppe métallique (l'acier de casing ou de LCP) et de pénétrer dans la formation.

L'opération surgijetting

Avant l'opération de surgijetting, il est nécessaire de passer par l'opération DepthPro, cette opération consiste à descendre un outil pour déterminer exactement l'intervalle de perforations (détecteur de joints). À la gamme de vitesse de 26 - 33 ft/min. Quand l'outil passe par le tube, l'eau traitée doit être pomper par l'outil à 0.5 bbl/min. Pendant l'opération, le logiciel enregistre exactement la profondeur et la pression en fonction de profondeur . [28]

L'opération de Plug & perf

Dans la partie horizontale du puits, le long du train de tiges, le dispositif de fracturation consiste en une succession de manchons perforés d'une longueur de quelques mètres qui serviront à injecter le fluide sous pression. En amont et en aval des manchons sont placés des « packers » destinés à isoler la zone d'injection du reste du trou. Les packers sont

actionnés depuis la surface : ils ont un diamètre initial identique aux manchons et on les « gonfle » mécaniquement pour les sceller contre les parois de la partie horizontale du trou. Le tubage est perforé au moyen de petites charges creuses au droit des manchons (opération plug and perf) ce qui permettra au fluide injecté de pénétrer dans la roche. Toutes ces opérations sont commandées depuis la surface par des moyens mécaniques (train de tiges), hydrauliques (pression de boue de forage) ou électroniques. [24]

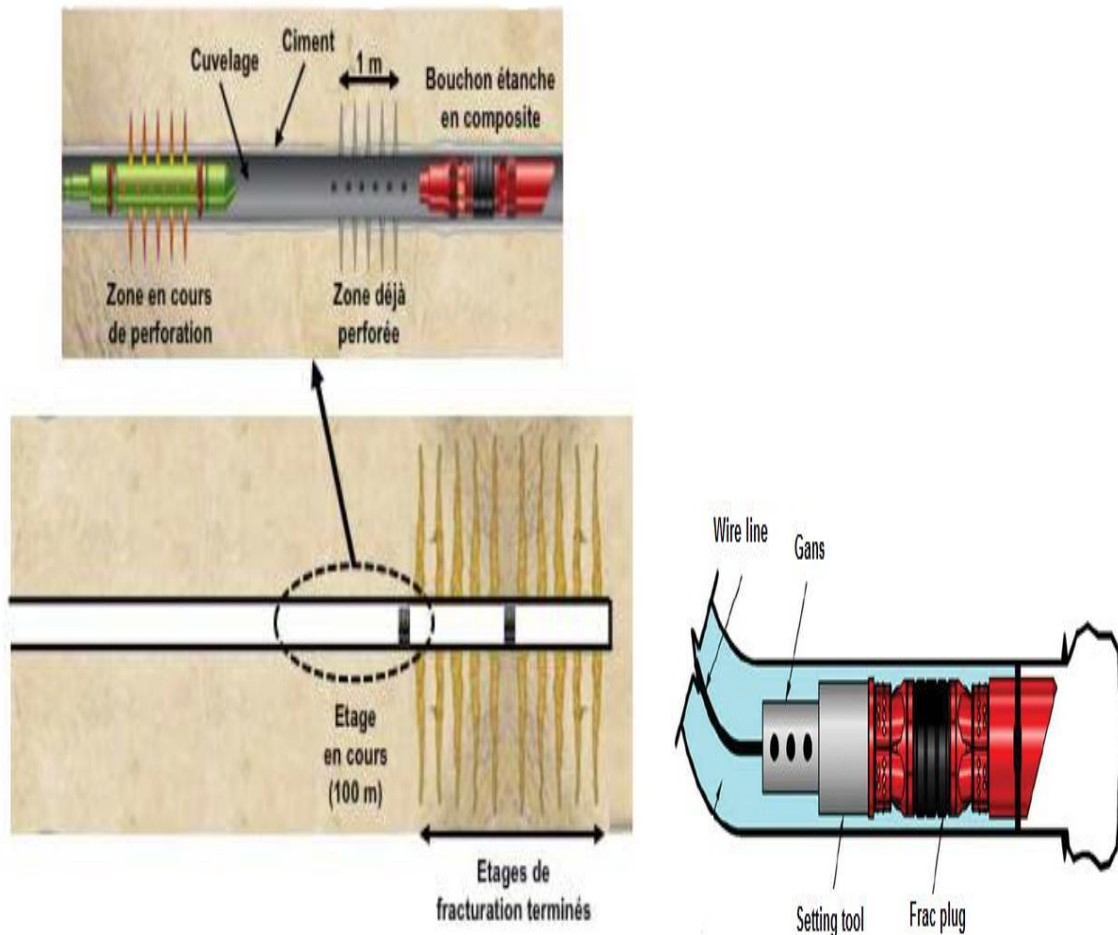


Fig. II .8 : Opération de perforation après bouchage du trou par un packer (Plug & perf) avant fracturation

3 - Du liquide est pompé sous haute pression par les orifices et dans la roche, qui est alors fissurée en raison de la pression.

4-Du sable imbibé de liquide est pompé dans les fissures.

Elles doivent maintenir ces fractures ouvertes, pour créer et conserver un « chemin » conducteur que les fluides (gaz, pétrole, eau) emprunteront pour facilement se déplacer jusqu'au puits d'extraction. On a d'abord utilisé du sable naturel, puis des grains de céramique fabriqués en usine à des diamètres et densités optimisés.

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits ; et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement. Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir

Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).

Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).

Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

le gaz piégé dans la roche s'échappe des fissures et remonte à la surface du puits.

II .5.3.b Fluide de fracturation

C'est le fluide (eau + sable ou microbilles + éventuels produits chimiques) injecté via le puits dans la roche à fracturer pour en extraire du fluide de formation. Ce fluide de fracturation a 3 fonctions principales :

Ouvrir et étendre un réseau de fractures.

Transporter divers agent de soutènement le long de fractures.

transporter des agents chimiques (dans le cas des hydrocarbures non-conventionnels) .

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique. Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

II .5.3. c But de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer un drain perméable dans la roche. Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit:

Modification des propriétés petro physiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité.

L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité.

L'augmentation du temps de récupération.

Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltine. [15]

II .5.3. d Les additifs de fluide de fracturation :

L'eau servant à la fracturation contient souvent des additifs chimiques pour l'aider à transporter l'agent de soutènement et elle peut être enrichie de sels après avoir été injectée dans les formations de schistes. [26]

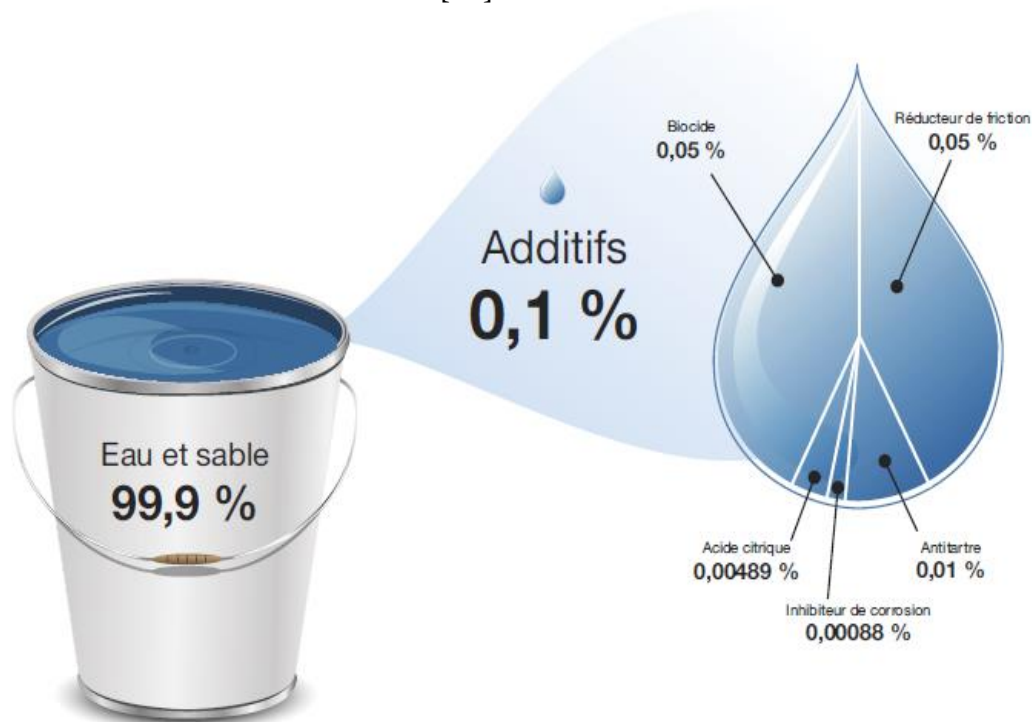


Fig. II .9: Composition du fluide de fracturation

Composition	But	Volume	%
Eau	Fracturation	15 000 m ³	94.69
Sable	Fracturation	850 m ³	5.17
Acides	Facilite la facturation	9 m ³	0.08
Polyacrylamide	Réduire la friction	7 m ³	0.06
Glutaraldehyde Méthanol	Bactéricide Inhibiteur de corrosion	7.5 m ³	0.05
BTEX	Lubrifiant	10m ³	0.09
Ethylène glycol	Anti dépôt	8 m ³	0.08

Tab.II.1: les additifs de fluide de fracturation [27]

II .5.3.e Equipements de fracturation hydraulique

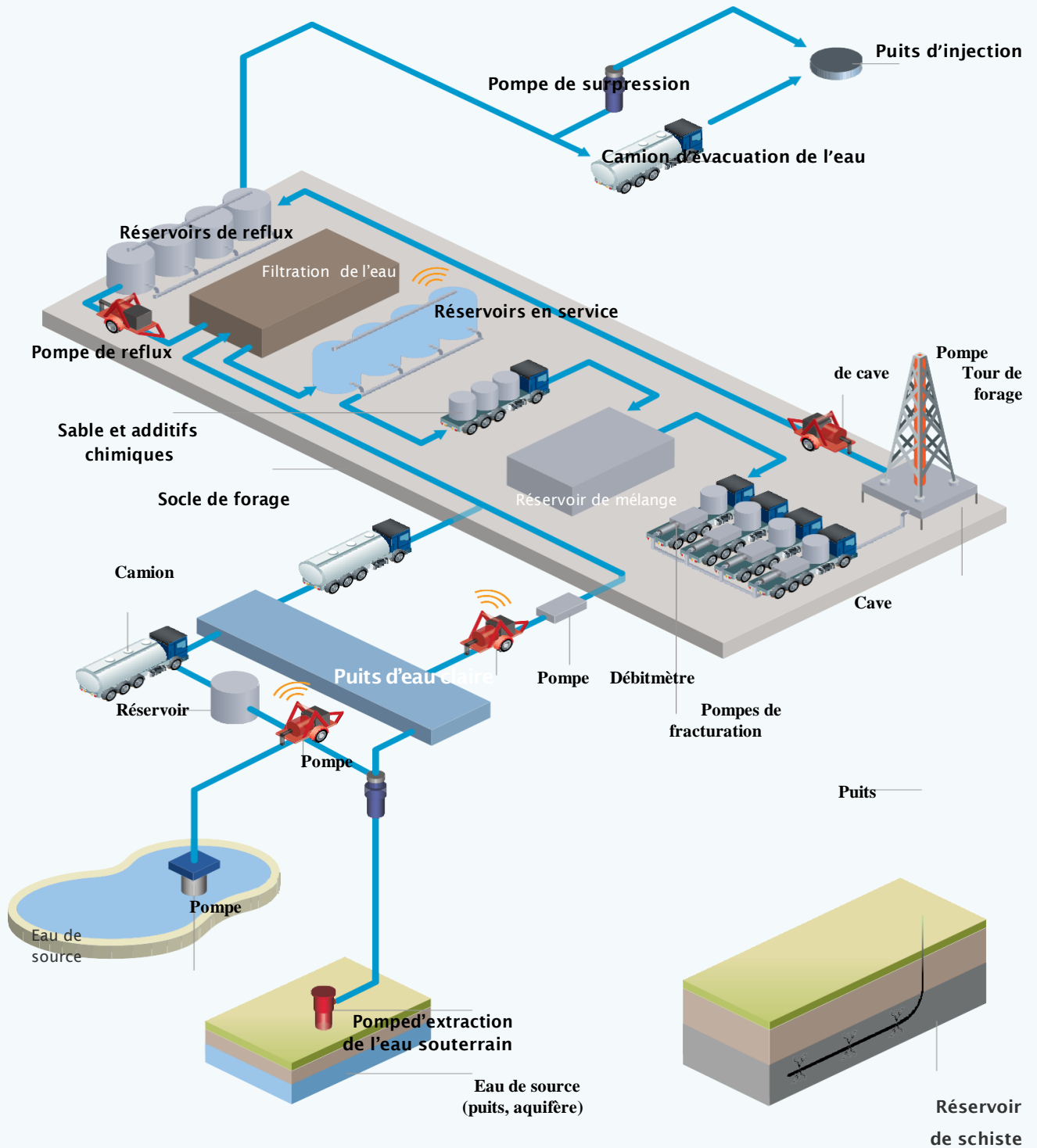


Fig. II . 10 : Equipements de la fracturation hydraulique [34]

I .5.4 Transport des gaz de schiste

On transporte les gaz dans des gazoducs. Un gazoduc est une canalisation exclusivement dédiée au transport de matières gazeuses sous pression. Il s'agit de tubes d'acier. La plupart des gazoducs sont terrestres, comme ceux qui acheminent le gaz russe vers l'Union Européenne. Dans ce cas ils sont soit enfouis dans les zones habitées, soit posés sur le sol en zone désertique. Il existe également des gazoducs sous-marins lorsque l'exploitation des gaz se trouve en pleine mer. C'est le cas des gazoducs reliant les gisements norvégiens aux terminaux européens ou ceux reliant l'Afrique du Nord à la Sicile. [12]

Chapitre III :
Analyse du Coût de Gaz de schiste et
Impact environnemental

III.1. Introduction

Physiquement et chimiquement, rien ne différencie un hydrocarbure non conventionnel d'un hydrocarbure conventionnel : il s'agit toujours de pétrole ou de gaz naturel, principalement composé de méthane CH_4 . Le classement d'un hydrocarbure dans l'une ou l'autre catégorie tient aux conditions d'accumulation de cet hydrocarbure dans le sous-sol et aux types de technologies à mettre en œuvre pour l'en extraire. L'industrie pétrolière nomme conventionnels les gisements contenus dans des roches poreuse et perméables et dont l'exploitation est relativement facile ; elle nomme non conventionnels tous les autres, la limite entre les deux notions évoluant cependant au cours du temps avec les progrès de la technologie.[23]

III. 2. Réserve de gaz en Algérie

Le gaz naturel algérien est largement concentré dans le champ de Hassi-Raml, contrairement au gaz de schiste, mieux distribué dans six champs en quantités beaucoup plus importantes que le gaz naturel (Fig.III. 1)

Cette distribution est d'une grande importance en termes de coûts d'exportation car elle est proche des importateurs.

