

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHESCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOU MAMMARI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DE GENIE DE CONSTRUCTION
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de fin d'études

En vue d'obtention du diplôme de Master Académique
Spécialité : Génie Mécanique
Option : Energétique

Thème



**Faut-il
exploiter le gaz
de schiste en
Algérie ?**

Proposé par :
M^r : O. AIT AIDER

Réalisé par :
M^r : Faredj MAHDI

Created with

 **nitro**PDF^{professional}

download the free trial online at nitropdf.com/professional

REMERCIEMENTS

Mes remerciements s'adressent :

Au professeur : O. AIT AIDER :

Vous m'avez accordée votre confiance en acceptant de diriger ce mémoire. Votre ouverture d'esprit et surtout l'intérêt que vous portez à la science font de vous une source intarissable à laquelle tout étudiant devrait s'abreuver. Trouver ici le témoignage de ma profonde gratitude et de mes sincères remerciements.

Au président du jury : M^r : ZOUAOUI, aux membres du jury : M^r : ABDEDOU et M^r : DJABOURI. je vous remercie pour l'intérêt que vous portez sur mon travail, et votre aide pour évaluer ce mémoire.merci.

Au professeur :I. AHMED ZAID :

J'apprécie votre qualité intellectuelle, permettez-moi de vous témoigner ma profonde gratitude. Et je vous remercie pour votre gentillesse et de m'avoir soutenu. Merci.

Au professeur :SAIDOUN : (université de Boumerdes)

Votre accueil reste dans mon esprit en signe d'affection, et votre aide ma beaucoup améliorer à tracer mon travail correctement. Merci.

A M^{me} : F. AKKOUCHE : (centre d'études SONATRACH,Boumerdes) :

J'apprécie beaucoup votre gentillesse, orientation ainsi pour les documents que tu m'a offert.

A toute les enseignants de département génie mécanique surtout M^r FAROUK,

A mes amis qui ont contribué d'une façon inattendue pour me soutenir et m'aider de mon projet :

F. MADI, M. SADAOUI, A. MAKHLOUF, K. BENALIA, R. NAIT ABDREHMANE, NASSIMA et KENZA, H. AMRANE, D. LOUNI, A. TITAH.

A tous ceux qui de près ou de loin ont apporté leur contribution à la réalisation de ce travail, je vous prie de trouver l'expression de ma profonde reconnaissance.

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes parents :

En signe de reconnaissance de l'immense bien que vous avez fait pour moi concernant mon éducation qui aboutit aujourd'hui à la réalisation de cette étude. Recevez à travers ce travail, toute ma gratitude et mes profonds sentiments. Merci.

A ma grande mère :

Pour m'avoir donnée la vie et la joie de vivre. Ta bonne éducation, tes conseils et tes bénédictions n'ont jamais fait défaut. Merci.

A mes frères et sœurs :

Vous m'avez soutenue et encouragée durant toutes ces années. Je n'aurais pu achever ce travail sans votre générosité et votre affection.

A mes amis :

Recevez à travers ce travail tout mon respect, ma gratitude et ma profonde reconnaissance. Vous êtes plus que des amis pour moi, vous êtes aussi mes frères et sœurs.

INTRODUCTION GENERALE	1
I. GENERALITE SUR LA GEOLOGIE :.....	3
1. Temps géologiques:.....	3
2. Généralités sur les roches :.....	4
a) Définitions des roches magmatiques :.....	4
b) Définitions des roches sédimentaires :.....	5
c) Définition des roches métamorphiques :.....	5
d) Le schiste argileux sédimentaire et le schiste amorphe :.....	5
3. Propriétés de sous-sols :.....	6
a) La température:.....	6
b) La pression:.....	6
4. Généralités sur les hydrocarbures : :.....	6
a) Définition des hydrocarbures : :.....	6
b) La genèse des hydrocarbures :.....	6
c) Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels :.....	9
II. LE GAZ DE SCHISTE :.....	12
1. La Prospection du gaz de schiste :.....	15
L'étude géologique en surface :.....	16
a) L'étude géophysique en profondeur :.....	16
2. La production de gaz de schiste :.....	18
a) Le forage et le forage dirigé :.....	19
b) Le forage rotary :.....	20
c) Outil de forage :.....	21
d) Cimentation de puits :.....	23
e) La fracturation hydraulique (fracking) :.....	25
3). L'abandon du puits :.....	32
III) POTENTIELS ET PERSPECTIVES DU GAZ DE SCHISTE :.....	33
1) Expérience des États Unis:.....	33
a) Réserves :.....	33
b) Exploitation:.....	34
c) Revenus Économiques :.....	

d) Emplois :	40
2).Potentiel de gaz de schiste en Algérie :	41
a) Réserve :	43
b) Perspectives de l'Algérie :	45
c) Le point de vue social :	46
IV. RISQUES ET INCONVENIENTS :	51
1. L’empreinte au sol :	51
2. Acquisition de l’eau nécessaire pour la production de gaz de schiste :	55
3. Contamination des eaux :	57
4. Les fuites de gaz dans l’atmosphère :	61
5. Les émissions de gaz à effet de serre.	62
6. Bruit effet sonore :	63
7. L'activité sismique :	65
8. Impacts sur la société :	66
V. SOLUTIONS ET ALTERNATIVES :	67
1. Le gaz de schiste par rapport aux autres énergies :	67
a)Coût d’investissement	67
b)Émission de gaz à effet de serre	70
2. La fracturation électrique :	72
3. La fracturation par explosion :	72
4. La fracturation par approche thermique :	72
5. La fracturation hydraulique à base de propane:	72
 Conclusion.....	 76
References bibliographiques	
annexes	

Introduction

Le 27 décembre 2014, Yousef Yousfi, le ministre algérien de l'énergie, a déclaré à In Salah : « Ce forage confirme l'existence de réserves importantes de gaz de schiste dans le bassin de l'Ahnet ». Ce puits pilote a été réalisé par la société nationale Sonatrach en association avec la française Total. Sur trois ans une phase de développement de site est prévue avant de passer à la production de gaz de schiste.

Après trois jours, le 30 décembre, la première manifestation contre l'exploitation de gaz de schiste des citoyens locaux d'In Salah a lieu. La contestation qui prend vite de l'ampleur relayée par les médias (journaux). Les manifestants refusent l'exploitation de gaz de schiste craignant la nuisibilité de la technique utilisée pour l'extraction « la fracturation hydraulique » qui est très dangereuse pour l'environnement en raison des quantités énormes d'eau, et des produits chimiques dangereux à injecter dans le sous-sol. Pour rassurer les protestataires, les autorités et les experts de la Sonatrach ont affirmé que l'impact sur l'environnement est très réduit et que les risques ne sont pas plus élevés que pour les hydrocarbures conventionnels. Mais les manifestations ne s'arrêtent pas.

Aux Etats Unis, l'exploitation de cette ressource fait déjà des progrès, et permet au pays de devenir autosuffisant. Le gaz de schiste, cette ressource importante d'énergie présente aussi une rente et une puissance économique innovante, ce qui pousse beaucoup d'autres pays à l'exploiter, L'Algérie en fait partie.

Le débat sur le gaz de schiste et la technique de fracturation hydraulique qui est utilisée pour son exploitation, a eu lieu dans plusieurs pays : Canada, Allemagne, Pologne, France, Chine,...

Les avis divergents entre «oui» et «non» pour l'exploitation de gaz de schiste. En Algérie aussi.

Par ce travail, nous voulons prendre part au débat en portant un regard scientifiques sur la nature du gaz de schiste, les méthodes utilisées pour son extraction et les impacts potentiels sur l'environnement.

Faut-il exploiter le gaz de schiste en Algérie?

Pour répondre a cette question, nous ferons le bilan des arguments favorables et des contres arguments avancés dans les débats et les ouvres scientifiques.

I. GENERALITE SUR LA GEOLOGIE :

Avant de procéder sur la question d'exploitation du gaz du schiste il est nécessaire de connaître quelque notion sur sa genèse, son environnement, et bien évident sa nature. Pour cela, on détermine quelques notions sur la géologie.

1. Tempsgéologiques:

L'échelle des temps géologiques est un système de classement chronologique utilisé, notamment en géologie, pour dater les événements survenus durant l'histoire de la Terre. Si son origine date du dix-neuvième siècle, elle prend une forme de datation précise en 1913 lorsqu'Arthur Holmes, reconnu aujourd'hui comme le père de l'échelle des temps géologiques, publie la première. [1]

L'échelle géologique est le résultat de plusieurs disciplines scientifiques, celles concernant notamment les techniques de datation, la science du chronostratigraphie. Cette échelle est mise à jour tous les quatre ans par l'Union internationale des sciences géologiques (UISG) qui organise un Congrès géologique international dont la 34^e édition s'est déroulée du 2 au 10 août 2012 à Brisbane, en Australie. A cette occasion la Commission internationale de stratigraphie, qui dépend de l'UISG, statue officiellement sur la dénomination et le calibrage des différentes divisions et subdivisions des temps géologiques. Ces congrès sont également parrainés par d'autres organismes nationaux, comme la Commission de la carte géologique du monde (CCGM), établie à Paris. Figure d'échelle géologique dans l'annexe [1].

2. Généralités sur les roches :

La roche est un mélange et agrégat naturel dure des minéraux et de la matière organique. Et selon sa formation elle est classée en trois grandes familles [1]:

- **Roches magmatiques**
- **Roches sédimentaires**
- **Roches métamorphiques**

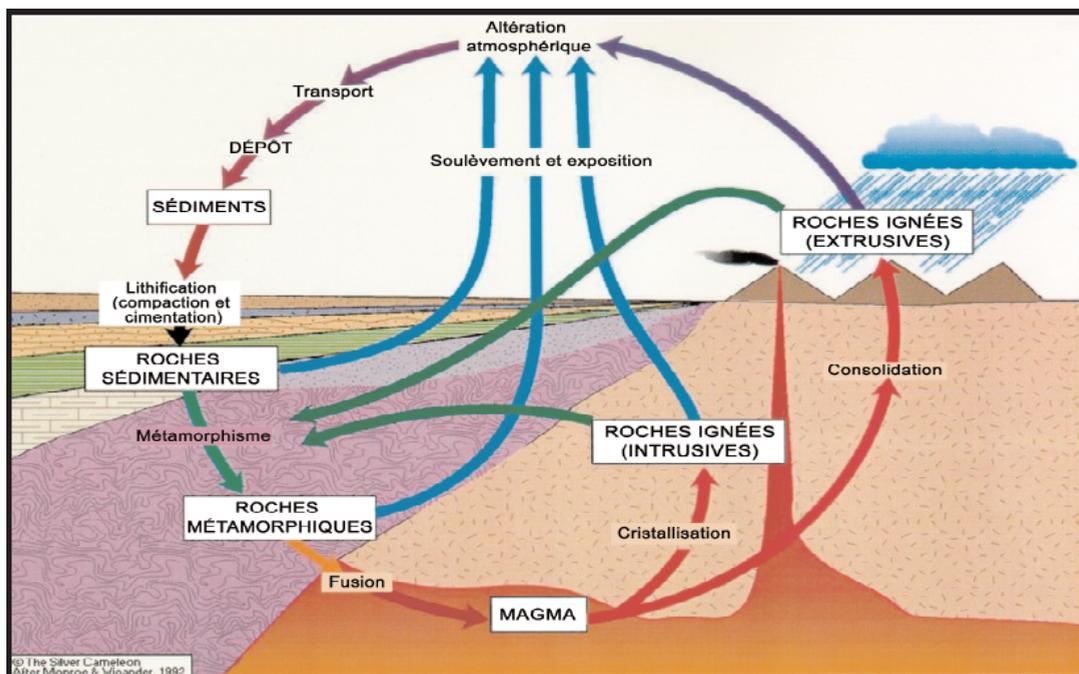


Figure 1.1 : le cycle des roches. [26]

a) Définitions des roches magmatiques :

Les roches magmatiques sont formées par :

- la solidification rapide à la surface du magma volcanique appelées roche volcanique.
- la solidification lente aux profondeurs, appelées roches plutoniques.

b) Définitions des roches sédimentaires :

Les roches sédimentaires comme l'indique leur nom sont issues de sédimentation de différentes matières végétales et minérales, transportées généralement après érosion des terres par l'eau pour les déposer dans des bassins larges comme les lacs, les mers et les océans. L'accumulation de plusieurs couches de ces sédiments est obtenue après plusieurs millions d'années. Sous l'effet de pressions énormes de charge et de températures élevées, l'eau s'échappe et les minéraux se cimentent entre eux, c'est la diagenèse des sédiments qui produit des roches solides.

c) Définition des roches métamorphiques :

Le terme métamorphisme (du grec meta = changement et morph = forme) désigne la transformation d'une roche à l'état solide avec formation de nouveaux minéraux et/ou acquisition de nouvelles textures et structures sous l'effet de conditions de température et de pression différentes de celles où elle s'est formée.

La limite inférieure du métamorphisme correspond à une température de 200°C et une pression de 300 MPa. Au-dessous de cette limite, c'est le domaine de la diagenèse. La limite supérieure du métamorphisme correspond à la fusion partielle de la roche. Quand la roche entre en fusion, on entre dans le domaine du magmatisme.

d) Le schiste argileux sédimentaire et le schiste amorphe :

Déjà on parle de la même roche mais sous des conditions différentes ; une sédimentaire (shale en anglais), issue de l'accumulation des sédiments, «diagenèse», c'est cette roche qui peut enfermer le gaz de schiste, l'autre c'est la même roche mais qui a subi un métamorphisme (schist en anglais) qui

détruit ces hydrocarbures sous effets de pression et de température élevée déjà expliqué.

3. Propriétés de sous-sols :

- a) **La température:** elle augmente environ de 30°C par kilomètre de profondeur donc le métamorphisme commence à partir de 7KM environ.
- b) **La pression :** elle augmente également avec la profondeur mais avec des valeurs discrètes par exemple : 1kbar à une profondeur de 4km, 5 kb à 15 km et 10 kb à 30 km pour une densité moyenne de la croûte de 2,5. La pression peut également augmenter du fait de contraintes dans les régions à forte activité tectonique ce qui peut engendrer la schistosité de la roche qui prend un aspect feuilleté.

4. Généralités sur les hydrocarbures :

a) Définition des hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont des composés des éléments de carbone et d'hydrogène d'où son appellation. Une source d'énergie fossile qui dégage par oxydation (combustion) une énergie thermique très importante ce qui les rends la source d'énergie la plus recommandée dans le marché. La formule générale des hydrocarbures est C_nH_m , où «n» et «m» sont deux entiers, plus le nombre de carbones «n» est important, plus la masse volumique, le point d'ébullition seront plus élevés. Les hydrocarbures sont classés en quatre familles : alcane, alcène, alcyne et produit aromatique.

b) La genèse des hydrocarbures :

Les hydrocarbures, Legaz comme du pétrole, proviennent de l'enfouissement progressif des sédiments qui se transforment en roches sédimentaires argileuse «shale» parfois considéré comme roche mère, durant plusieurs millions d'années. «L'essentiel des gisements dérive, directement ou

non, de la substance des êtres vivants incorporée dans les sédiments lors de leur dépôt » (Bernard Tissot).

Durant le processus de sédimentation, le kérogène (la matière organique piégée dans les sédiments) formé s'enfonce sous l'effet d'accumulation des strates sédimentaires. Et à partir de 100 jusqu'à 110 °C, le kérogène est affecté de transformations internes. Les macromolécules sont peu à peu disloquées (phénomène de craquage), à mesure que température et pression croissent. « Des édifices plus petits et plus riches en carbone et hydrogène sont libérés » (Bernard Tissot).

Ces sédiments subissent une diagenèse qui se produit à faibles profondeurs où les conditions de pression et température sont peu élevées. Ces transformations peuvent se résumer en : en dégradation physique et bio chimique, et pour des profondeurs importantes subissent une dégradation thermique.

Très lentement, la roche mère s'enfonce dans la croûte terrestre sous le poids des sédiments ou la température et la pression environnante augmentent nettement. Tous les 100 m, la température croît en moyenne de 3 °C (entre 2 °C et 4,5 °C tous les 100 m). , la pression augmentant en moyenne de 25 bars par 100 mètres. À un kilomètre sous terre, il fait 50 °C pour une pression de 250 bars. Sous ces conditions la matière organique se transforme en kérogène un matériau intermédiaire entre la matière organique et les hydrocarbures ; composé d'eau, de CO₂, de carbone et d'hydrogène; à 2 000 mètres de profondeur, lorsque la température du sous-sol atteint 100 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures :

- entre 2 000 et 3 800 mètres, il se change en pétrole. Cet intervalle de profondeur est appelé « fenêtre à huile » (huile étant ici l'autre nom du pétrole) ;

- quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides est optimale. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux : ils donnent du gaz méthane, le plus léger des hydrocarbures. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ».

Au-delà de 8 à 10 kilomètres, on ne peut plus trouver d'hydrocarbures : ils sont détruits à cause de l'élévation de la température (métamorphisme). La proportion de liquides et de gaz dépend de la nature de la roche mère. Si les débris organiques qui la composent sont principalement d'origine animale, elle donnera plus de pétrole que de gaz. Si elle est constituée essentiellement de débris végétaux, la roche mère produira surtout du gaz.

Ainsi, avec une sédimentation moyenne de 50 mètres par million d'années, il faut 60 millions d'années pour que des animaux morts se transforment en hydrocarbures liquides. Dès lors, on comprend mieux pourquoi le pétrole est classé parmi les énergies non renouvelables.