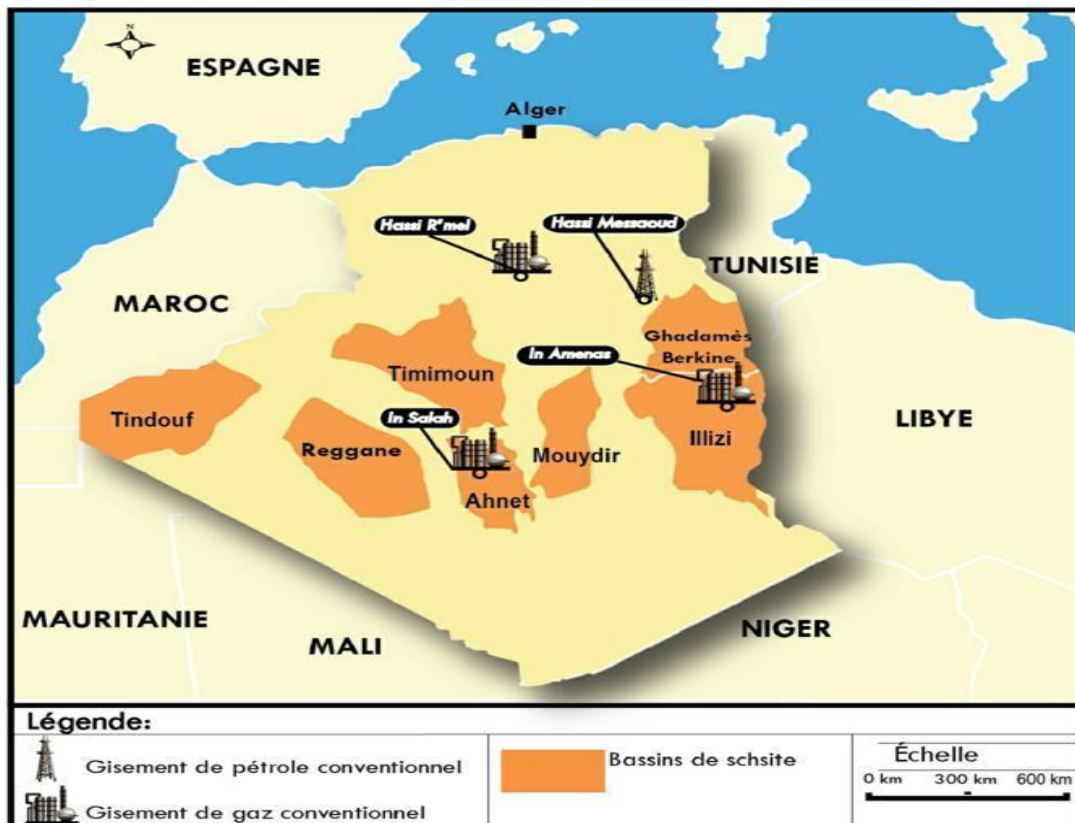


Fig. III.1 : Distribution de Bassins de gaz naturel et gaz de schiste en Algérie

Les bassins de gaz rocheux sont situés en Algérie le long de la ligne du désert d'est en ouest.(Tindouf – Reggane - Timimoon – Ahnet - Mouydire -Illizi – Ghedamés(Berkine)) .

Les bassins de gaz naturel sont situés en deux points principaux In Salah située au cœur du Sahara et Hassi-Raml situé à 550 km au sud d'Alger .

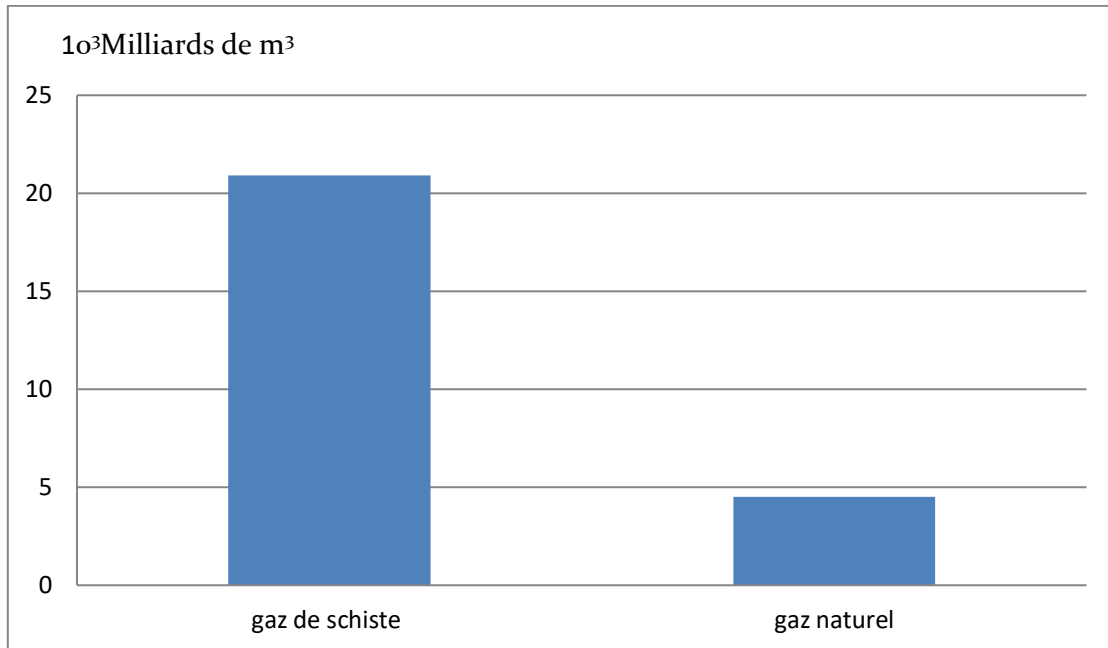


Fig. III.2: Réserves du gaz naturel et gaz de schiste en Algérie

Les réserves de gaz de schiste en l'Algérie sont d'environ 20900 Milliards de m³, et le gaz naturel environ 4500 Milliards de m³, Ainsi, le gaz de schiste apporte une solution au problème de l'épuisement des réserves de gaz en Algérie.

III. 3. Méthodes d'extraction du gaz

Le processus de découverte est similaire dans les deux cas (non conventionnel et conventionnel), qui repose sur deux techniques différentes: chocs ou vibrations sonores pour le sol et production d'onde sismique pour repérer les gisements en mer. L'utilisation de la technique du forage d'exploitation pour définir à quelle profondeur et se trouve le gisement d'hydrocarbures.

Les infrastructures mises en place sont souvent complexes et sont déterminées en fonction de la localisation et de la nature de la roche repérée. Le forage est fait à la verticale, soit à l'horizontale.

Dans le cas du gaz de schiste, le forage est plus profond que dans le gaz conventionnel, en plus de l'inévitabilité du forage horizontal.

Un site d'hydrocarbure conventionnel permet de produire pendant toute la durée de vie de son exploitation, environ de 70 à 80 % du gaz contenus dans la roche, les sites non conventionnels vont restituer seulement de 15 à 20 % de gaz. Les volumes produits

de gaz non conventionnels vont décroître rapidement au cours des premières années : sur une durée de production d'une quinzaine d'années environ, 80 % de la production totale d'un puits peut être obtenue lors des 3 à 4 premières années. Lorsque l'exploitation est économiquement justifiée, cela conduit à multiplier le nombre de puits. [30]

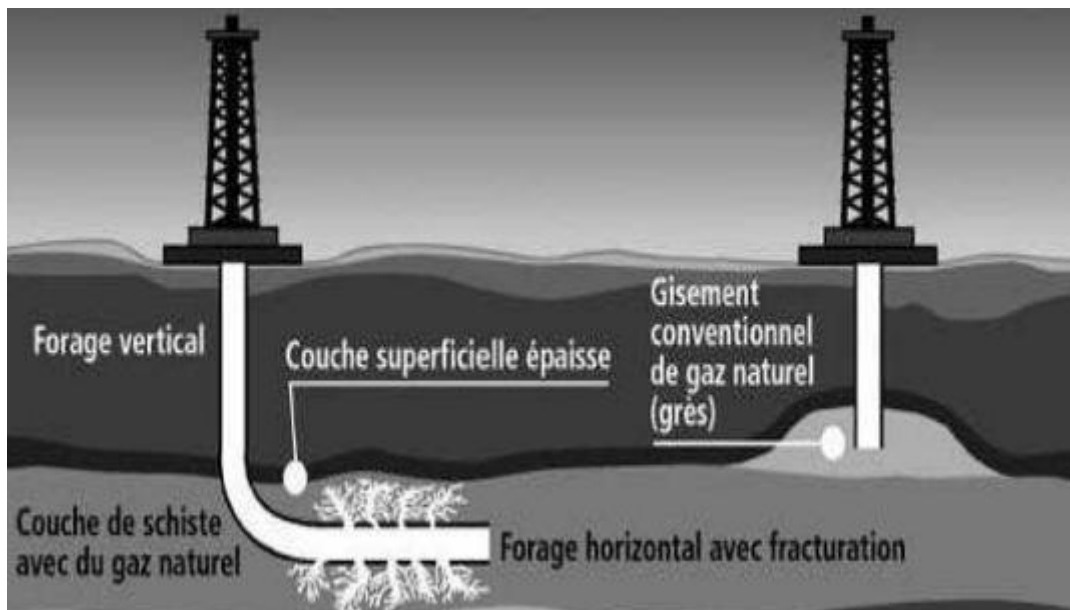


Fig. III .3: l'extraction de gaz naturel et le gaz de schiste

Le gaz dans l'ensemble est extrait en creusant un trou dans la roche, Parfois jusqu'à 6000 m verticaux et de 2000 à 3000 m horizontalement .

Le matériel employé dépend de la localisation de la poche de gaz et de la nature de la roche. Pour l'extraire tout dépend de la profondeur

Un foret métallique rattaché à des câbles de forage effectue un mouvement de va-et-vient dans le sol.

Les gaz dissous dans la boue sont constamment analysés pour savoir si le forage est entrain de traverser une poche gazeuse. Grâce à des sondes, d'autres analyses permettent d'estimer l'étendue du gisement. Si les résultats du forage sont probants, des tests sont effectués pour que l'extraction soit la plus efficace possible en un minimum de temps, et d'autres forages sont mis

en place. Le plus souvent, le gaz naturel sous pression sortira des puits sans intervention extérieure, par un tube spécial.

Pour le gaz de schiste, le forage horizontal doit être effectué après un forage vertical en raison de la nature des roches et pour drainer ce type de roches et augmenter au maximum la surface de contact entre le forage et Le rocher mère .

Par ailleurs, pour créer des chemins de migration qui permettent au gaz prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, on crée des microfissures en injectant de l'eau sous

Chapitre III :Analyse du Coût de Gaz de schiste et Impact environnemental

très haute pression dans le puits. Cette technique est connue sous le terme de fracturation hydraulique.

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter dans le gisement un mélange d'eau (~95 %), de sable (~5 %) et de produits chimiques (<0,2 %) à haute pression et en grande quantité pour fissurer la roche réservoir; et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur)

Cependant Le gaz de schiste ne peut s'extraire que par la multiplication des puits de forage (environ 1 puits tous les 0.5 à 4 km).

III.3.1.Durée de l'extraction

Opérations	Gaz de Schiste	Gaz conventionnels
Construction du site et des routes d'accès	4 semaines	4 semaines
Préparation pour le forage (installation équipement)	2 jours	2 jours
Forage Vertical et/ou horizontal (travail de la foreuse jour et nuit)	12 jours (280,89 heures)	10 jours (224,7 heures)
Préparation pour le forage horizontal	5 à 30 jours	/
Préparation pour la fracturation hydraulique	30 à 60 jours	/
Fracturation hydraulique (travail des pompes non stop)	Injection pure = 42 heures pour 10 fracturations hydrauliques.	/
Reflux de l'eau de la fracturation hydraulique et traitement	Durée des 2 étapes : 2 à 8 semaines Durée du traitement de l'eau: 100 heures	/
Elimination des déchets	1 semaine	1 semaine
Test du gaz et nettoyage du puits	0,5 à 30 jours	0,5 à 30 jours
TOTAL	[100,25-226,75 jours]	[47-77 jours]

Tab III.1 : Temps d'extraction du gaz de schiste et gaz naturel

Il est à noter que la période d'extraction du gaz de schiste est deux fois celle du gaz naturel (100.25 à 226.75 / 47 à 77) jours Respectivement , ce qui augmente le coût d'extraction.

III.3.2.La quantité de gaz émise dans le processus d'extraction

Etapas	Gaz Naturel Conventionnel			Gaz de Schiste		
	Emissions de CH ₄ (kg)	Emissions de CO ₂ (kg)	Emissions de N ₂ O (kg)	Emissions de CH ₄ (kg)	Emissions de CO ₂ (kg)	Emissions de N ₂ O (kg)
Construction du puits et installation des équipements	880 200	/	/	880 200	/	/
Complétion du puits	699	/	/	168 202	/	/
Déchargement des liquides	52 143	/	/	/	/	/
Travaux	42			42	/	/
Fracturation hydraulique	/	/	/	216 000	/	/
Autres sources d'émissions ponctuelles	2966	/	/	2966	/	/
Autres émissions fugitives	40 392	/	/	40 392	/	/
Emissions fugitives des valves	104 148	/	/	104 148	/	/
Dégazage et brulage du gaz envoyé à la torchère	41 500	6 657 000	145,8	41 500	6 657 000	145,8
TOTAL	1 122 090	6 657 000	145,8	1 453 450	6 657 000	145,8

Tab III- 2: La quantité de gaz émise dans le processus d'extraction
Les émissions de CO₂ et N₂O sont égales dans les gaz naturel et gaz de schiste environ 6657000 kg Co₂ et 145.8 kg No₂ ,mais pour le méthane, où les gaz de schiste émettent environ 145 345 kg et gaz naturel 1122090 kg .