Au cours de toutes ces transformations, il y a une partie qui forme les constituants de la structure rocheuse et une partie qui reste sous sa forme organique qui s'appelle kérogène qui se transforme par la suite au gisement des hydrocarbures. il y plusieurs facteur qui favorise cette transformation et parmi :

- Un climat chaud favorisant le développement d'importantes quantités de plancton ;
- la proximité de l'embouchure d'un grand fleuve qui transporte beaucoup de débris végétaux
- pas de montagne à proximité pour limiter les volumes de sédiments minéraux.

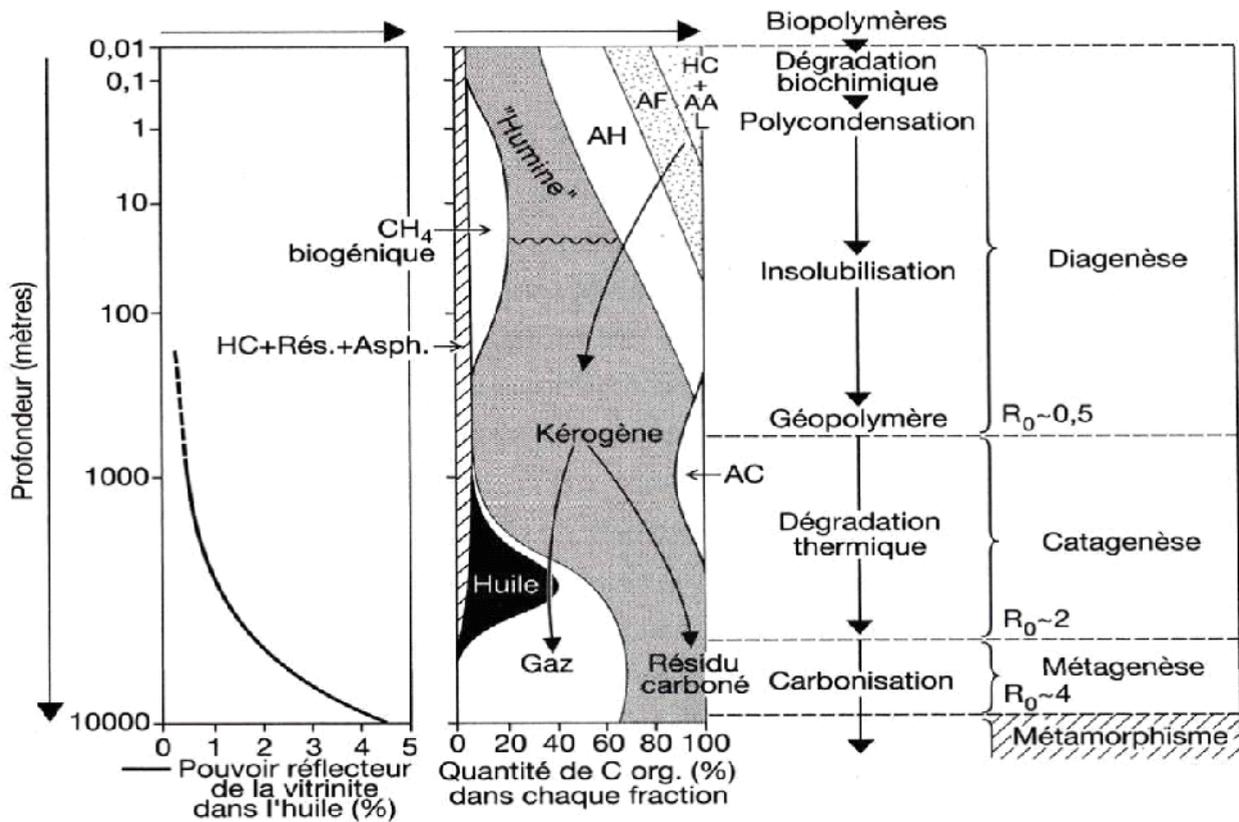


Figure 1.2 : La nature des hydrocarbures en fonction de profondeurs. [27]

c) Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels :

La différence entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels ne s'agit pas de leurs constituants et leur natures, mais plutôt de la nature de leurs gisements et les techniques et les technologies qu'on doit utiliser pour son extraction que ça soit facile rentable abordable ou non.

L'industrie pétrolière nomme conventionnels les hydrocarbures contenus dans la roche mère qui migrent vers la roche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle ils s'accumulent naturellement, piégé sous pression sous une couverture imperméable permettant l'existence d'un gisement.

On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés. C'est dans cette couche que l'on va produire le gaz en réalisant un ou plusieurs forages verticaux dont cette méthode d'exploitation est relativement facile puisque ce type de gisement est sous haute pression ce qui permet évacuation naturelle des hydrocarbures.[3]

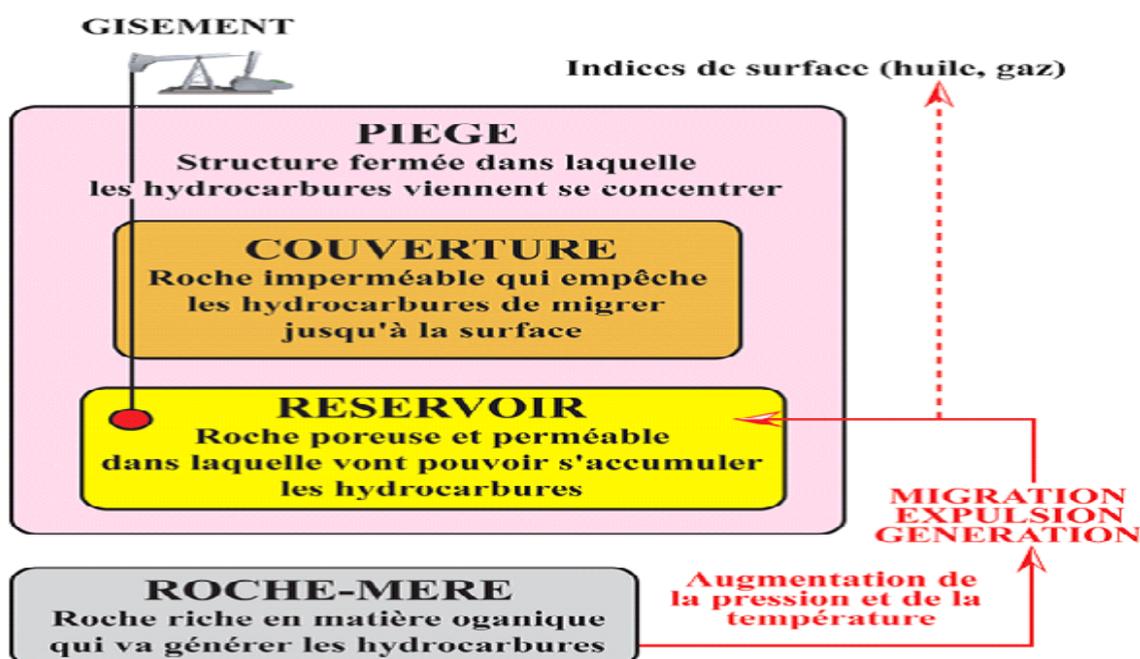


Figure1.3 :différents pièges des hydrocarbures.[3]

Et elle nomme aussi non conventionnels, les hydrocarbures qui se situent dans de très mauvais réservoirs ou même restent piégés dans la roche-mère très peu poreuse et très peu imperméable. Leurs exploitation nécessite la stimulation de la roche mère par forage orienté (vertical et horizontal) et une fracturation soit généralement hydraulique qui est complexe et vraiment coûteuse.[3]

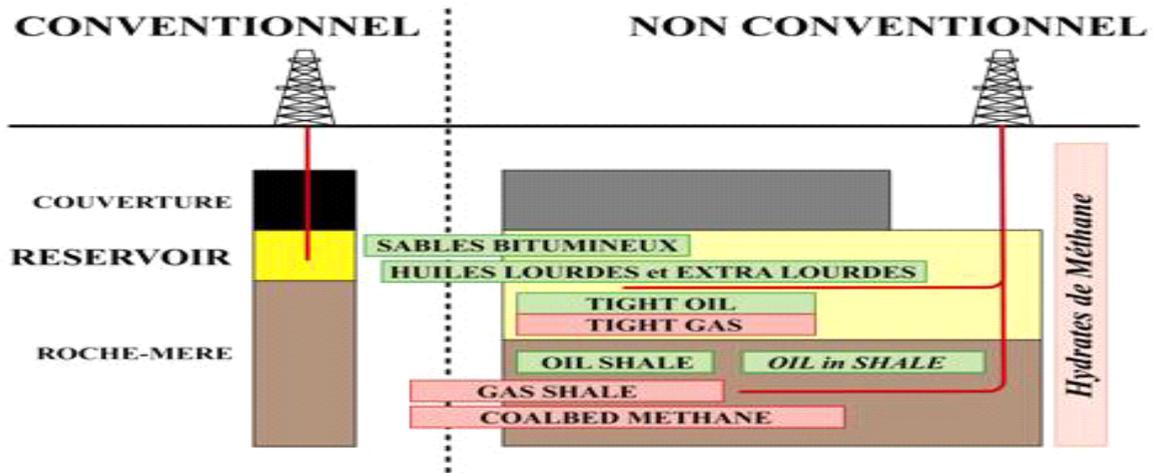


Figure1.4 : une illustration de différents types d'hydrocarbures.[3]

Les hydrocarbures sont issus de l'enfouissement dans le sous-sol de la matière organique depuis des millions d'années, leur régénération est très lente, mais son exploitation pour maintenir la civilisation actuelle et la développer reste indispensable à court et à moyen terme. On creuse même plus profondément pour extraire les hydrocarbures non conventionnels «le gaz de schiste». Le prochain chapitre détaillera cette nouvelle situation.

II. LE GAZ DE SCHISTE :

Les roches mères recèlent un potentiel énorme d'hydrocarbures non conventionnels, et le gaz de schiste représente 4 fois les réserves de gaz naturel conventionnel dans le monde. Les volumes en place sont donc considérables, ce qui explique l'intérêt pour ce type de ressources que l'on sait produire maintenant économiquement. C'est quoi ce gaz qui a révolutionner les États Unies ?

Shale Gas pour les anglophones, Le Gaz de Schiste pour les francophones, El-Ghaz Esssakhriy pour les arabophones, il s'agit de même gaz malgré la mauvaise interpellation et la traduction de mot scientifique désignant. « Shale » c'est la roche sédimentaire argileuse, en français n'existe pas de synonyme exacte plus que le « schiste », mais en arabe existe d'autre terme plus proche comme : « Ghazttinessafhiy », « Ghazessidjil » ou « Ghazennadhid ».

Le gaz de schiste est de même nature que le gaz naturel, gaz de ville, GPL,... qui est constitué principalement de méthane. Seulement que le gaz de schiste est difficile à extraire. C'est un gaz non conventionnel, vu la profondeur importante (1500 à 3000m) et la imperméabilité de roche « shale » qui le contient. En effet, le gaz naturel est le même que le gaz de schiste mais qui subit migration vers le hauts, stagnant sous couche de roche imperméable pour former un gisement facile à l'exploitation par un simple forage.

Le gaz de schiste est resté emprisonnés dans la roche, les pores isolés non connecté entre eux, donc imperméable, et c'est possible de s'échapper naturellement, a des profondeurs élevés ce qui rend son exploitation non conventionnelle. La roche mère peut contenir jusqu'à 20 m³ de gaz /m³ de roche (aux conditions de surface, 20°C et 1 atm).

Il existe aussi deux autres sources potentielles de gaz non conventionnel:

Le gaz de charbon :

CBM coalbedmethane en anglais, les couches de charbon sont riches en méthane adsorbé. Des techniques récentes permettent d'extraire ce gaz d'une zone charbonneuse mais non exploitée en tant que mine de charbon.

Le gaz des réservoirs compacts :

Tightgas en anglais, il s'agit de méthane en position intermédiaire entre le gaz de schiste et le gaz conventionnel. Le gaz a pu, au cours des temps géologiques, légèrement migrer, quitter sa roche mère, mais a été piégé dans une roche très peu perméable, trop peu pour que ce gaz puisse être exploité par des méthodes classiques.

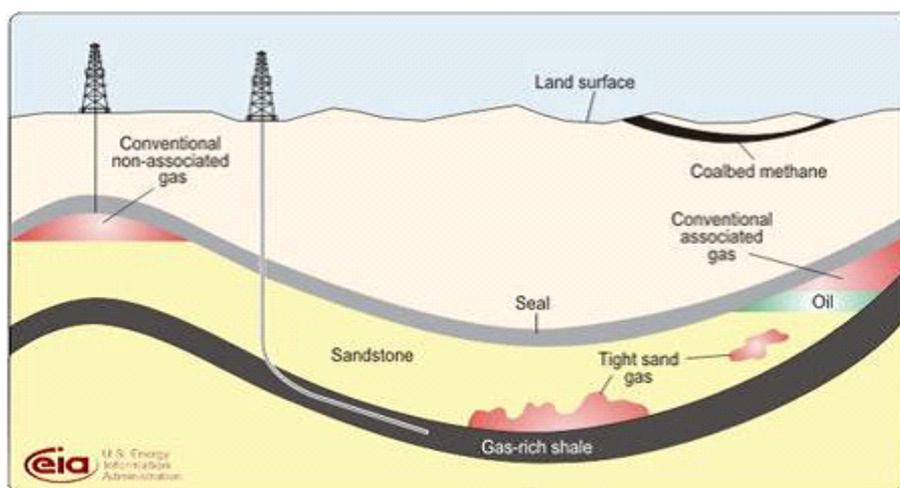


Figure 2 .1 : les différents hydrocarbures gazeux. [19]

Le tableau ci-dessous représente les différentes compositions et caractéristiques du gaz naturel Algérien effectivement de gaz de schiste :

Composants	% mol
N ₂	5,56
CO ₂	0,20
CH ₄	78,36
C ₂ H ₆	7,42
C ₃ H ₈	2,88
i-C ₄ H ₁₀	0,62
n-C ₄ H ₁₀	1,10
i-C ₅ H ₁₂	0,36
n-C ₅ H ₁₂	0,48
C ₆ H ₁₄	0,59
C ₇ H ₁₆	0,56
C ₈ H ₁₈	0,45
C ₉ H ₂₀	0,37
C ₁₀ H ₂₂	0,27
C ₁₁ H ₂₄	0,21
C ₁₂ plus	0,57

Tableau 2.1 : composition de gaz naturel de hassyRmal. [20]

L'exploitation des hydrocarbures passe de différentes phases dans un cycle de vie très long, la cinquantaine voire plus.

Laphase de prospection :prospection et forage d'exploration en premier lieu pour determiner l'existence ou non d'un gisement, et sa rentabilité économique.

La phase de production : forage intensif et multiplication de puits producteurs. Pour entamer par la suite la production de puits et la commercialisation.

La phase d'abandon de puits:

Enfin, fermeture de puits qui est observé périodiquement et parfois besoin de maintenance.

1. La Prospection de gaz du schiste :

La prospection des hydrocarbures en générale est basée principalement sur la géologie et la géophysique. On distingue dans cette discipline les méthodes dites de potentiel qui reposent sur la étude des champs de pesanteur, magnétique, électrique d'une part, des méthodes portant sur la propagation des ondes d'autre part (sismologie, sismique réflexion, sismique réfraction, radar). 5 à 7 ans d'études sont nécessaires pour confirmer la présence d'un gisement potentiel d'hydrocarbures et déterminer s'il peut être exploité commercialement. Et le forage reste le seul moyen sûr pour savoir s'il y a du pétrole ou de gaz dans un site choisi. Mais le forage est une opération compliquée est très chère. Chaque projet peut coûter des dizaines de millions de dollars ou plus. Donc, avant de forer, Les compagnies pétrolières mettent une vaste gamme de technologies pour aider à localiser des gisements potentiels de pétrole et de gaz dite conventionnel ou non. Mais la recherche demeure une manœuvre très complexe et le succès n'est jamais certain.

Lorsque ces premières recherches sont terminées, les géologues commencent à faire des forages appelés forage d'exploration afin d'explorer concrètement les couches souterraines et de trouver réellement des traces d'hydrocarbures, pétrole ou gaz de schiste.À l'aide d'outils techniques, les ingénieurs font ensuite une diaggraphie complète du forage pour obtenir des données complètes sur la porosité et la perméabilité du gisement.

a) L'étude géologique en surface :

Dans des bassins jusqu'à présents inexplorés, la prospection se sert de la photographie aérienne, satellitaire, topographie, la gravimétrie, magnétométrie pour détecter les variations de densité de sous-sol interprétées comme existence d'un gisement ou non.