III.4. Coûts d'extraction

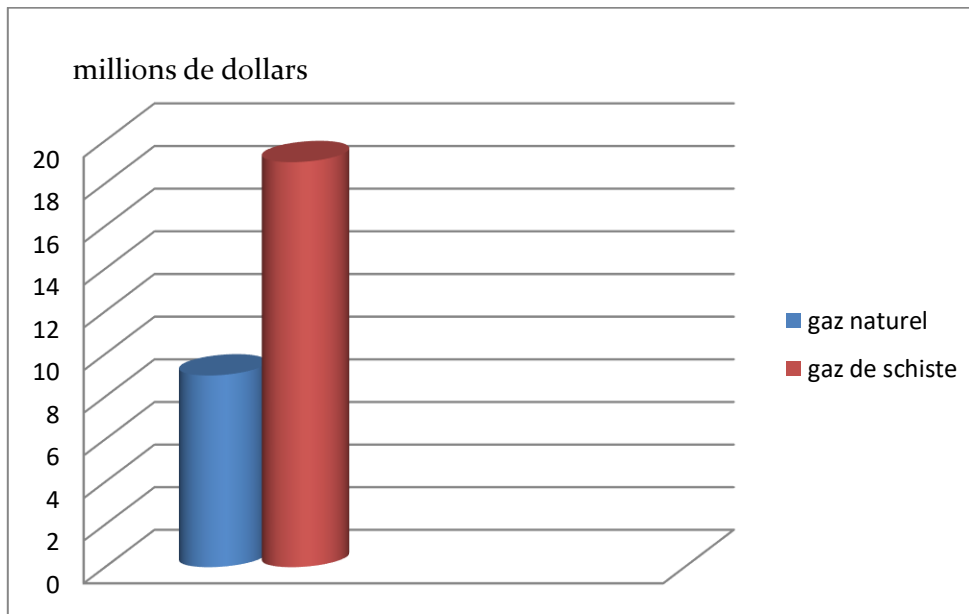


Fig. III.4: coût de l'extraction de gaz de schiste (millions de dollars)

La figure.III.4 : montre que le coût d'extraction du gaz de schiste est beaucoup plus important que celui du gaz naturel , environ le double, et cela est dû à la période d'extraction ,et en raison des techniques d'extraction utilisés dans les deux cas ,une augmentation de la durée et une augmentation du prix de l'équipement d'extraction augmentent le coût de l'extraction .

III.5. Coûts de production

En théorie, le coût réel ne peut être déterminé que lorsqu'un puits est fermé et que la quantité réelle de barils produits est connue. Par conséquent, toutes les études sur les coûts de production sont des estimations, car elles sont basées sur une estimation de la future production des puits.

Un puits standard qui coûte 10 millions de dollars à forer et qui produit initialement 200 barils par jour, Les coûts de 10 millions de dollars en disent très peu sur le fait le plus important, qui est de savoir ce que ce puits va produire au cours de sa vie. En supposant une durée de vie de 10 ans et en appliquant un taux de déclin annuel de 5% à 10% – qui est la norme pour un puits conventionnel –, le puits produira environ 500 000 barils au cours de sa vie. Cela donne alors un coût de forage de 20 \$ par baril produit. La maintenance, les taxes, la licence, le transport... doivent être ajoutés et divisés par la quantité de barils produits. Cela donne alors un coût de production d'environ 40 \$ le baril C'est le modèle standard d'un puit de pétrole conventionnel.

les coûts réels dépendent fortement de la durée de vie (ou du taux de déclin annuel, souvent appelé « taux officiel ») du puits. le puits peut voir sa production diminuer beaucoup plus rapidement et produire ainsi moins sur sa durée de vie et avoir un coût de forage par baril en fait beaucoup plus élevé, malgré la réduction des coûts par puits. [31]

C'est exactement ce qui se passe actuellement dans le domaine du schiste. Malgré des coûts considérablement inférieurs par puits, ceux-ci diminuent beaucoup plus rapidement et par conséquent, les coûts par baril produit sont en augmentation. Dans le cas du gaz non conventionnel, le forage est plus profond que dans le gaz conventionnel, en plus de l'inévitabilité du forage horizontal et donc le coût dans le premier cas gaz de schiste est beaucoup plus élevé que dans le second.

L' Agence internationale de l'énergie fournit une estimation des coûts de production des gaz de schiste par rapport aux autres types de gaz.

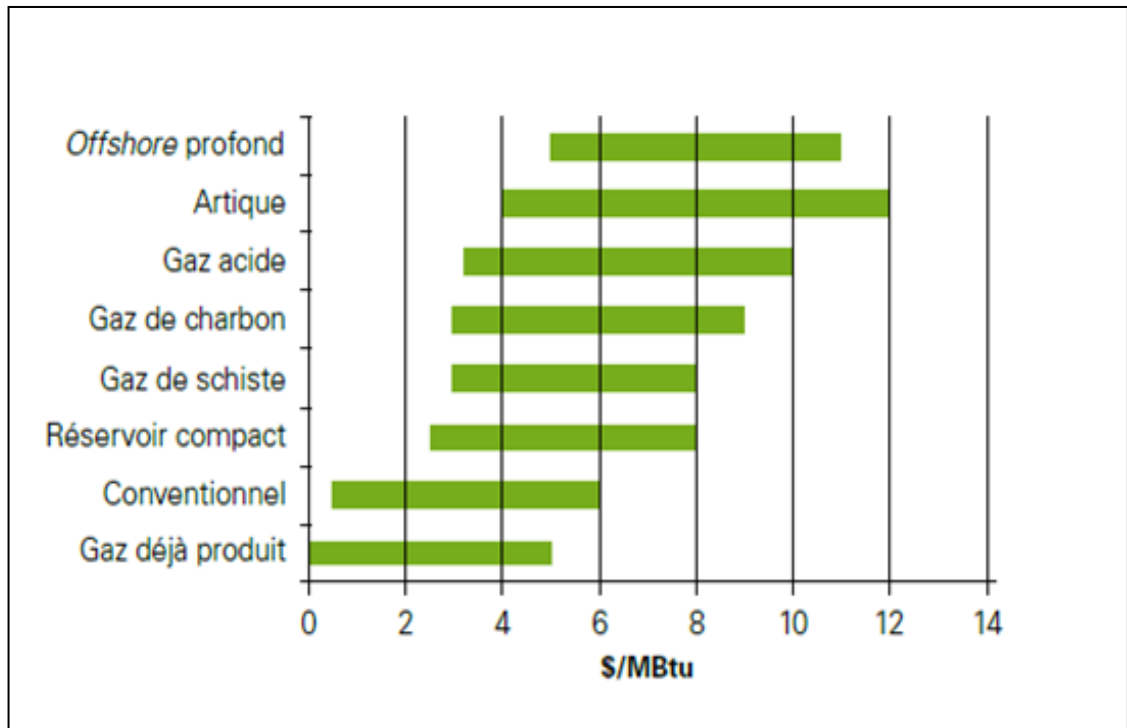


Fig. III.5 Coûts de production des différents types de gaz

Sur la Fig. III.5 , on constate que les gaz de schiste a des coûts de production compris entre 2,70 \$/MBtu et 8 \$/MBtu,et le gaz naturel les coûts sont compris entre 0,5 \$/MBtu et 6 \$/MBtu.