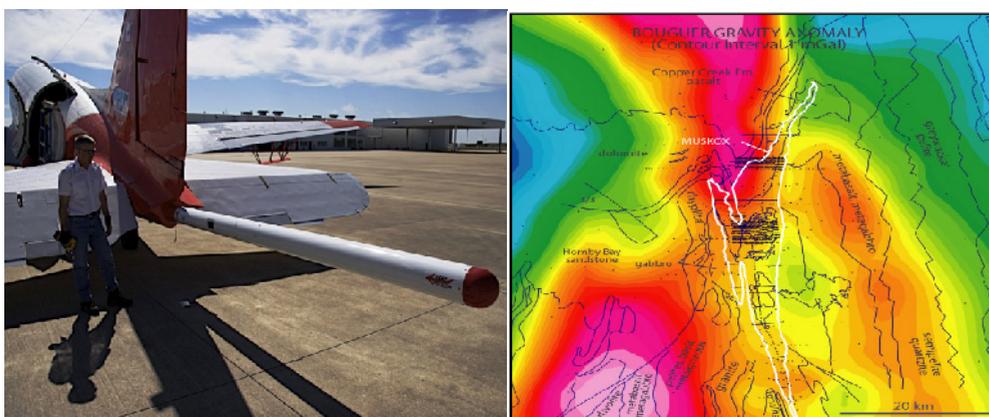


Figure 2.3 :Avion équipé d'un magnétomètre et carte d'anomalies gravimétriques de Bouguer,canada.[28][50]

Lorsqu'une zone est suspecté favorable est repérée depuis la surface, ou passe pour la prospection en profondeur pour confirmer les résultats avancés.

b) L'étude géophysique en profondeur :

Par la réflexion sismique qui consiste à créer des ondes acoustiques et recevoir les échos qui changent d'ampleur en fonction de la matière de roche traversé. Donc déduire l'existence d'un gisement et son volume et profondeur.



Figure 2.4 : Acquisition sismique on shore et off shore. [47]

Le même principe d'acquisition sismique est applicable en mer (off shore), une série d'échos intercepter sous forme de données numériques en suite transposer comme des graphes en 2D, en suite par des centrale de traitements , après plusieurs passages, peut reformuler le site sous forme virtuelle 3D.

L'analyse de toutes ces données permet d'élaborer les premières hypothèses sur : l'épaisseur de la roche-mère et son étendue, qui donne une image et une évaluation des dimensions de réservoir.

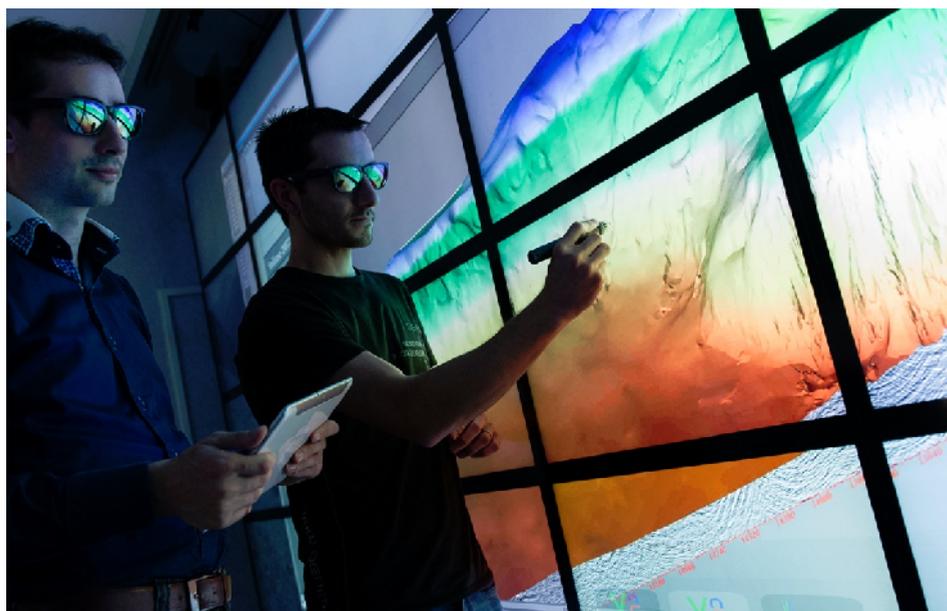


Figure 2.5 :Des images sismiques en 3D projetées sur un écran pour un examen détaillé. [48]

Par la suite si les résultats de l'estimation des dimensions et des caractéristiques géologiques du réservoir étudié sont prometteurs, on passe pour la troisième phase d'exploration pour confirmer si ce gisement est réellement d'hydrocarbures ou seulement d'eau, et évaluer avec certitude la quantité de gaz présent dans ce gisement.

Les forages d'exploration :

Après l'étude et l'analyse approfondie d'échographies obtenus, on procède au forage pilote d'exploration qui est la seule méthode pour confirmer avec certitude la présence d'hydrocarbures.

Le forage sera détaillé dans le prochain chapitre, mais brièvement il consiste à percer l'écorce terrestre pour atteindre les zones pétrolifères pour qu'en puisse prendre des échantillons des roches pour examiner leur teneur en hydrocarbure, on peut aussi faire la sismographie à l'intérieur de puits pour confirmer les résultats déjà obtenus,

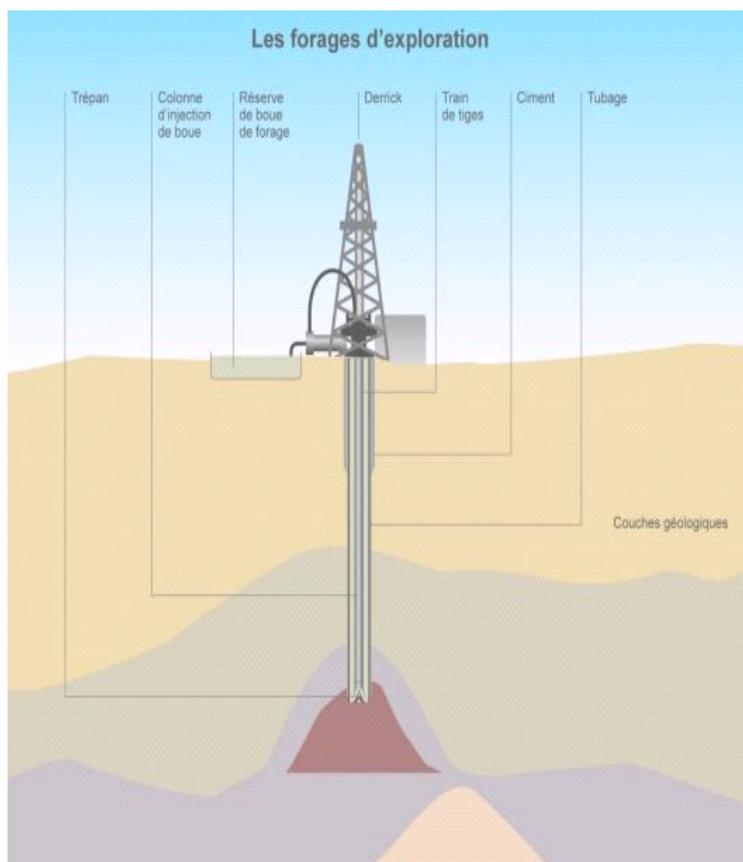


Figure 2.6 :Le foraged'exploration [49]

2. La production de gaz de schiste :

Le gaz de schiste emprisonné dans les pores de la roche sédimentaire argileuse « shale » nécessite pour son extraction des technologie avancées en terme de forage et de la stimulation de la roche par la fracturation hydraulique ; pour créer des fissures et des connexion entre les pores de la roche afin de permettre au gaz piégé de amigrer à travers le puits vers la surface.

Les premières exploitations de gaz de schiste sont faites au Etats-Unis en 1825 à New-York avec le moyen basique le forage vertical. [4]

L'extractionde gaz de schiste reste peu rentable jusqu'aux années 2000,qui ont « le boom de gaz de schiste » suite à l'augmentation de prix de gaz ainsi que les avancées technologiques dans le forage et de la fracturation.

Afin de confirmer les différentes théories sur le gisement sa profondeur, son volume, sa production et son exploitation en procède pour le forage qui reste le seul moyen de faire de progrès. Nous allons présenter la technique la plus répondue pour l'exploitation des hydrocarbures et de gaz de schiste en particulier, le forage rotatif.

a) Le forage et le forage dirigé :

Le forage reste le seul moyen pour confirmer la présence possible et la nature des hydrocarbures, le gaz de shale est parmi, éventuellement contenus dans le sous-sol, parmi la roche réservoir ou la roche mère.

Le forage c'est l'enfouissement et creusage d'un puits a l'aide d'un tube équipé d'une tête de forage appelé trépan, c'est aussi le chemin artificiel que les hydrocarbures prennent pour arriver à la surface. Il permet d'atteindre les roches du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux et leur exploitation. [5]

Le forage par battage au câble est utilisé, pour attaquer le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet depuis la surface un mouvement alternatif créé par un balancier, actuellement remplacé par technique plus évoluée et efficace :le Forage rotary.

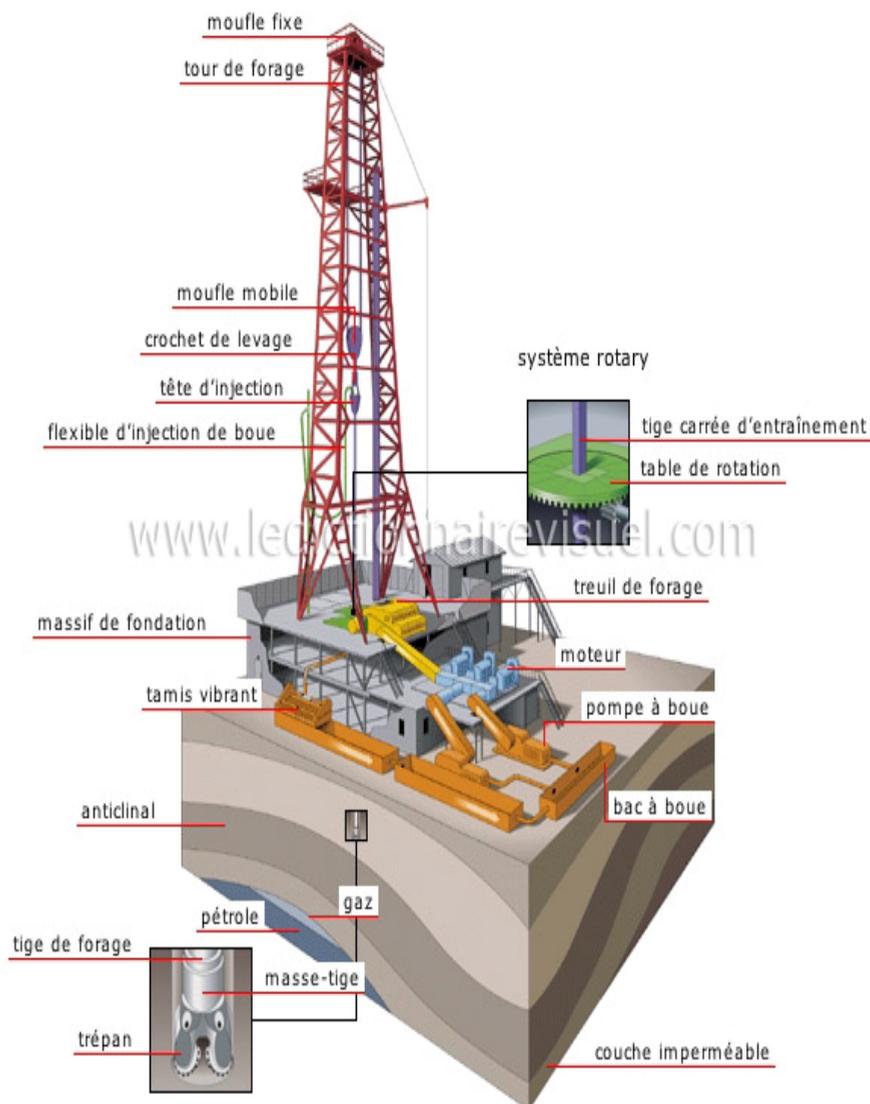


Figure 2.7 : Appareil de forage tournant (rigide forage rotari) [18]

b) Le forage rotari

Cette méthode consiste à utiliser des trépan à molettes dentées ou des trépan diamantés, sur lesquels on appuie et que l'on fait tourner. L'action combinée du poids et de la rotation permet aux dents des trépan à molettes d'écailler la roche ou aux trépan diamantés de strier et de détruire celle-ci.

La rotation du trépan est obtenue en faisant tourner l'ensemble des tiges de forage (tubes d'acier de 9 m de long raccordés par des joints filetés) qui relie le trépan à la surface.

Il est possible de faire tourner l'ensemble des tiges et du trépan soit grâce à la tige supérieure de section carrée ou hexagonale qui s'engage dans un logement solidaire de la table de rotation, entraînée par un moteur, soit grâce à une tête d'injection motorisée.

On agit sur le trépan au moyen de 100 à 200 m de tubes très épais appelés « masses-tiges » exerçant une force de 100 à 300 daN par mètre, et placés au-dessus du trépan ; ces masses-tiges ayant un diamètre voisin de celui du trépan tendent à maintenir la verticalité du trou. [5]

Pour faire sortir les débris de roches détachés au fond du puits, on injecte fluide appelé boue de forage à travers la tige qui sort de trépan. De son retour, il amène ces débris à travers l'annulaire entre la tige de forage et les parois internes de puits vers la surface [5]. Il suffit alors de faire passer la boue sur un tamis vibrant afin d'éliminer les déblais avant de la renvoyer dans le circuit. Une partie des déblais est conservée pour les géologues qui peuvent ainsi reconnaître la nature des terrains traversés.

c) Outil de forage



Figure 2.8 : Trépan et Tiges de forages. [51] [52]

Les trépan à molettes ou tricônes sont formés de trois molettes dentées ou équipées de bâtonnets en carbure de tungstène montées par l'intermédiaire de

roulements sur les axes de trois bras réunis entre eux par soudure. Un filetage permet de visser l'outil aux masses-tiges.

Les avancées technologiques dans le forage permettent de réaliser des forages, pas seulement en vertical, mais dans plusieurs directions qui peuvent atteindre 2 à 3 km suivant l'horizontal. Ces forages dirigés sont généralement utilisés pour l'extraction de gaz de schiste et autres types de hydrocarbures non conventionnels (pétrole de schiste, tight gas, coalbed methane...). Ce forage se réalise à l'aide d'un trépan flexible contrôlé automatiquement en surface à distance.

Le contrôle de l'orientation du puits se fait à l'aide des capteurs, placés au-dessus du trépan qui mesure l'inclinaison et la direction de puits. Ces mesures sont transmises en surface.

Le niveau actuel de la technique du forage dirigé permet d'atteindre, avec une précision de l'ordre de quelques mètres, un objectif situé à 4 000 m et décalé verticalement de plus de 1 000 m par rapport à l'emplacement.

d) Puits multilatérales :

Les progrès ne cessent jamais dans le but d'augmenter la surface atteinte par le forage pour un exploit meilleur les puits multilatéraux semblent la solution, ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un seul drain primaire.

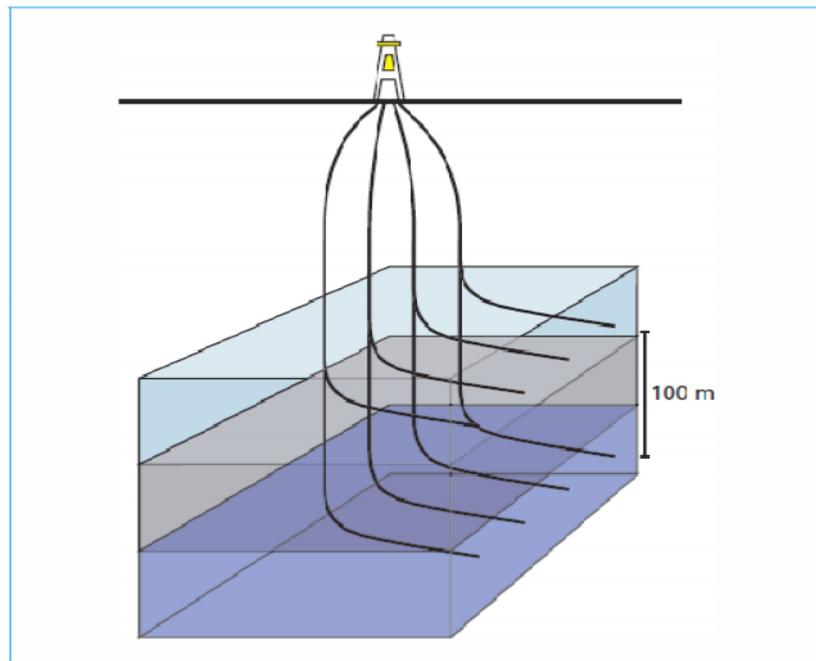


Figure 2.9 : Illustration de forages multiples à partir d'une plateforme de forage.[53]

e) Cimentation de puits :

La cimentation c'est de remplir l'annulaire entre le tubage de renfort par de ciment. Cette technique se fait au fur et à mesure de forage du puits, afin de protéger le puits et les ressources naturelles de sous-sol (les nappes en particulier). La cimentation renforce la structure de puits pour supporter les séismes, les vibrations, les différences des pressions entre l'intérieur et l'extérieur de tubage de puits au cours d'opération de fracturation hydraulique. Elle étanche les fuites (espace annulaire) entre la surface extérieure du tube et la roche forée.

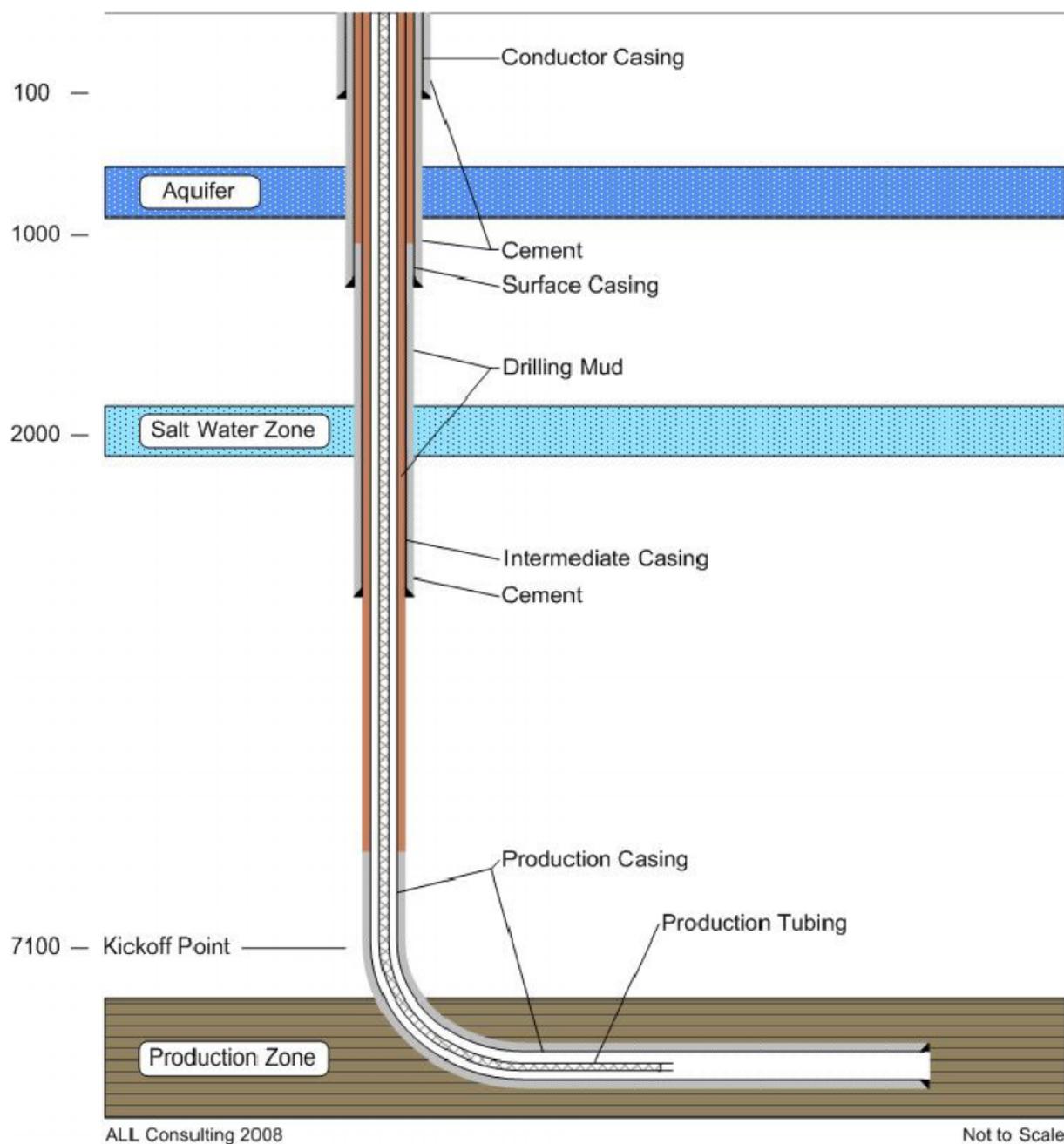


Figure 2.10 : Exemple de cimentation d'un puits.[54]

Après son durcissement, certaines propriétés du ciment sont vérifiées, comme la dureté, l'alignement et l'intégrité de la pression. Le forage ne reprend qu'après que le ciment ait durci et que le tubage de surface ait passé avec succès un test de pression.

Ensuite le forage se poursuit, à partir du fond du tubage de surface, jusqu'au réservoir. D'autres sections de tubes sont logées dans le trou de forage, à l'intérieur du tubage de surface, jusqu'au fond du trou et elles sont fixées à l'aide de ciment.

A une profondeur prédéfinie, le forage dirigé se fait un angle avec la verticale, ce qui permet à certaines profondeurs d'obtenir un puits horizontal. Le forage se poursuit ensuite sur la strate de la roche sédimentaire argileuse «shale ou schiste» à plusieurs centaines de mètres. Une fois le forage terminé, le tubage de production est inséré dans le long de trou de forage.

Dans les gisements non conventionnels le forage dirigé est indispensable, mais cette technique mais elle reste insuffisante. Alors en fait recours à une technique complémentaire « la fracturation hydraulique ».

f) La fracturation hydraulique (fracking) :

Pour les gisements conventionnels après forage les hydrocarbures s'écoulent naturellement à travers le tube de puits vers la surface. Par contre, vu la perméabilité négligeable, pour les gisements non conventionnels la stimulation artificielle de la roche pour augmenter sa perméabilité est nécessaire.

La fracturation hydraulique (hydraulic fracturing ou fracking en anglais) est la méthode de stimulation la plus répandue, grâce à elle que l'exploitation de gaz de schiste est devenu possible et économiquement rentable au USA. Cette méthode qui consiste à injecter un fluide (généralement l'eau) à haute pression pour fissurer la roche «schiste» (shale) permettant la libération de gaz piégé dans les pores imperméables auparavant.

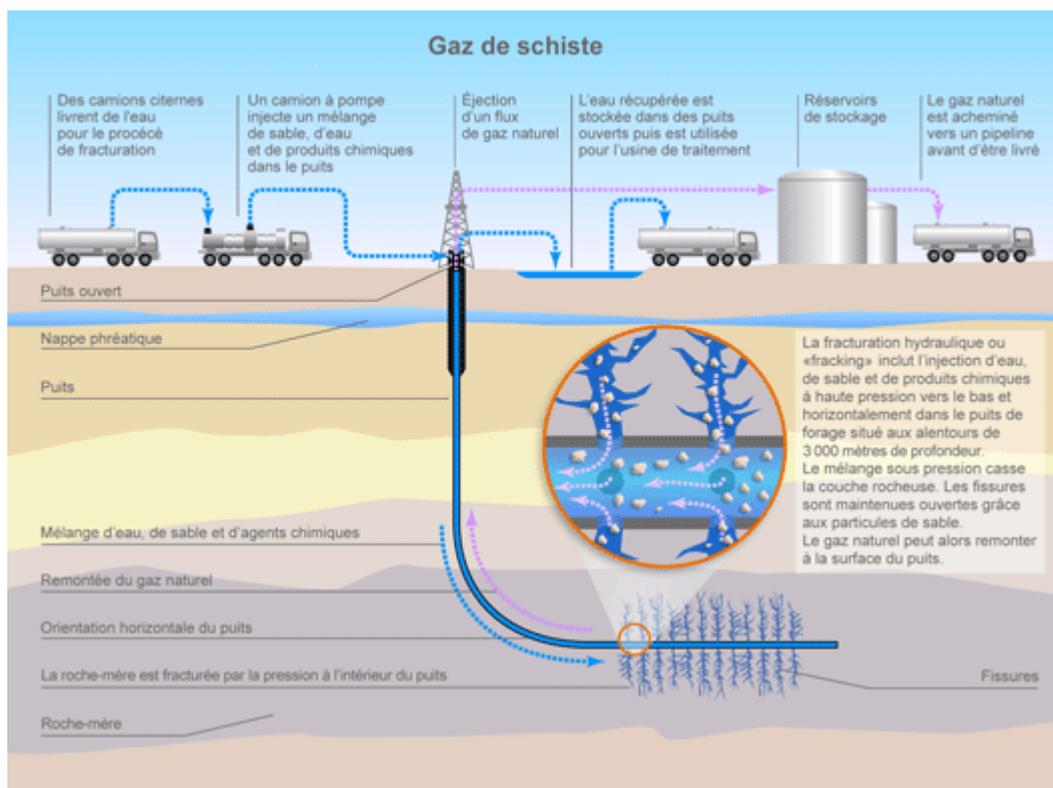


Figure 2.11:La fracturation hydraulique pour l'exploitation de gaz de schiste.[17]

utilisée pour la première fois par la multinationale « halliburton », en 1947, pour stimuler le flux de gaz naturel du champ Hugoton au Kansas.[6]

La fracturation hydraulique est souvent associée à la technique de forage horizontal qui consiste à orienter en profondeur le tubage dans l'axe de la couche rocheuse sur 1 à 3 km. Un emboîtement de tubage d'acier cimenté («casing») permet d'isoler totalement le puits et d'éviter les fuites d'hydrocarbures ou du fluide de fracturation injecté en profondeur. [7]

Avant de procéder à la fracturation hydraulique, une série de trous de faible diamètre (moins de 12 mm) est percée le long du tubage horizontal par détonation des petites charges explosives. Ces trous sont sert comme début de fissuration qui vont être créés par la fracturation hydraulique. À 2 500m de profondeur, une pression très élevée exercée pour fissurer la roche-mère qui est d'ordre de 300bars. Cependant, cette pression ne s'agit que de 50bars au niveau

de la roche a causé le la charge subite par les couche de roche en dessus jusqu'à la surface qui exerce une pression environ de 250bars.[3]

Le fluide de fracturation pénètre dans les fissures, sous forte pression, les fissures se propagent dans la roche, et maintenue ouvertes par le sable et les adjuvants chimiques. [7]

Les fissure créées par la fracturation propagent a quelques dizaines voir centaines de mètres autour du puits.Pouexploiter efficacement un réservoir, les sections horizontales des puits doivent être espacées de 250 à 500 m. Cela correspond en effet à la longueur moyenne d'une fracturation, qui s'étend sur 100 m de part et d'autre d'un puits. [8]

La modélisation de la fracturation en 3d permette une prise de contrôle sophistiquée ajouté à l'expérience déjà acquise, ce qui rend la fracturation limitée selon le rayon d'action désiré, en manipulant la direction et la pression d'injection du fluide.

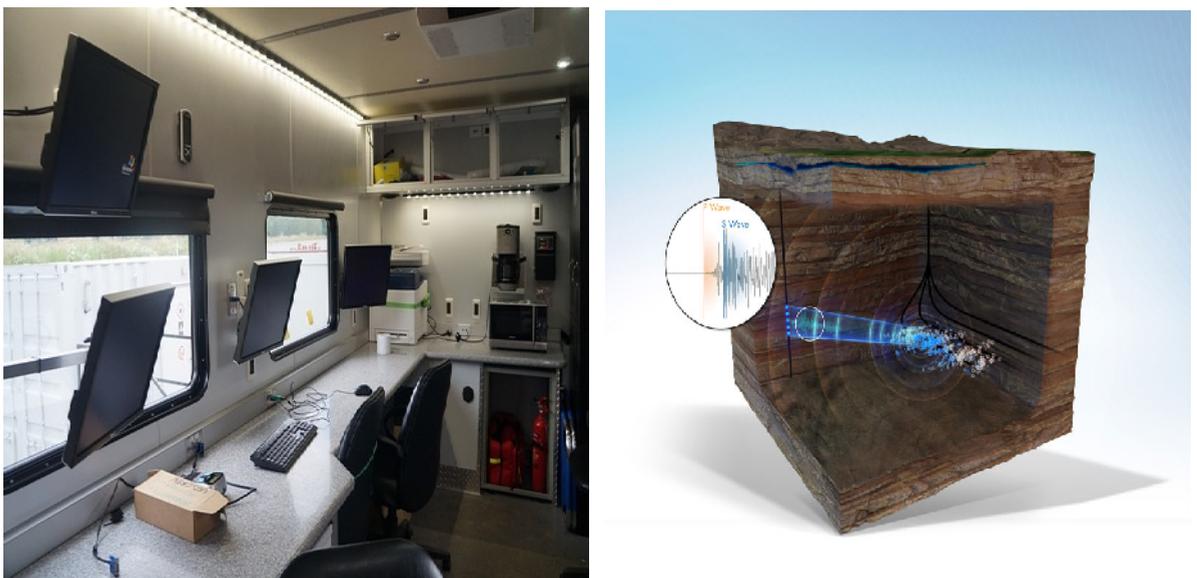


Figure 2.12 : chambre de contrôle de fracturation hydraulique [56]
monitoring en temps real [59]

Les microséismes, échos, issues de la fracturation hydraulique sont difficilement captés à la surface (inférieur à 3 Richter). Des capteurs microsismiques déployés en surface, installés à l'intérieur de puits d'observation proches du puits fracturé ou directement dans le puits de fracturation.

L'interprétation de ces échos captés présente des informations qui aident à simuler et voire la propagation des fissures en 3D, pour optimiser ce protocole de fracturation. Ce modèle 3D crée sert aussi pour prévenir le comportement de la roche dans les puits voisins. [8]

La fracturation hydraulique se termine, par sécession de pression appliquée et récupération de fluide injecté.

L'opération de la fracturation hydraulique peut se multiplier pour assurer la rentabilité de puits durant sa durée de vie estimée.

i. Le fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation hydraulique (fracturing fluid) sa composition varie de 90 à 95% d'eau, 5 à 9% du sable, 0.2 jusqu'à 5% des additifs chimiques selon la nature de la roche, la profondeur de puits, la température, la porosité, ... Ces additifs chimiques font la formule magique appropriée à chaque entreprise de forage mais aussi beaucoup de spéculation sur leur impact sur l'environnement dont certains identifiés comme cancérogènes. [7]

Le fluide de fracturation contient de :

a. EAU :

Sert à transporter l'agent de soutènement, le taux de compressibilité négligeable lui permet de transmettre le travail de compression vers la roche efficacement. C'est de l'eau douce à raison de dissoudre les sels contenus dans la roche, d'où les inquiétudes sur les quantités énormes requises.

b. SABLE :

C'est l'agent de soutènement le plus utilisé vu son coût réduit par rapport aux autres soutènements, comme des billes de verres, d'aluminium, d'acier dur, de céramique et de résines. Son rayon varie entre 0.4 à 2mm ce qui lui permet de s'infiltrer facilement dans les fissures créées par la fracturation hydraulique, et maintenir ses fissures ouvertes à la fin de l'opération, donc augmenter la perméabilité de la roche pour faciliter la migration de gaz libéré vers la surface suivant le tubage de puits. [9]

c. ADDITIFS CHIMIQUES :

La quantité et la nature d'additifs ajoutés varient d'un puits à autre et d'un industriel à autre. Mais globalement sont en quatre types :

➤ Agents de suspension (Des gélifiants) :

Gomme de guar ou hydroxypropylguar (HPG): 4 à 8 kg par m². Le guar est une gomme naturelle provenant d'une légumineuse. L'HPG est obtenu en faisant réagir le glyoxal sur le guar. Le guar ou l'hydroxypropylguar est rehoépaissant, se dissolvent dans l'eau en donnant une solution très visqueuse qui peut maintenir le sable en suspension ce qui permet le transport jusqu'à le fond des fissures déjà créées par les explosifs. [16]

➤ Agent de réticulation :

Borate de sodium, ou acétate de zirconium, ou zirconates d'alcoyles, ou titanates d'alcoyles. Ces agents ont la propriété d'augmenter fortement le seuil de cisaillement et la viscosité de la solution de guar. [16]

➤ **Agent de déréctulation :**

Persulfate d'ammonium, ou enzymes. Ces agents ont la propriété de détruire la réticulation du guar au bout d'un certain temps, ce qui a pour effet de réduire fortement la viscosité de la solution et d'abaisser le seuil de cisaillement. On peut obtenir un résultat équivalent (modification de viscosité) en ajoutant extratemporanément de l'isopropanol au fluide de fracturation. [16]

➤ **Des anti-gélifiants :**

Qui permet de casser l'effet gélifiants déjà créé, avec un effet de retard dans le temps afin que le retrait du fluide vers la surface, une fois la fracturation est terminée, pour ne pas récupérer le sable déjà injecté pour maintenir les fissures ouvertes.

➤ **Des biocides :**

glutaraldéhyde, ou 2,2-dibromo-1-nitrilopropionamide, ou sulfate de tétrakis-(hydroxyméthyl)-phosphonium. Ces produits permettent de protéger le guar contre une décomposition trop rapide provoquée par les bactéries présentes dans le milieu, décomposition accélérée par la température. Sont des désinfectants antibactériens pour éliminer l'activité bactérienne dans le puits et les fissures.[16]

➤ **Agent de surface (réducteurs de friction) :**

Détergents divers. Ces agents sont destinés à améliorer la mouillabilité du terrain, qui facilite la pénétration de l'eau dans les fissures pour meilleurs fracturation ce qui réduit la quantité d'eau utilisée.[16]

➤ **Divers :**

Agent anti-corrosion (N-N-diméthylformamide), Anti-tartre (éthylène glycol), chlorure de potassium : ce dernier produit est utilisé lors de la traversée de zones argileuses, pour éviter le gonflement (et le colmatage) des argiles. Le problème des argiles peut quelquefois être résolu en remplaçant la

boue à la bentonite par une boue inverse, émulsion eau/huile contenant du fuel, de l'eau et un agent tensioactif qui maintient la stabilité de l'émulsion.. [16]

La composition du fluide de fracturation est parfois restée inconnue dans le passé, sous couvert du secret industriel, ce qui a amplifié les inquiétudes du grand public.

En 2010, le Sénat américain et l'association américaine pour la protection de l'environnement (EPA) ont demandé aux 9 grands opérateurs utilisant la fracturation hydraulique de publier la liste des produits chimiques utilisés dans la fracturation. La législation américaine impose désormais aux compagnies de communiquer la liste des additifs utilisés.