À ces coûts de production, il est nécessaire d'ajouter des coûts de transport. Le transport peut être réalisé par pipeline ou par des unités de conversion du gaz en Gaz naturel liquéfié (GNL) permettant de transporter le gaz par bateau. L' AIE estime le coût de transport par pipeline entre 0,30 \$/MBtu et 1,20 \$/MBtu pour 1 000 km et entre 3,10 \$/MBtu et 4,70 \$/MBtu pour le transport par GNL.

III. 6. Impact sur l'environnement

L'impact environnemental du gaz naturel conventionnel est limité, sa combustion est responsable de l'émission de dioxyde de carbone (CO₂) et des émissions de méthane, mais considéré comme une énergie propre par rapport aux autres hydrocarbures.

Les effets du gaz non conventionnel sur l'environnement sont plus importants que dans le gaz conventionnel, en raison de la raison principale : la fracturation hydraulique : consistant à injecter sous pression de l'eau et des additifs dans des roches à grande profondeur pour en extraire les hydrocarbures qu'elles contiennent.

III.6.1 conséquences de la fracturation hydraulique

III.6.1.a provoque localement des petits séismes

L'exploitation du gaz de schiste par fracturation hydraulique provoque localement des petits séismes. La cause est entendue depuis longtemps et la multiplication des sites aux États-Unis permet aujourd'hui des statistiques et même des cartographies. C'est ce que vient de faire l'USGS (US Geological Survey), l'organisme chargé de la surveillance des risques géologiques et de la diffusion des informations.

Chaque début d'année, une carte des risques sismiques, sorte de prédiction géologique est publiée. La nouveauté 2016 est la prise en compte du risque sismique produit par ces exploitations qui utilisent la fracturation hydraulique .

Le résultat provoque un miniséisme médiatique outre-Atlantique. « Le fait d'inclure les secousses telluriques résultant d'activités humaines a fortement accru dans notre évaluation le risque dans plusieurs régions des États-Unis », rapporte le communiqué de l'USGS .Près de certains sites de forage, le risque de survenue d'un séisme est multiplié par trois par rapport à l'étude publiée en 2014. Précisément, l'étude a identifié 21 secteurs où la sismicité a augmenté sur la période 1980-2015, pour laquelle ont été recensés les séismes de magnitudes supérieures ou égales à 2,5. [32]

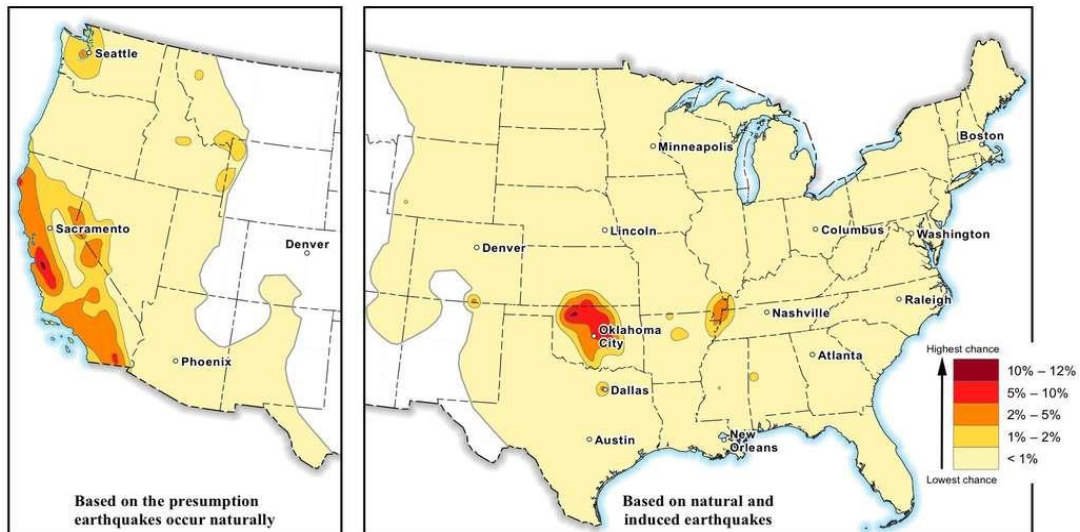


Fig. III – 6: Activité sismique aux États-Unis adjacente aux champs de gaz de schiste

III.6.1.b Interférence avec les aquifères d'eau douce

La propagation des fractures est limitée, à quelques centaines de mètres tout au plus de part et d'autre du puits, à une profondeur qui se situe généralement entre 1 500 et 3 000 mètres de fond, alors que les aquifères d'eau douce se trouvent en général à quelques centaines de mètres sous le sol. La probabilité d'une interférence des eaux de fracturation avec les aquifères est donc quasi-inexistante, à deux cas exceptionnels près : la proximité d'une faille, ou un défaut d'intégrité du forage (tubages et cimentation)

Malgré ça Certains scientifiques soulignent le risque que la fracturation hydraulique puisse accentuer des fractures naturelles existantes, créant ainsi de potentiels chemins vers la surface. Aucun cas avéré de pollution de ce type n'a été relevé jusqu'ici .[30]

III.6.1.c Consommation et pollution des eaux

La consommation intensive d'eau et la pollution des eaux souterraines et de surface constituent souvent le principal problème associé à la fracturation hydraulique. Or, une large proportion des zones de développement potentiel des gaz et huiles de schiste dans le monde sont situées dans des régions arides ou semi-arides, comme la Patagonie argentine ou le Karoo sud-africain⁸. Le Sud algérien ne fait pas exception à cet égard.

La quantité exacte d'eau requise pour une fracturation hydraulique varie selon les conditions locales, mais les chiffres les plus souvent évoqués oscillent entre 10 et 25 millions de litres d'eau par puits et la fracturation hydraulique implique de forer beaucoup plus que pour la production conventionnelle.[33]