Additif	Composition	But	Usage commun	Pourcentage
Eau	Eau	Créer des fractures et y injecter le sable	L'eau est la molécule la plus abondante à la surface de la Terre	94,69%
Sable	Sable	Permettre aux fractures de rester ouvertes	Le sable sert à la filtration de l'eau potable	5,17%
Acide dilué	Acide chlorhydrique	Dissoudre les ciments minéraux dans les fractures	Piscines et nettoyeurs ménagers	0,03%
Réducteur de friction	Polyacrylamide	Réduire la friction	Traitement de l'eau et des sols	0,05%
Agent antimicrobien	Glutaraldehyde, éthanol et méthanol	Éliminer les bactéries	Traitement de l'eau, désinfectant, stérilisation médicale	0,05%
Inhibiteur de dépôt	Ethylene glycol, alcool et hydroxyde de sodium	Empêcher les dépôts dans les tuyaux	Traitement de l'eau, nettoyeurs ménagers, agent de dégivrage	0,01%

Tableau 2.2 :Exemple de la liste des additifs employés par Range Resources dans le gisement américain de Marcellus Shale (IFP Energies nouvelles)[17]

Après amplification des inquiétudes des écologistes et des citoyens , l'agence de protection de l'environnement (EPA) a demandé aux grandes compagnies exploitantes de gaz de schiste de publier leur liste des additifs chimique ajouté pour la fracturation hydraulique en Amérique, ces listes sont accessible dans l'annexe.

3. L'abandon du puits :

Quand le débit d'hydrocarbures devient minimum ou le prix de gaz ne semble pas rentable, on procède à la fermeture de puits. Avant d'abandonner le champ, la compagnie pétrolière doit démonter la plate forme, et tous les équipements : les réservoirs, dessaleur, séparateur.... Mise en place d'un système de sécurité, bouchon de ciment pour le puits et réduire les traces en nettoyant la zone et parfois dépolluer si nécessaire.

La fermeture des puits doit commencer par un diagnostic complet de l'état du puits afin d'identifier un défaut de l'ouvrage, surtout ce qui s'agit d'étanchéité et cimentation du puits. Une fois le diagnostic établi et les opérations correctives nécessaires réalisées, on procède au bouchage des puits, en injectant quelques mètres-cubes de matériaux cimentaires à l'intérieur du tubage de production. Le bouchage d'un puits ne consiste pas à mettre en place une barrière de ciment sur toute la profondeur de puits.

Ces deux techniques, forage horizontal et fracturation hydraulique, présentées ci-dessus. Elles sont couramment utilisées par l'industrie pétrolière dans l'exploitation de des gisements conventionnels pour en améliorer la productivité et augmenter ainsi le taux de récupération du pétrole et du gaz en place. Des milliers de fracturations hydrauliques et de forages horizontaux qui ont fait le boom de gaz de schiste ce qui a devenu une routine dans l'industrie gazière depuis une dizaine d'années.

III. POTENTIELS ET PERSPECTIVE DE GAZ DE SCHISTE :

Avant de voir les estimations sur les réserves énormes de gaz de schiste en Algérie, et qui sont en partie déjà affirmées par la société nationale Sonatrach, en essaye d'exposer l'argument le plus fort soutenant l'exploitation de gaz de schiste, qui est l'intérêt économique, en illustrant l'expérience américaine avec l'exploitation et le développement de gaz de schiste, qui est pour certains « le miracle de gaz de schiste », pour enfin donner l'approvisionnement de la politique énergétique algérienne.

1. Expérience des États Unies:

a) Réserve :

D'après les prévisions d'IEA (agence internationale d'énergie), les États Unies dispose 37 000 milliards de m³ de gaz non conventionnel (shale gas, tightgas, coalbedmethane), soit 50 % des réserves de gaz naturel du pays, dont près de 18 830 milliards de m³ des ressources de gaz de schiste techniquement récupérables. Et la production américaine de gaz de schiste en 2012 a atteint 40% de la production totale de gaz soit 294 milliards de m³.

Au États Unies, Le gaz de schiste existe presque dans 48 états, et les régions les plus actives sont : Barnett shale, Haynesville/Bossier Shale, Antrim shale, Fayetteville shale, Mercellus Shale et new Albany Shale. [12]

Barnett Shale:

Estimé à 327 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 44 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. Plus de 10 000 puits forés en 2009. [12]

Fayette Ville Shale:

Estimé à 52 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 41.6 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. Plus de 1000 puits forés en 2009. [12]

Haynes VilleShale:

Estimé à 717 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 251 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [12]

Marcellus Shale:

Estimé à 1500 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 262 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [12]

Woodford Shale:

Estimé à 23 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 11.4 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [12]

Antrim Shale:

Estimé à 76 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 20Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [12]

New Albany Shale:

Estimé à 160 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 20 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [12]

b) Exploitation:

Les Etats Unies restent le premier et le plus grand producteur de gaz de schiste dans le monde. Grace à cette nouvelle source qui est avant considérée non rentable et non conventionnel, les états unies sera exportateur de gaz de

schiste à partir de 2020, résultat de développement technologique des méthodes de prospection et d'extraction ; le forage horizontale et la fraction hydraulique.

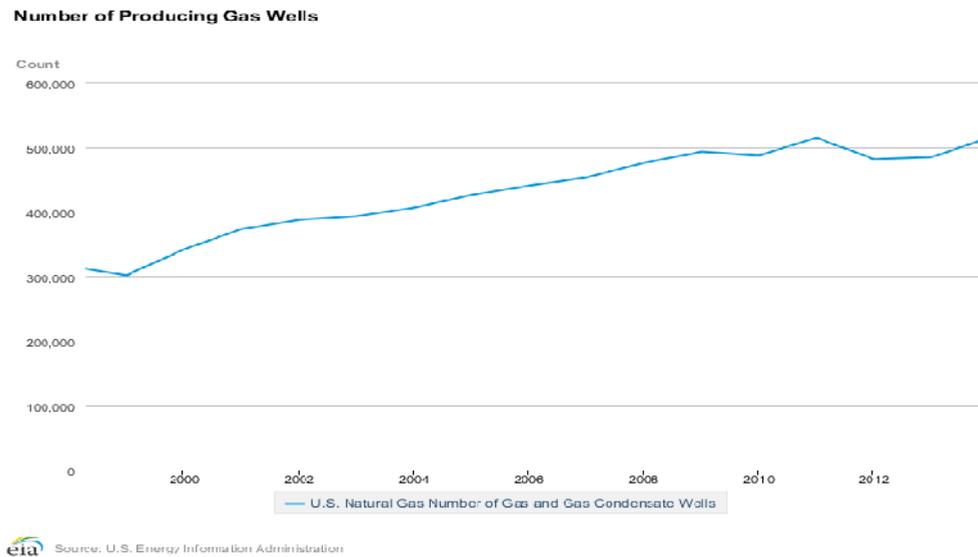


Figure 3.1: évolution de nombre de puits de gaz de schiste aux USA. [64]

L'évolution rapide, à partir de l'an 2000, de production de gaz de schiste fait le boom sur l'économie américaine, qui présente près de 60% de la production totale de gaz aux États- Unis en 2010. L'exploitation de gaz de schiste est accompagnée par l'exploitation d'autre ressource non conventionnelle comme le méthane de charbon (coalbedmethane) et gaz de réservoirs compacts (tghitgas).

	Recoverable resources (tcm)		Production (bcm)		
	End-2011	Share of total	2005	2010	Share of total (2010)
Unconventional gas	37	50%	224	358	59%
Shale gas	24	32%	21	141	23%
Tight gas	10	13%	154	161	26%
Coalbed methane	3	4%	49	56	9%
Conventional gas	37	50%	288	251	41%
Total	74	100%	511	609	100%

Sources: IEA analysis and databases.

Tableau 3.1: La comparaison de production de gaz non conventionnel avec le gaz conventionnel aux USA. [65]

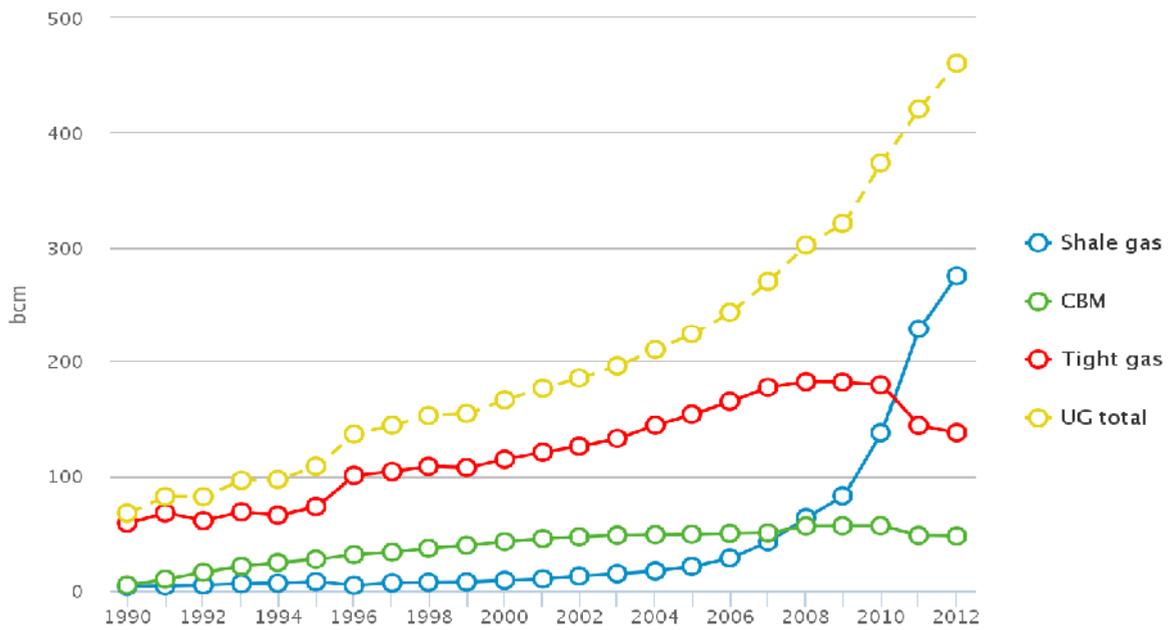


Figure 3.2 : Évolution de production des gaz non conventionnel aux USA (CBM : Coal BedMethane; UG : UnconventionalGas, bcm : billion cubicmetres). [66]

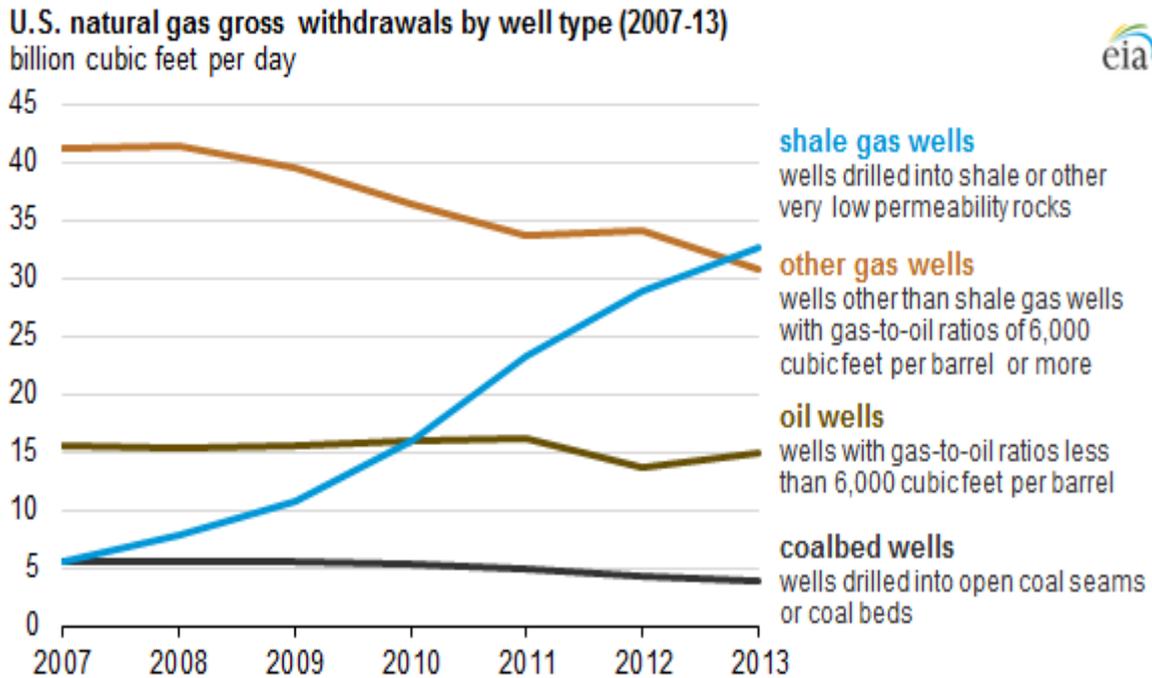


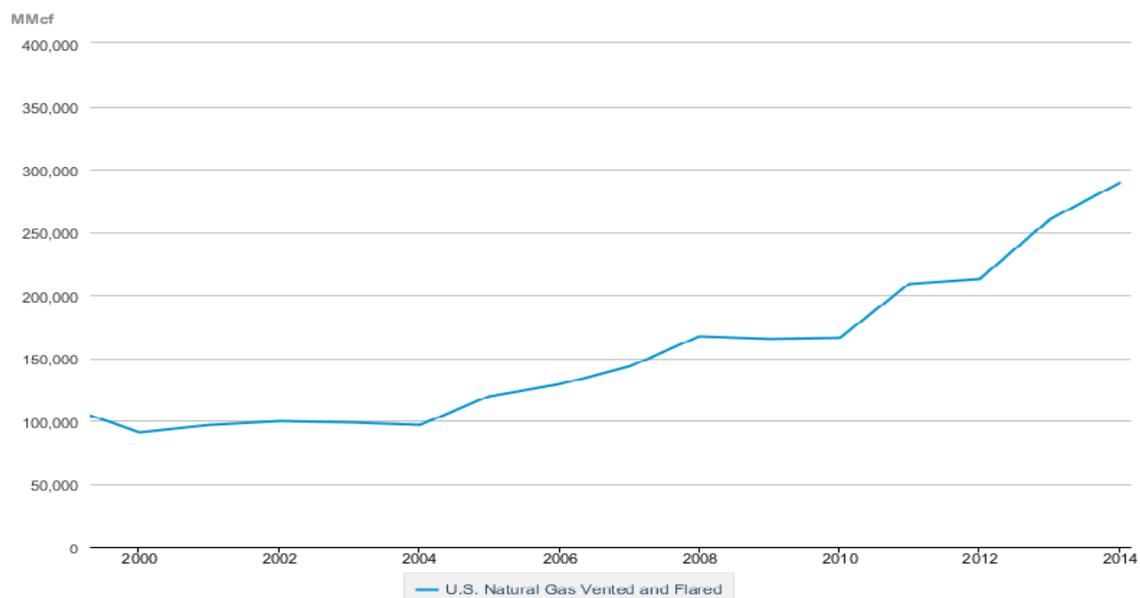
Figure 3.3: Augmentation de production de gaz de schiste par rapport aux autres hydrocarbures aux USA. [64]

En 2007, des puits de gaz de schiste représentaient 8% du gaz naturel totale produite aux États-Unis, avec 63% de la production de gaz de schiste en provenance de Texas. Depuis lors, la répartition de la production de gaz de schiste par l'État a changé de manière significative aux États-Unis, notamment au Texas, la Pennsylvanie, la Louisiane et l'Arkansas. Ces états ont représenté 26 milliards de pieds cubes / j, soit 79%, de la production américaine de schiste en 2013.

c) Reviens Économiques :

Après la dépendance américaine aux importations d'énergie fossiles, une nouvelle combinaison dans l'exploitation de ressources non conventionnelles, du forage horizontal et la fracturation hydraulique au cours des années précédentes à lui permettre une augmentation spectaculaire sur le plan économique.

Natural Gas Gross Withdrawals and Production



eia Source: U.S. Energy Information Administration

Figure3.4 : évolution des revenus des gaz de schiste. [66]

L'US Energy Information Administration (EIA) estime dans l'AnnualEnergy Outlook 2015, que près de 11.34 trillions de pieds cubes de gaz naturel sont été produites directement à partir des schistes aux États-Unis en

2013. Il était environ 47% du total des productions des États-Unis de gaz naturel sec en 2013. L'exploitation de gaz de schiste a généré un bénéfice de 76.9 milliards de dollars, en 2010, estimé à être en 2015 118,2 milliard de dollars et permettra de tripler à 231,1 milliards \$ en 2035, d'après les prévisions de IHS global insight. [71]

La balance de rentabilité de gaz de schiste dépend des coûts de la prospection, d'extraction et de maintenance d'un côté, et d'un autre côté les bénéfices économiques obtenus.

L'exploitation de gaz de schiste a plusieurs bénéfices comme création d'emplois, réduction de la consommation et l'épuisement des ressources conventionnelles, stimuler la croissance économique, réduction de la dépendance énergétique et baisse du prix du gaz.

D'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE) les États Unies a réduit ses importations de gaz grâce à l'exploitation de gaz de schiste ce que lui permettra d'assurer son auto suffisance à partir de l'horizon de 2020, tout en maintenant le prix du gaz relativement faible par rapport aux marchés mondiaux.

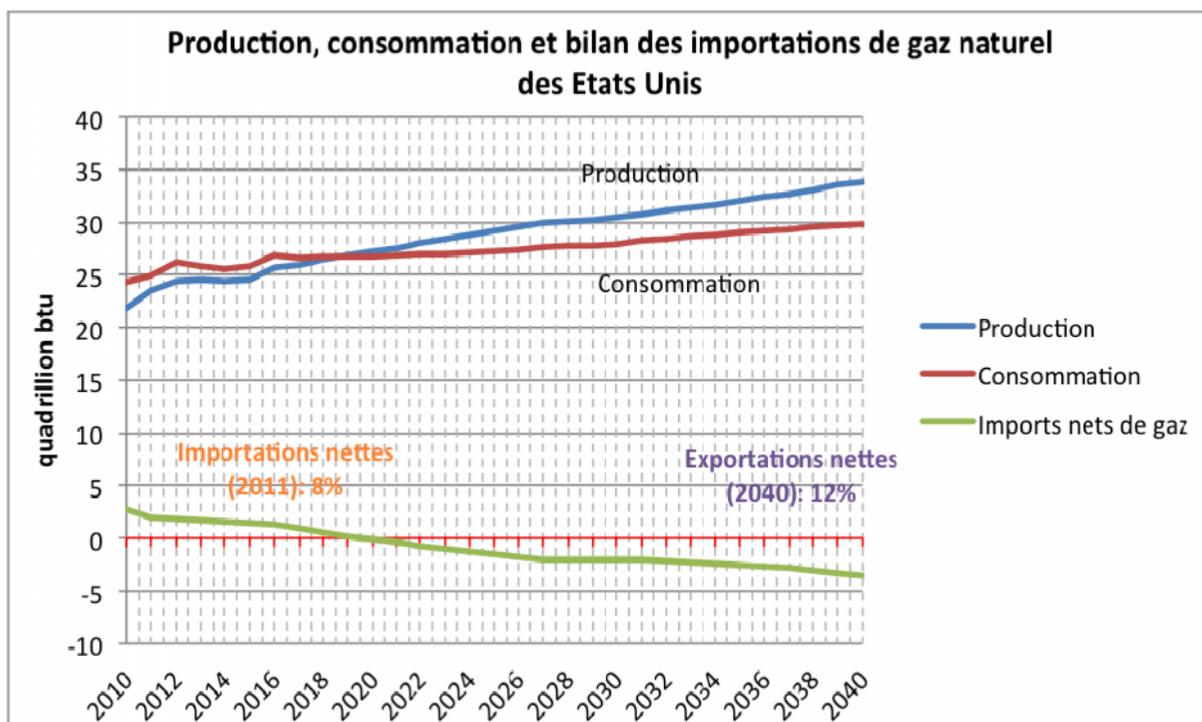


Figure 3.5 : EIA, AEO prévisions dans le scénario de référence

L'intérêt économique de gaz de schiste est associé à plusieurs paramètres, essentiellement le prix de gaz qui semble instable mais qui augmente généralement vu le développement de plusieurs pays, donc l'augmentation de la demande.

L'impact économique de gaz de schiste paraît dans intensive production, qui a induit une baisse très important de prix de gaz depuis 2008, il été en moyenne 8\$US/millions de btu et devenu presque la moitié jusqu'à 4.35\$/millions de btu en 2013, et quatre fois moins cher qu'au japon à cause de l'augmentation de l'offre suite à l'exploitation du gaz de schiste.

Cette baisse des prix affecte aussi sur plusieurs domaines, tels que le transport et l'industrie des centrales électriques, limite d'exploitation de charbon, le pouvoir d'achat des citoyens et leur mode de vie. Sous Ces conditions, l'investissement pour forer d'autres puits n'est pas favorisée, car un prix aussi bas rend l'extraction du gaz peu rentable, d'ailleurs ils procèdent à la fermeture de quelques puits pour rétablir une hausse de prix basant sur le principe de l'offre et la demande.

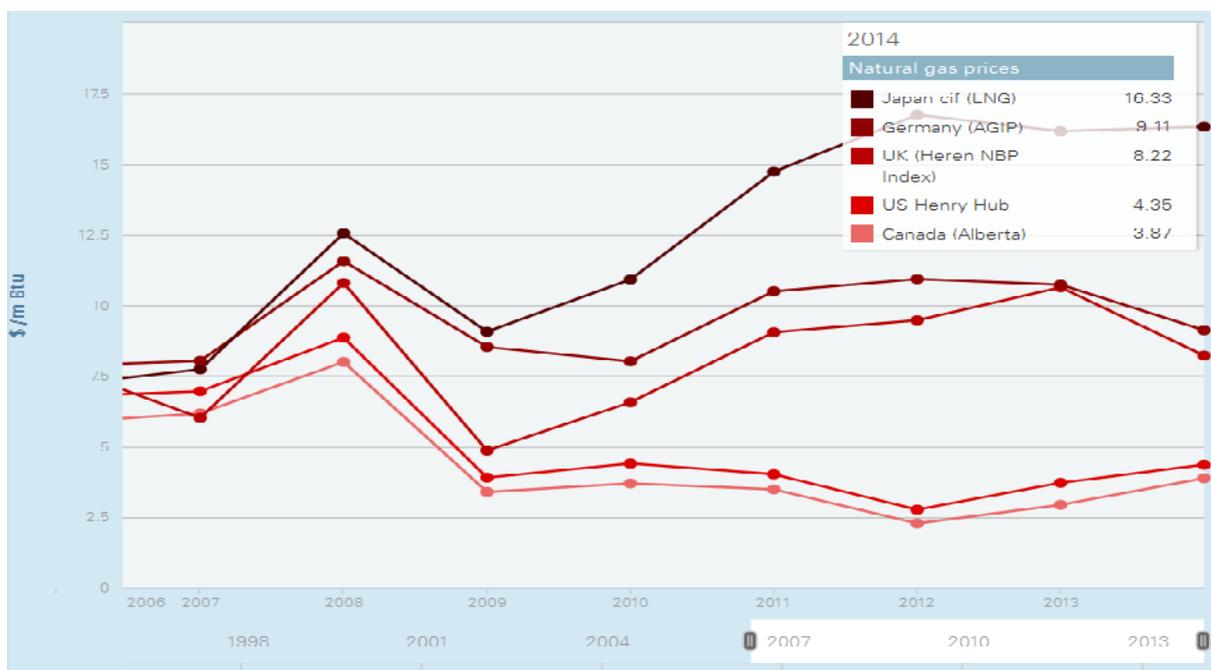


Figure 3.6 : L'évolution de prix de gaz dans la bourse mondiale [72]

d) Emplois :

Aux États-Unis comme au Canada, l'exploitation des gaz de schiste, n'a pas seulement un impact sur la baisse des prix de gaz, mais aussi sur l'emploi surtout dans le secteur industriel.

L'institut de prévision économique IHS Global Insight estime que le gaz de schiste aurait contribué à créer 600 milles emplois directs, et indirects en 2010 aux États-Unis. En 2015, ce seront 870 milles emplois générés par le gaz de schiste. [70]

Par exemple en Pennsylvanie, on retrouve la formation de Marcellus qui est très riche en gaz de schiste, son exploitation a bien attirer la main d'ouvres en comparaison avec d'autres secteurs ce qu'a créer une augmentation des salaires. D'après une étude d'IHS global insight, a constaté que le gaz de schiste et des emplois connexes offrent des salaires plus élevés, en moyenne 23,16 \$ par heure que ceux versés aux travailleurs dans la fabrication, le transport et l'éducation. [71]

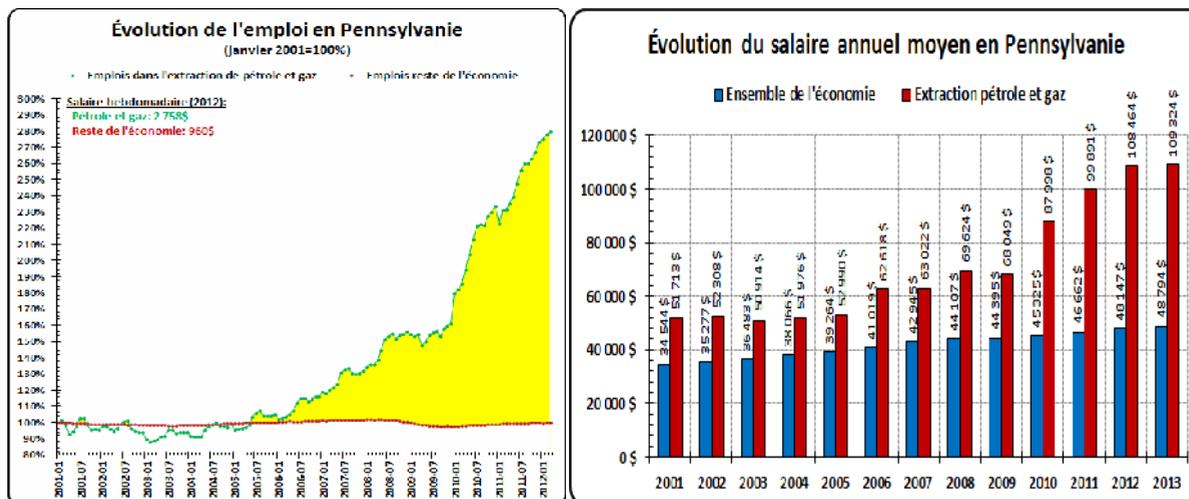


Figure 3.7 :Évolution d’emplois et des salaires dans les zones exploitante de gaz de schiste. [23]

Malgré les spéculation à-propos de nombre exacte d’emplois, une chose est sûre, l’exploitation de gaz de schiste est accompagnée par augmentation

d'emplois créés et c'est un argument que ne pouvons pas négliger, par exemple dans son livre «la mirage de gaz de schiste», thomas porcher, docteur en économie de l'université de Paris 1 Panthéon-Sorbonne, professeur en Marchés des matières premières et enseignant en Économie à l'Université Paris-Dauphine, explique que les 600 milles emplois créés sont résultat de l'exploitation et de forage intensif de gaz de schiste soit 500 milles puits, d'ordre un employé pour chaque puits. Selon la même source, au début de forage 13 personnes seront mobilisés pour commencer l'exploitation, et après le commencement de production un seul suffira pour la commande de puits, et les 12 autres seront soit virés ou affecter pour un nouveau puits.

D'après IHS, Au cours des 25 prochaines années, l'industrie du gaz de schiste va générer plus de 933 milliards de dollars en recettes fiscales, ainsi que la baisse des prix associés pour d'autres achats des consommateurs, assimilent à une addition annuelle moyenne de 926 \$ de revenu disponible par ménage entre 2012 et 2015. [24]

Cette industrie est devenue un centre d'intérêt pour plusieurs pays comme la chine, la France, l'Argentine, l'Allemagne, l'Algérie,.... Etc.

2. Potentiel de gaz de schiste en Algérie :

Connaitre à l'avance Les volumes des hydrocarbures non conventionnels techniquement récupérables semble impossible, mais Les estimation de ces ressources (gaz de shale) fait de progrès grâce aux techniques avancés utilisés pour la prospection (échographie, sismographie,....).

Les bassins Algériens d'hydrocarbure le gaz de schiste se trouve généralement dans les formations de schiste importantes, le schiste Silurien Tanezuft et le schiste Dévonien Frasnian. L'Algérie détienne sept bassins important des hydrocarbures: Ghadamès(Berkine), Illizi, Timimoune, Ahnet, Mouydir, Reggane, Tindouf.

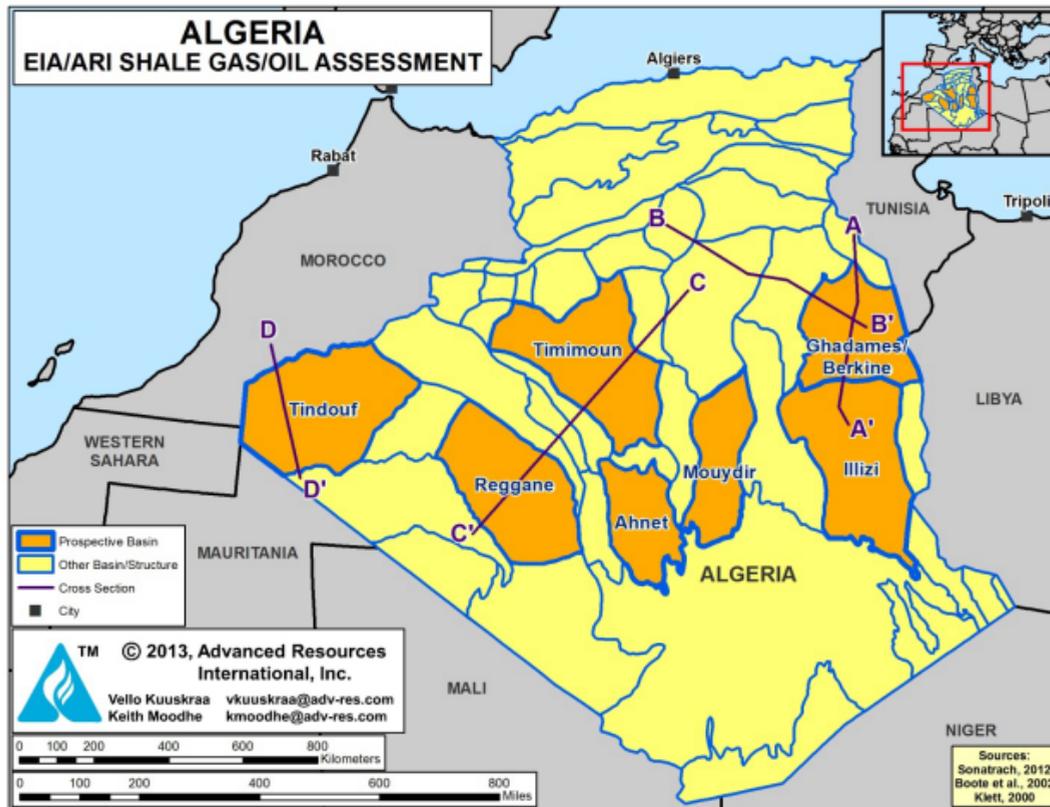


Figure 3.8 : Bassins gaz de schiste en Algérie [10]

D’après les estimations de l’agence internationale d’énergie EIA, ces sept bassins détiennent un potentiel total de gaz de schiste environ 3419 TCF, dont 707 TCF comme ressources techniquement récupérable (Technically recoverable resources), qui peuvent être exploités à l’aide de la technologie actuelle. Comme cette technologie se développe, les applications de l’industrie améliore, et la compréhension de la géologie progresse, ces volumes estimés augmente également. Le potentiel exact des ressources de gaz de schiste ne peut pas être entièrement déterminé avant que essais de production extensive des puits commence. Pour ces estimations, le taux de récupération pris est de 20% seulement. Mais dans des cas exceptionnels ce rapport peut atteindre 50 à 55%, d’après l’expérience américaine. Hors, que pour les gisements conventionnels de gaz naturel, les taux de récupération sont de 60 à 80 %. [10]

a) Réserve :

En outre, six de ces bassins détiennent un potentiel de 121 milliards de barils de pétrole de schiste et de condensat, avec 5,7 milliards de barils comme ressources techniquement récupérables de pétrole de schiste. [10]

Bassin de Tindouf :

Estimé à 135 Tcf de gaz de schiste, et 2 milliards de barils de pétrole de schiste. De ce montant, 26 Tcf de gaz de schiste et 0,1 milliards de barils de pétrole de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin de Mouydir :

Estimé à 48 Tcf de gaz de schiste. De ce montant, 10 Tcf de gaz de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin de Reggane :

Estimé à 636 Tcf de gaz de schiste, et 14 milliards de barils de pétrole de schiste. De ce montant, 121 Tcf de gaz de schiste et 0,5 milliards de barils de pétrole de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin de Ghademas (Berkine):

Estimé à 1227 Tcf de gaz de schiste, et 88 milliards de barils de pétrole de schiste. De ce montant, 282 Tcf de gaz de schiste et 4,4 milliards de barils de pétrole de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin d'Ilizi :

Estimé à 304 Tcf de gaz de schiste, et 13 milliards de barils de pétrole de schiste. De ce montant, 56 Tcf de gaz de schiste et 0,5 milliards de barils de pétrole de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin de Timmimoun :

Estimé à 763 TCF de gaz de schiste. De ce montant, 151 TCF, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Bassin d’Ahnet :

Estimé à 306 Tcf de gaz de schiste, et 5 milliards de barils de pétrole de schiste. De ce montant, 60Tcf de gaz de schiste et 0,2 milliards de barils de pétrole de schiste, jugé comme ressource techniquement récupérable. [10]

Basic Data	Basin/Gross Area		Ghadames/Berkine (117,000 mi ²)				Illizi (44,900 mi ²)		
	Shale Formation		Frasnian		Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age		U. Devonian		Silurian		Silurian		
	Depositional Environment		Marine		Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,720	3,840	3,490	6,050	22,080	9,840	16,760
	Thickness (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 - 8,000
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	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/mi ²)		35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7
	Risked GIP (Tcf)		48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6
	Risked Recoverable (Tcf)		4.8	42.8	58.4	26.0	150.3	15.0	40.7

Basic Data	Basin/Gross Area		Timmimoun (43,700 mi ²)		Ahnet (20,200 mi ²)		Mouydir (22,300 mi ²)	
	Shale Formation		Frasnian	Tannezuft	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft	
	Geologic Age		U. Devonian	Silurian	U. Devonian	Silurian	Silurian	
	Depositional Environment		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	275	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	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	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)		72.9	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5
	Risked GIP (Tcf)		467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6
	Risked Recoverable (Tcf)		93.4	59.1	3.8	5.0	51.1	9.5

Tableau3.2 :Les Propriétés des bassins réservoir de gaz de schiste en Algérie.