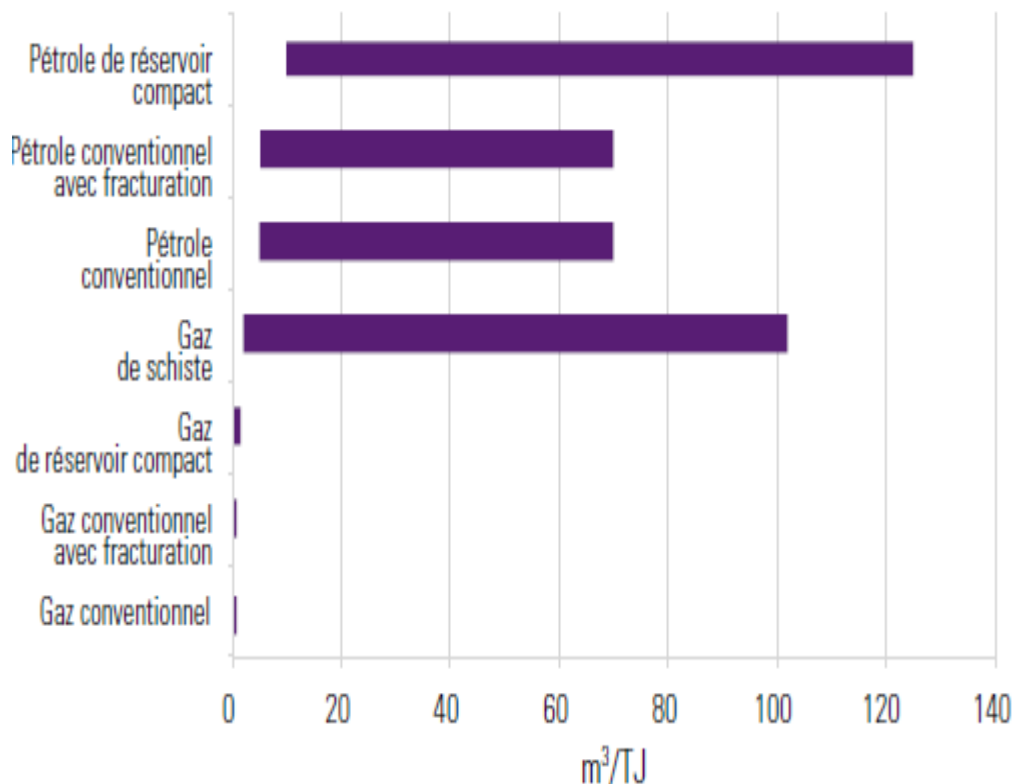


Fig. III – 7: Estimations des consommations en eau par type d'énergie [8]

Nous observons la différence énorme dans la quantité d'eau consommée entre le gaz de schiste et le gaz naturel en raison du processus fracturation hydraulique, En raison de la nature différente des roches contenant du gaz

Même si nous utilisons parfois le procédé de craquage hydraulique pour extraire du gaz naturel, la consommation n'atteint pas la quantité consommée d'eau dans le cas de gaz de schiste.

III.6.1.d Emission de gaz

Les sites de forage sont à l'origine de nuisances associées aux machines, ainsi qu'au surcroît de trafic local induit par les différentes opérations. Sur un site d'une dizaine de puits, on compte environ une quinzaine de pompes à haut débit en activité pendant les opérations de fracturation hydraulique, ainsi qu'un trafic régulier de poids lourds. Autant les pompes que les camions fonctionnent pour l'essentiel avec des moteurs Diesel, à l'origine d'émissions de différents gaz dans l'atmosphère, comme le CO₂ contribuant à l'effet de serre, ou les NO_x, CO, SO₂ et les particules.[30]

III.7 .Enjeux environnementaux pour l'Algérie :

Du fait que la plupart des gisements algériens de gaz de schiste se trouvent dans des zones désertiques, l'impact sur le paysage ou la sismicité induite par l'exploitation du gaz de schiste, n'aura pas la même résonance que si on était dans des zones urbaines ou à vocation agricole. Il n'en est pas de même pour ce qui est de l'impact sur les eaux fossiles.

L'aquifère du Sahara septentrional s'étend sur plus de un million de kilomètres carrés. Cet aquifère renferme deux réservoirs principaux : le « continental intercalaire », connue aussi sous le nom de nappe albiennaise, le plus profond et le plus vaste, et le « complexe terminal ».

Ces nappes sont la principale source d'approvisionnement en eau potable de la région. La question de la pérennité du système aquifère du Sahara septentrional (SASS) se posait déjà bien avant l'avènement de l'exploitation du gaz de schiste. Chaque année plus de 2,5 milliards de mètres cubes y sont prélevés pour l'irrigation et l'alimentation des villes et villages en eau potable, alors que la recharge, bien inférieure, n'est estimée qu'à 1 milliard de m³/an.

La quantité d'eau soustraite pour les besoins en eau de fracturation n'est pas en soi significative quand on la compare aux réserves de l'aquifère, mais cette ponction se fait sur une ressource déjà menacée par les milliers de forages qui y sont implantées.

Quant aux risques de contamination des nappes, il faut souligner que la grande majorité des gaz de schistes algériens (sauf le réservoir de Tindouf) se trouvent sous cette eau . [22]

III.8.Solutions proposés :

1. L'eau de reflux est débarrassée des argiles, des éléments minéraux et des hydrocarbures, puis réutilisée sur un site de forage, pour une nouvelle fracturation hydraulique. Ainsi recyclée, la consommation d'eau sur le site est réduite et les réserves en eau préservées.
2. L'eau de reflux est enfouie en grande profondeur dans un site dédié, réservé spécifiquement à l'élimination des eaux issues de l'exploitation des hydrocarbures : ce puits est réalisé dans des roches profondes, poreuses et perméables, isolées naturellement des couches géologiques superficielles. Cette option peut localement induire un risque de sismicité. La réinjection des eaux usées dans des nappes profondes, elle doit être approuvée par les autorités après une étude d'impact approfondie.
3. L'eau de reflux est envoyée dans un centre de traitement pour y subir un traitement élaboré et remise en circulation, dans les cours d'eau de surface selon les normes en vigueur.

Conclusion Générale

Conclusion Général

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 son concerné par son exploitation. Le désir permanent de certains du développement économique des états et la protection de l'environnement pour d'autres.

Pour toute activité industrielle, les aspects positifs du gaz de schiste en Algérie sont principalement de nature économique.

L'un des plus grands problèmes auxquels l'Algérie est confrontée aujourd'hui au problème des eaux souterraines, qui nécessitent des technologies plus avancées pour éviter des aspects négatifs d'ordre écologique et sociales.

Il est à noter que la période d'extraction du gaz de schiste est deux fois celle du gaz naturel (100.25 à 226.75 / 47 à 77) jours respectivement, ce qui augmente le coût d'extraction. le coût d'extraction du gaz de schiste est beaucoup plus important que celui du gaz naturel , environ le double, et cela est du à la période d'extraction ,et en raison des techniques d'extraction utilisés dans les deux cas ,une augmentation de la durée et une augmentation du prix de l'équipement d'extraction augmentent le coût de l'extraction . Dans le cas du gaz de schiste , le forage est plus profond que dans le gaz naturel , en plus de l'inévitabilité du forage horizontal et donc le coût dans le premier cas gaz de schiste est beaucoup plus élevé que dans le second.

Les effets du gaz de schiste sur l'environnement sont plus importants que dans le gaz naturel , en raison de la raison principale : la fracturation hydraulique : consistant à injecter sous pression de l'eau et des additifs dans des roches à grande profondeur pour en extraire les hydrocarbures qu'elles contiennent.

Cependant , Le gaz de schiste est une solution au problème de la fin des réserves de gaz en Algérie . et la répartition de gaz de schiste est meilleure en Algérie de gaz naturel qui se trouve concentré en quelques points Seulement.

Bibliographie

- [1] <http://slideplayer.fr/slide/8849892/>
- [2] Baliouze Khadidja - Stratégie et développement de l'industrie Gazière à l'horizon 2040 – mémoire master- 08/06/2014 – p 21
- [3] Banc de données <http://www.gasinfocus.com>
- [4] <https://www.planete-energies.com/fr/medias/chiffres/production-de-gaz-dans-le-monde>
- [5] Mohamed Ould Sidi Mohamed et Hammi Youcef - optimisation de la consommation du fuel gaz au niveau de four H₁₀₂ du module MPPIV de Hassi R'mel par le simulateur HYSIS - Mémoire de Master
- [6] Djafer Nasreddine - prospection des possibilités de récupération des gaz torches en Algérie - mémoire de master -29/05/2016
- [7] Hamidouche Nassima et Khelif Amor - les contraintes de la politique de valorisation du gaz naturel en Algérie - article p 1
- [8] Ladislav Šmía - Gaz de schiste et autres gaz non conventionnels : nouvelles Ressources, Nouveaux Enjeux - Mirova Responsible Investing - article
- [9] Les sites Ritimo -Exportation des hydrocarbures algériens et géopolitique-article 07/2012
- [10] Sonatrach Une Dimension Gazière Internationale Sonatrach, des réalisations & des engagements –article - p 10
- [11] <http://www.gaz-electricite.total.fr/marche-du-gaz-naturel/tout-sur-le-gaz-naturel/lextraction-du-gaz-naturel>
- [12] <http://college.lutterbach.free.fr/EISE/exposes2011/energiegaz/nvu/gaz.html>
- [13] <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Le-gaz-naturel>
- [14] <https://selectra.info/energie/guides/comprendre/gaz>
- [15] Ali Massoudi – forage et stimulation d'un puits shale gaz-rapport de stage – 13/10/2015

- [16] Rahmouni Sofiane - Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste - mémoire magister- 15/05/2015
- [17] étude est le résultat d'un projet conduit par un groupe d'activistes environnementaux et de chercheurs Tunisiens, en coopération avec Heinrich Böll Stiftung Afrique du Nord et friend of the earth europe - gaz de schiste en Tunisie entre mythes et réalités -2015
- [18] le communiqué du conseil des [ministres](http://www.nouara-algerie.com/2017/06/le-gaz-de-schiste-fait-son-retour-dans-les-projets-du-gouvernement-algerien.html) <http://www.nouara-algerie.com/2017/06/le-gaz-de-schiste-fait-son-retour-dans-les-projets-du-gouvernement-algerien.html>
- [19] Rapport du ministre de l'Énergie https://www.huffpostmaghreb.com/2014/12/28/lalgerie-realise-son-premier-forage-de-gaz-de-schiste_n_6386796.html
- [20] liberte-algerie.com - Gaz de schiste : c'est parti – Article de presse - 07/05/2018
- [21] Moulley Charaf CHABOU , Souad BENTALAA, Nadia DIB, Amar SEBAI - Les dolérites du bassin d'Illizi (Algérie) : manifestations d'un linéament du socle de direction E-W- séminaire de géologie pétrolier – 15.16/04/2007
- [22] Serdouk Asma- Production du gaz de schiste en Algérie, enjeux et perspectives – mémoire Master - 28 / 05 / 2015
- [23] Khier Nacira , Rabia Mimouna, Bouder Abdelmadjid - Gaz de schiste: défis et perspectives
- [24] Artru Philippe - La formation du gaz de schiste et son extraction - encyclopédie de l'énergie Article : 082 - janv.-16
- [25] Bettayeb Mourad, Badri Choayeb - Analyse technico économique de performance des puits horizontaux – Mémoire Master Professionnelle - 27/05/2015
- [26] Brunswick new nouveau- Forage et achèvement des puits de gaz de schist-articl
- [27] Dr Mohammed Said Baghoul- Hossine Ben Saad- Quelques aspects techniques , environnementaux et économiques concernant la fracturation hydraulique – - 2015

- [28] Ferrah Abdenacer Aissaoui Khireddine - evaluation et resolution du problem de mal cimentation de liner 7" region gassi touil « puits bdsn1 »-memoire master -27 / 05 2014
- [29] https://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_de_schiste_en_Algérie
- [30] Centre hydrocarbures nou conventionnels (CHNC) - fracturation Hydraulique : Techniques Et Évolutions - Mise à jour mai 2015
- [31] égalité et réconciliation - Les coûts de production de pétrole et du gaz de schiste s'envolent – articl - 24 juin 2017
- [32] Jean-Luc Goudet - la fracturation hydraulique menace des millions d'Américains - article - 29/03/2016
- [33] Basta (Observatoire des multinationales social . écologique. Politique) - Total et le gaz de schiste algérien – article – mai 2015
- [34] Xylem let's solve watre -fracturation hydraulique- solutions techniques pour une gestion de l'eau efficace et économique – article
- [35] Dimensionnement du puits de fracturation hydraulique – article - <http://hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/book/export/html/2450>

résumé

L'économie algérienne repose sur les hydrocarbures notamment gaziers , Le gaz une énergie non renouvelable, son fin est une obsession en Algérie La question de l'exploitation du gaz de schiste est apparue comme une solution à ce problème .

Mais 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 du développement économique des états et la protection de l'environnement pour d'autres

Dans ce travail, nous avons étudié la situation actuelle du gaz naturel et des gaz de schiste et montré les différences la plus importante entre eux,

Et nous avons constaté qu'il ne pouvait pas ignorer les effets du gaz de schiste sur l'environnement surtout le problème des eaux souterraines par Algérie.

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

Abstract

The Algerian economy is based on hydrocarbons, particularly gas and Gas is a non-renewable energy its end is an obsession in Algeria The question of the exploitation of shale gas appeared as a solution to this problem .

But shale gas remains a permanent sensitive topic within our societies. It is a wealth spread over almost the entire globe, all countries is concerned by its exploitation. Hence a source of intense debate between the permanent desire of some of the economic development of states and the .protection of the environment for others

In this work, we studied the current situation of natural gas and shale gas and showed the most important differences between them,

And we found that he could not ignore the effects of shale gas on the environment especially the problem of groundwater in Algeria.

Key words: gas - conventional - hydraulic fracturing - environment

ملخص

يعتمد الاقتصاد الجزائري على الهيدروكربونات ، وخاصة الغاز و بما أن الغاز طاقة غير متجددة فان انتهاءه يشكل هاجس في الجزائر , وقد برزت قضية استغلال غاز الصخر كحل لهذه المشكلة.

لكن الغاز الصخري لا يزال موضوعًا حساسًا دائمًا داخل مجتمعاتنا. إنها ثروة تنتشر في جميع أنحاء العالم تقريبا ، تشعر جميع البلدان بالقلق من استغلالها. من هنا نشأ جدل حاد بين الرغبة الدائمة لبعض التطور الاقتصادي للدول وحماية البيئة للآخرين .

في هذا العمل ، درسنا الوضع الحالي للغاز الطبيعي والغاز الصخري وأظهرنا أهم الاختلافات بينهما ، ووجدنا أنه لا يستطيع تجاهل آثار الغاز الصخري على البيئة خاصة مشكلة المياه الجوفية بنسبة الجزائر .

الكلمات المفتاحية : الغاز – التقليدي - التكسير الهيدروليكي - البيئة