[10]

Sonatrach, a investi un grand effort visant à définir la taille et la qualité des réserves de gaz de schiste en Algérie. À ce jour, la société a établi une base de données des ressources pour les principaux bassins de schiste. Le forage d'une série de puits pilotes pour tester la productivité des hauts bassins prioritaires, en ciblant les formations de schiste avec une grande teneur en matière organique (total organic content), TOC supérieur à 2% et la rémunération épaisse supérieure à 20m à des profondeurs modérées inférieure a 3000 m. [10]

La fin de premier forage de puits pilote a été réalisé au bassin d'Ahnet, dans la région d'In Salah, le 27 décembre 2014 par association de la société nationale Sonatrach avec la société française Total, les estimations annoncent 200 000 milliards de m³ de gaz de schiste, dont 10% jugé comme techniquement récupérable, soit 20 000 milliard de m³. [11]

Une phase de développement de trois ans est prévue avant d'entamer la production et commercialisation dans ce bassin si la rentabilité commerciale est prouvée. Cependant, pour confirmer le potentiel commercial des ressources des sept bassins, un programme minimum de 11 puits, étalés sur 7 à 13 ans, est nécessaire. [15]

b) Perspectives de l'Algérie :

M^rSaïd Sahnoun, le PDG de Sonatrach (Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures), à déclarer le 11 janvier 2015 vouloir investir «70 milliards de dollars sur 20 ans pour produire 20 milliards de mètres cubes de gaz de schiste par an». [55]

M. SAHNOUN adonné les chiffres des premières évaluations du potentiel en hydrocarbures non conventionnels en Algérie, à savoir 4 900 Tcf, ce qui équivaut à 7 fois HassiR'mel en termes de volumes récupérables.

Prévisions des gisements potentiels de cette vaste région sont estimées à 19 000 milliards de m³ de gaz et l'objectif de Sonatrach est d'atteindre les 30 milliards de mètres cubes à l'horizon 2025. M. Sahnoun estime que l'Algérie devrait forer "au moins 200 puits par an", ce qui permettrait "la création de 50.000 emplois directs et indirects". Le pays est encore "au stade de la faisabilité opérationnelle et économique" pour ce qui concerne cette technologie, a-t-il rappelé. [55]

Toutes ses prévisions paraissent propices, bonnes mais il y a quelques soucis à propos de ça : les coûts de réalisation d'un forage pour l'exploitation du gaz de schiste en Algérie varient entre 10 et 15 millions de dollars, alors qu'aux USA le coût moyen d'un puits varie entre 5 à 7 millions de dollars ce qui donne d'avantage pour eux. Ajoutant à cela la concurrence pour l'exploitation de gaz de schiste de quelques pays qui est en premier lieu la Chine de plus grande réserve.

Des études approfondies qui doivent être tenues pour répondre sur la rentabilité de gaz de schiste en Algérie, mais si on reste sur la parole de monsieur Said Sahnoun d'investir 70 milliards de dollars, en produisant 20 puits pour chaque année pour produire 20 milliards de m³, paraît que à partir de 4 \$ /m³ est bénéfique. En effet, malgré que la baisse de prix à toucher l'essor de l'investissement aux États Unis rien que la plus part des puits reste en production, et c'est pour ça qu'en procède à la fermeture de quelques puits pour jouer sur l'offre excessive.

c) Le point de vue social :

En juin 2013, l'EIA, Energy Information Administration des États-Unis, publie un rapport dans lequel il est affirmé que l'Algérie détiendrait la troisième réserve mondiale de gaz de schiste (707 trillions m³) située dans sept bassins: Ahnet, Berkine-Ghadames, Mouydir, Reggane, Timimoun et Tindouf.

Au Conseil des ministres, le 21 mai 2014, sous la présidence du président de la République, Abdelaziz Bouteflika, que le gouvernement a donné son accord pour entamer l'industrie de gaz de schiste. [15]

Le 27 décembre 2014 une campagne de puits d'exploration à In Salah, est déjà commencée. Le puits-pilote est réalisé avec succès et le ministre d'énergie a déplacé sur place pour féliciter sonatrach.

Après trois jours, une mobilisation et manifestations contre l'exploitation du gaz de schiste a débuté le 31 décembre 2014 à In Salah, la ville très la plus proche du bassin d'Ahnet. Contestant de leur refus au gaz de schiste et à la fracturation hydraulique, dont plusieurs villes en ont suivi ce mouvement (Tamanrasset, Ghar, Tit et El Mena) qui réclament un moratoire.[11]



Figure 3.9 : Manifestation à In Salah mars 2015 [42]

Les citoyens sont convaincus que l'exploitation de gaz de schiste aura de grands problèmes écologiques, en particulier la fracturation hydraulique (fracking) qui nécessite de grande quantité d'eau, de sable et de produits chimiques dangereux et nuisible pour la santé publique e

Ajoutant, que cette question qui semble nationale n'est pas posée au public. et sans oublier les scandales de corruption de l'ex ministre d'énergie Chakib Khalil, en 2010, liée à Sonatrach.

Le PDG de Sonatrach a répondu, à la Radio Algérienne, que toutes les précautions et mesures visant à prévenir ces situations avaient été prises en compte : "Il faut clarifier et lever les ambiguïtés autour du gaz de schiste (...) peut-être que nous n'avons pas suffisamment communiqué sur le sujet, les craintes sont justifiées", a-t-il déclaré. Mais il a assuré produire du gaz "propre" grâce notamment à la "gestion des eaux de rejet". [11]

La ministre de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement Dalila Boudjemaa et le ministre de l'Energie Youcef Yousfi se veulent rassurants quant aux impacts de cette exploration. Il a été "exigé et obtenu des différentes parties concernées, que cette eau qui remonte à la surface soit traitée et réinjectée dans le sol pour l'exploitation de nouveaux forages", a indiqué Mme Boudjemaa en juillet dernier, rapporte l'agence de presse algérienne APS. L'Algérie utiliserait, dans son option d'exploitation des schistes, des tubes en acier cimentés à travers lesquels un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques serait injecté dans la poche du gaz de schiste. Cela "évitera la contamination du site", a estimé la ministre. [11] "La quantité d'eau utilisée par la fracturation hydraulique n'excède pas les 7.000 m³ et elle est réutilisable pour d'autres opérations de fracturation", a affirmé de son côté M. Yousfi, selon Le Monde. [11]

Les partis politiques opposants ont aussi été accueillis par la population qui n'aspire qu'à sortir de son relatif isolement et désire que le débat autour de la question du gaz de schiste s'élargisse.

Sans oublier, que le président Abdelaziz Bouteflika a instruit le gouvernement de veiller à ce que la prospection, et plus tard l'exploitation des hydrocarbures schisteux, soient menées en permanence avec le souci de préserver les ressources hydriques et de protéger l'environnement [15] mais ce

mouvement des manifestations continu a apparaitre dans les journaux sur leurs première page « non au gaz de schiste ni ici ni ailleurs ».

Aux État Unies, plusieurs études sont faites pour voir les avis des citoyens à propos de l’exploitation de gaz de schiste par fracturation hydraulique. Les résultats sont en presque en équilibre. Et la majorité de ce qui sont contres craignent de contamination des eaux potables, et suggèrent plus de réglementation.

Sponsor	Dates	Location	Sample Size	Awareness	Attitude
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Sep 2013	USA	2,144	40% familiar , 53% not familiar	base: 861 38% oppose, 38% support
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Mar 2013	USA	2,113	42% familiar , 52% not familiar	base: 889 41% oppose, 45% support
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Sep 2012	USA	2,092	35% familiar , 59% not familiar	base:726 41% oppose, 41% support
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Mar 2012	USA	2,371	32% familiar , 63% not familiar	base: 752 36% oppose, 48% support
Pew Research Center	Sep 2013	USA	1,506		44% favor, 49% oppose
Pew Research Center	Mar 2013	USA	1,501		48% favor, 38% oppose
Pew Research Center	Mar 2012	USA	1,503	26% have heard a lot, 37% a little, 37% nothing	base: 1033 52% favor, 35% oppose
Quinnipiac University Polling Institute	Dec 2013	USA	2,692		45% support, 36% oppose
Yale Project on Climate Change Communication and the George Mason University Center for Climate	Sep 2012	USA	1,061	54% have heard nothing at all/a little, 22% some, 9% a lot, 15% don't know	base: 495 59% think fracking is a bad thing, 42% think it is good.

Tableau3.3 : extrait de résultats des sondages vis avis la fracturation. [67]

Sponsor	Dates	Location	Sample Size	Risks	Benefits
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Sep 2013	USA	861	46% water contamination, 16% negative effects from the chemicals used in the process, 10% habitat loss and the destruction of wildlife, 7% earthquakes, 3% air quality/emissions, 1% increased road traffic, 1% other, 17% are not concerned about fracking	
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Mar 2013	USA	889	40% water contamination, 18% negative effects from the chemicals used in the process, 8% habitat loss and the destruction of wildlife, 9% earthquakes, 3% air quality/emissions, 1% increased road traffic, 4% other, 17% are not concerned about fracking	
The University of Texas at Austin – Energy Poll	Sep 2012	USA	726	41% water contamination, 13% negative effects from the chemicals used in the process, 9% habitat loss and the destruction of wildlife, 9% earthquakes, 5% air quality/emissions, 1% increased road traffic, 2% other, 19% are not concerned about fracking	

Tableau 3.4 : illustration sondage : les biens et les risques de la fracturation hydraulique. [67]

La question de l'exploitation du gaz de schiste n'est pas à traiter comme un problème du Sud algérien en raison de la localisation des gisements. Elle concerne le pays tout entier et en appelle à une réponse globale afin de préserver un environnement qui permettrait le développement du pays à condition d'engager d'autres orientations. L'utilisation prudente des nappes d'eau phréatiques et albiennes pourraient garantir une couverture alimentaire du pays entier tout en fournissant du travail à des milliers d'agriculteurs. L'exploitation d'une richesse naturelle, le soleil, pourrait produire une grande partie de l'énergie nécessaire en Algérie et être exportée. Mais ce sont là des décisions politiques qui placent au centre des préoccupations non pas les profits à court terme mais l'avenir du pays et des générations futures.

IV. RISQUES ET INCONVENIENTS :

D'après Iddir Ahmed Zaid, professeur géophysicien au département STU, UMMTO : «le fait d'extraire abusivement une ressource est en lui-même une atteinte à l'intégrité environnementale et physique de la terre, a ses équilibres sous toutes leurs formes ». L'exploitation de gaz de schiste ne paraît pas sainte vue les medias et l'opinion publique, qui condamne le recours à l'exploitation du gaz de schiste, comme dangereux, néfaste pour l'environnement et la santé publique.

Voici les inconvénients et les risques potentiels d'exploitation de gaz de schiste qui peuvent se produire au cours de forage, de production ou même après abandon et fermeture de puits.

1. L'empreinte au sol :

Pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, et parmi le gaz de schiste en procède à forer intensivement dans le champ. Ce qui créer une empreinte important sur la surface.

Le puits occupe une surface au sol qui varie en fonction de l'avancement dans le projet; l'exploration, le développement, l'exploitation et a la fin la fermeture de puits. Les diverses conséquences de l'activité, comme impacts visuels, plusieurs rig, plusieurs pistes, vont ainsi évoluer au cours du temps. Il est à noter que chacune dès ces phases est limitée dans le temps et par conséquent l'occupation de l'espace sera également limitée à la durée des opérations.

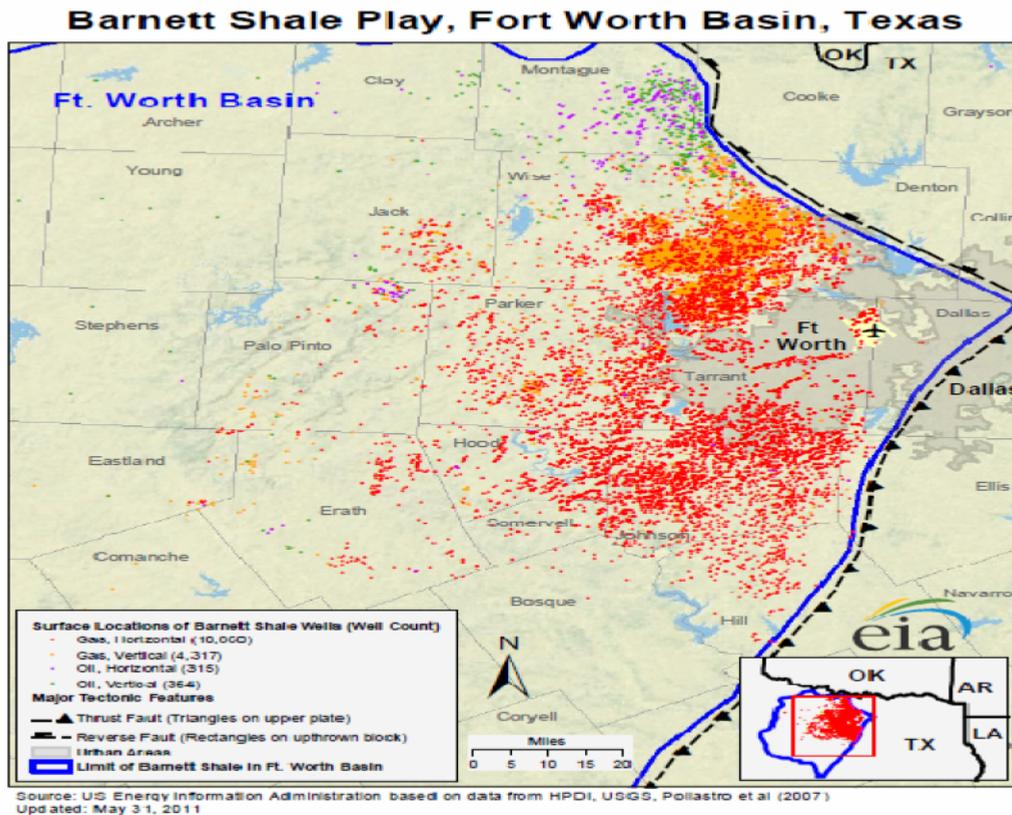


Figure 4.1: empreinte des puits dans le bassin de bennett aux Etats Unies, Texas.

[10]

L'empreinte sur le sol, est relativement en relation directe avec la durée de chaque phase d'exploitation, donc si on réduit le temps des opérations, leur impact aussi sera limité.

a) Phase d'exploration :

La mise en place de l'appareil de forage "le rig", peut prendre quelques jours, reste pour plusieurs mois, à la recherche des hydrocarbures. Si le site est confirmé d'avoir des une quantité exploitable économiquement, donc on passe pour la phase de développement sinon, on déplace le rig pour un autre site, comme une réhabilitation de site s'effectue.

b) phase de développement :

Plusieurs forages vont être forés pour exploiter le site propice en hydrocarbures. Une fois un forage est réalisé, la fracturation hydraulique peut alors commencer. Du fait du nombre de machines impliquées et des stockages

nécessaires, cette opération nécessite une occupation plus importante d'espace pour plusieurs mois.



Figure 4.2 : Puits de gaz de schiste durant la fracturation hydraulique. [43]

c) Phase de production :

L'empreinte au sol des installations autour de puits a tendance à se réduire après la fin de forage et la fracturation hydraulique. Avec les avancées technologiques du forage horizontal l'empreinte au sol ne représente que 0,2 à 0,4 % de la superficie drainée dans le sous-sol.

En effet, une seule plateforme de forage peut induire a plusieurs puits horizontaux multilatéraux qui n'occupe en surface que 1 à 2 hectares pour une zone drainée pouvant aller jusqu'à 50 milles m², réduisant ainsi considérablement l'occupation au sol. Malgré ces progrès l'installation des puits très rapprochés reste le seul moyen pour atteindre la totalité de gisement.

La durée d'exploitation d'un site est d'une dizaine à une vingtaine d'années. Durant cette phase, l'empreinte au sol est réduite, avec très peu d'impacts sur l'environnement: la surface d'une aire d'exploitation est beaucoup plus restreinte que celle occupée en phase de développement. Mais pour une durée très longue. [46] toutes les logistiques déployées pour le développement de site, équipements et machineries, des génératrices et compresseurs, seront

mobilisés pour un autre site réduisant tout ça à une conduite de gazoduc et une tête de puits. Donc, les nuisances occasionnées sont réduite aux opérations de maintenance de ces installations. En effet, la tête de puits ne occupe que 1 à 4 m², entouré d'un sciage de protection de l'ordre de 10 m².



Figure 4.3 : Puits de gaz de schiste relié au gazoduc. [45]

L'empreinte au sol ne se limite pas seulement au site de forage, mais aussi a un réseau de routes et des pistes. Les camions citernes alimente le puits d'eau douce et transporte l'eau produite vers les centrales de traitements.



Figure 4.4 : Photo aérienne d'un champ de puits aux USA. [44]

Afin de limiter les conséquences sur l'environnement, ces forages sont dans toute la mesure du possible regroupés, ce qui permet de réduire leurs impacts. L'exploitation d'un gisement de gaz de schiste nécessite une

grand nombre de puits. A titre d'exemple, le bassin de Barnett, aux Etats Unis, qui s'étend sur une surface de 13 milles Km², comprend 15000 puits. [57] un puits multi latéraux « multipad » regroupe 26 puits, occupe une surface de 200 m sur 270m, soit 54000 m². [58]

2. Acquisition de l'eau nécessaire pour la production de gaz de schiste :

La quantité d'eau nécessaire dans le processus de fracturation hydraulique dépend du type de la formation des roches et les opérations de fracturation hydraulique qui est liée a la profondeur et la longueur de puits, propriétés des fluides de la fracturation. En effet, de grandes quantités d'eau sont nécessaires pour forer et fracturer les puits de gaz non conventionnels.

La production de gaz de schiste nécessite énormes quantités d'eau, soit de 10 000 à 20 000 m³ pour un simple puits horizontal, cependant environ un tiers pour le forage et deux tiers pour la réalisation de la fracturation hydraulique. Mais cette quantité se multiplier s'il s'agit d'un puits multilatérale, soit environ Il faut donc disposer d'importantes ressources en eau pendant les opérations de fracturation qui durent en moyenne trois semaines.

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
Barnett Shale	Eau pour le forage	1 500 m ³
	Eau pour la fracturation	8 600 m ³
	TOTAL	10 100 m ³
Fayetteville Shale	Eau pour le forage*	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11 000 m ³
	TOTAL	11 225 m ³
Haynesville Shale	Eau pour le forage	3 780 m ³
	Eau pour la fracturation	10 200 m ³
	TOTAL	13 980 m ³
Marcellus Shale	Eau pour le forage*	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14 300 m ³
	TOTAL	14 600 m ³

Tableau 4.1: la quantité d'eau requise pour l'exploitation des gaz de schiste aux USA.

En Algérie le recours aux eaux souterraines est indispensable, vue la rareté des eaux de surface. Cela a conduit à des préoccupations soulevées au sujet de l'extraction de l'eau, le transport et l'utilisation, en particulier dans les zones touchées par la pénurie d'eau.

La récupération totale d'eau injectée est généralement limitée selon le type de réservoir, 20 à 80 % de l'eau injectée ressort lors des premières années de production.

Il faut donc stocker, traiter 6000 à 8000 m³ d'eau salée par puits horizontal simple. Cette eau contient de plus une série de polluants des additifs chimiques. Lors de l'exploitation du gaz, de l'eau salée va également remonter régulièrement. Des bassins d'irrigation étanches sous forme de piscines sont préparés pour stocker l'eau produite (récupérée).

Il est donc essentiel de vérifier l'étanchéité de ces bassins de rétention et d'évaluer le risque de leur débordement en particulier en cas de fortes pluies. Il est également essentiel de connaître la durée de vie des membranes géotextiles utilisées face à ces eaux potentiellement agressives.

L'épuration de ces eaux usées pour la réutilisation pour d'autres opérations de fracturation est possible. Elle s'est en effet chargée de divers éléments (particules solides (boue), molécules d'hydrocarbures, sel...) lors de son passage dans la roche-mère. Après traitement, leurs réinjection dans autres puits réduit la consommation prévue d'eau douce.

Aux l'États Unies, la réutilisation des eaux usées est environ de 5% à 20% du volume injectée. ce pourcentage varie d'une région a une autre, Par exemple, dans le Marcellus Shale, au bassin de la rivière Susquehanna, en Pennsylvanie est d'environ 18% des volumes injectés, alors qu'il est d'environ 5% dans le Barnett Shale au Texas.[37]

Le schéma suivant donne les différents types d'eau utilisés, ainsi le pourcentage de volume d'eau récupéré et réinjecté pour Marcellus Shale, au bassin de la rivière Susquehanna, en Pennsylvanie.

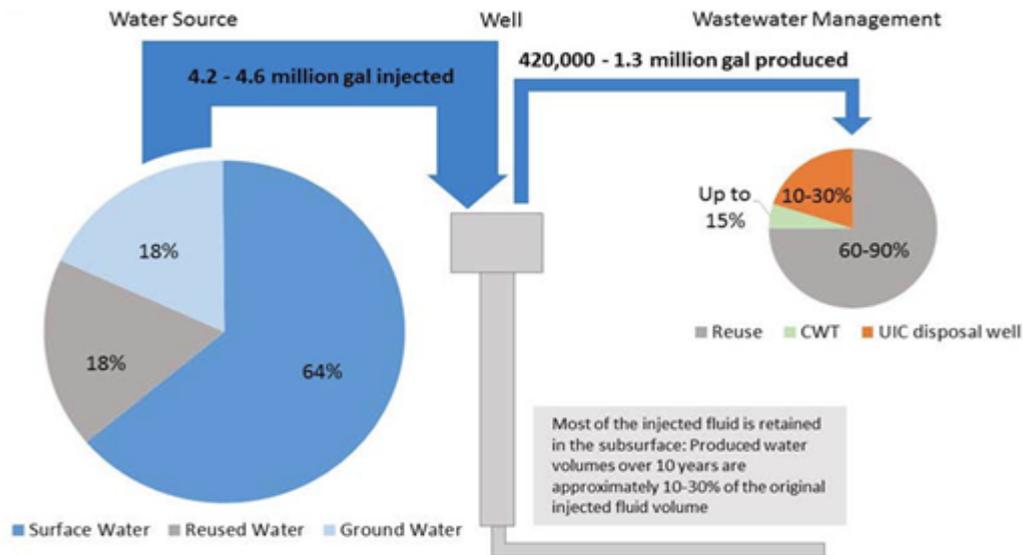


Figure 4.5: Gestion d'eau Marcellus Shale(Pennsylvanie).[37]

Pour meilleure gestion d'eau, pour l'exploitation de gaz de schiste, les centrales de traitement doivent être efficaces pour parvenir à réutiliser cette eau produite pour d'autres forages. Et les industriels de leur côté, doivent respecter les mesures de sécurité pour limiter la pollution, tout en essayant d'accéder à d'autres techniques qui peuvent réduire la quantité d'eau nécessaire.

3. Contamination des eaux :

Les craintes sur la contamination des eaux des nappes phréatiques continuent malgré toutes les mesures de précaution prises, pour une étanchéité des puits. La contamination des eaux souterraines peut se produire de différentes manières, par les additifs chimiques ajoutés pour le fluide de fracturation ou par le gaz de méthane. La qualité de l'eau peut être modifiée s'il y a des fuites ou des défauts d'étanchéité. Pour cela, une analyse préventive est faite avant, pendant et après la production de gaz de schiste dans la zone.

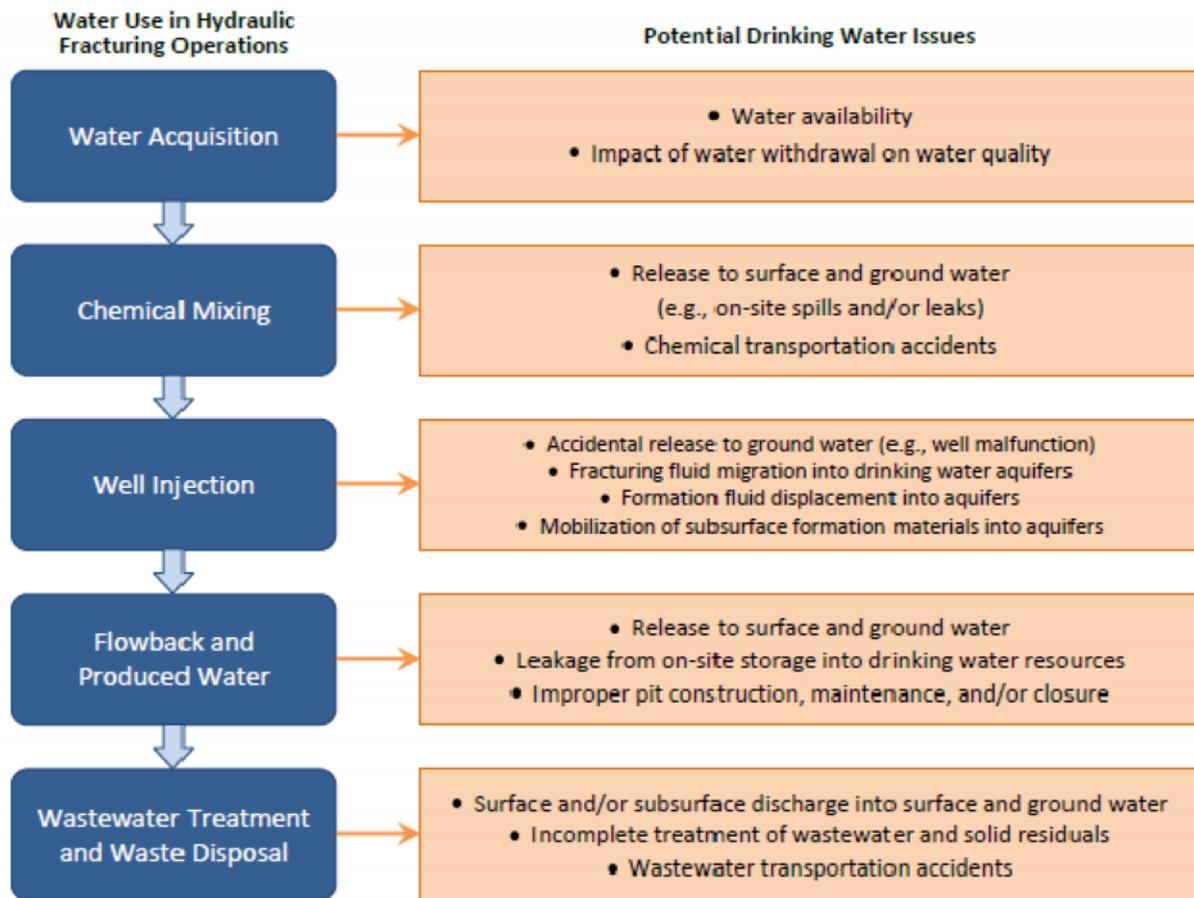


Figure 4.6 : les façons de contamination durant la production de gaz de schiste.

Théoriquement, si le processus d'exploitation de gaz est fait convenablement, les risques de contamination sont nuls, mais la manipulation de grande quantité d'additifs chimiques, ce n'est pas facile en pratique.

De tels incidents ont déjà eu lieu aux États-Unis. Plusieurs plaintes déposées contre la fracturation hydraulique à cause de contamination suspecté par l'industrie de gaz de schiste des eaux souterraines. Soit par déversement direct ou fuite, dans les couches géologiques profondes, de méthane ou de produits chimiques à cause de la fracturation hydraulique.

Une étude à garfield, au colorado en 2008, effectuée par «Colorado Oil and Gas Conservation Commission» confirme qu'au cours de la période allant de janvier 2003 à mars 2008, 1 549 déversements de produits chimiques, dont 20% des déversements ont provoqué une contamination de l'eau. On notera que

le nombre des déversements est en augmentation. Dans la région de Garfield, par exemple, on signale cinq déversements en 2003 et 55 en 2007. Selon cette étude sur la contamination des eaux souterraines, constate que les niveaux de méthane sont plus élevés dans les régions présentant une densité de puits supérieure, et ils ont augmenté dans le temps parallèlement à l'augmentation du nombre de puits.

Une étude plus récente par «Osborne 2011» confirme ces résultats dans des nappes phréatiques situées au-dessus des formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, dans le Nord-est de la Pennsylvanie et dans le Nord de l'État de New York. Dans les zones actives d'extraction de gaz, les concentrations moyennes en méthane dans les puits d'eau potable étaient de 19,2 mg/l, avec des taux maximaux de 64 mg/l, ce qui représente un risque d'explosion. Dans les régions voisines de structure géologique similaire mais sans activités d'extraction de gaz, la concentration de référence était de 1,1 mg/l.

a) la gestion du bassin de décantation :

Les risques concernant bassins de gestion des eaux usées qui sont exposés à l'air qui contiennent des produits chimiques, des métaux lourds, du méthane, Par défauts d'étanchéité ou débordement en cas de forte pluie.



Figure 4.7: Bassin de décantation mal entretenu [42]

Les eaux de fracturation ainsi que les additifs chimiques seront transportés par camion ; en cas d'accident et déversement de ces produits.

b) Traitement des eaux produites :

La production de gaz de schiste, est accompagnée d'eau qui est à l'origine de l'eau injecté au cours de la fracturation hydraulique ou des réserves d'eau initialement piégées avec le gaz qui sont libérées avec celui-ci lors de la fracturation. 20% et 80% d'eau injectée sort du premier mois d'exploitation. Généralement à faible quantité tout au long de l'exploitation du puits. [58]

Ces importantes quantités d'eau, qu'elle soit de reflux ou produite, sont très polluées. Au cours de son passage dans les couches géologiques profondes, l'eau va se charger en éléments minéraux tels que des sels, des oxydes métalliques ou des composés carboniques. Cette eau ne pourra pas être déversée dans l'environnement.

Substance	Concentration (en ppm)	Substance	Concentration (en ppm) ¹
Baryum	5 000	Sulfate	1 000
Calcium	10 000	Carbonate	500
Sodium	35 000	Bicarbonate	3 000
Ammonium	100	Acetate	500
Potassium	350	Propionate	200
Magnésium	1 000	Butyrate	10
Strontium	2 500	BTEX ²	50
Chlore	50 000	Matière dissoute totale	100 000
Fer	50	Matière en suspension	250
Hydrocarbure	500	pH	4 à 10

1 : Sauf pH
2 : BTEX = Benzène, Toluène, Ethylbenzène, Xylène

Tableau 4.2 : Composition de l'eau produite. [61]

En effet, le coût de traitement de l'eau est inférieur au coût d'achat et de transport. Réutiliser cette eau pour d'autres puits est possible. Mais il faut éliminer les sels, les carbonates, les sulfates et les matières en suspension pour

éviter d'endommager le circuit d'injection ou de diminuer les performances de la fracturation.

Toutes les fractures verticales qui se produisent en raison de la fracturation hydraulique sont généralement dans la gamme de quelques dizaines de mètres jusqu'à 200 mètres, ce qui rend extrêmement peu probable que les fractures pourraient influencer sur les eaux souterraines. [38]

Ainsi, si la cimentation qui est faite pour protéger le puits de fuite potentiel a un défaut, peut référer à plusieurs causes: la cimentation n'est pas faite correctement, de mauvaise qualité de ciment,... donc les manœuvres correctes peuvent réduire ces risques considérablement.

En résumé, l'existence des polluants chimiques dans l'eau potable issue de l'exploitation de gaz de schiste, a des concentrations agressives sont publiés et soutenus par les association anti-gaz de schiste mais concrètement prouvée par une étude documenté jamais obtenue. «Aucun cas documenté de contamination de l'eau potable a été crédible lié à la fracturation hydraulique dans les 60 dernières années». [60] Des chercheurs de l'Institut de Technologie du Massachusetts (MIT) ont examiné 43 puits de gaz incidents entre 2005 et 2009. Ils n'ont trouvé aucune preuve concluante que les zones d'eaux peu profondes avaient été contaminées par des liquides de fracturation hydraulique au cours d'une de ces incidents.[62]

4. Les fuites de gaz dans l'atmosphère :

les Puits sont conçus, construits, exploités et mis hors service d'une façon préventive à éliminer et atténuer tout risques de fuite, soit dans les aquifères souterrains, et compris les sources d'eau potable (nappe phréatique), ou plus loin dans l'atmosphère. Mais malgré ça, le risque de fuite existe.

En 2009, 2.4% de méthane (CH_4) produit de gaz de schiste aux Etats Unies fuit dans l'atmosphère [36], en 2011 semble plus élevée que prévu, c'est

9%, selon l'Agence américaine de l'environnement (EPA) et l'Union géophysique américaine (AGU) à San Francisco. [35]

Cela est justifié, par la dissolution des gaz dans le fluide de fracturation, une fois récupéré en surface, ce fluide est exposé à l'air dans le bassin de décantation, préparé pour faire évaporer l'eau produite pour enfin récupérer les condensats pour l'envoyer à une usine de traitement. Ce bassin en effet dégage du méthane dans l'atmosphère, et d'autres gaz volatils.

Mais les défauts des cimentations, les failles naturelles, elles aussi sont des issues pour laisser échapper le gaz dans l'atmosphère.

Dans ce contexte, il n'y a pas de risque particulier de fuite de méthane mais aucun gain relatif en termes d'effet de serre ne peut être mis en avant ; toute nouvelle source de combustible fossile peut être simplement vue comme une contribution potentielle supplémentaire à l'effet de serre.

5. Les émissions de gaz à effet de serre

Les gaz à effets de serre (GES) sont les gaz qui contribuent au réchauffement climatique en emmagasinant l'énergie thermique du rayonnement solaire dans l'atmosphère. Qui bloquent et réfléchissent une partie du rayonnement thermique infrarouge ce qui contribue à l'augmentation de la température terrestre.

Parmi les principaux gaz à effet de serre, le méthane (CH_4) qui constitue 80 à 95% de gaz de schiste. En effet, le gaz de méthane est considéré 23 fois plus puissant que le CO_2 de son potentiel au réchauffement climatique. Mais sa contribution globale reste très réduite vu les faibles quantités qui soient existées ou libérées dans l'atmosphère.

Lors de sa combustion, il génère le CO_2 , qui est aussi un gaz à effet de serre, n'est pas fort mais qui est en grande quantité dans l'atmosphère, donc contribue significativement au réchauffement climatique.

Une comparaison de combustion de gaz avec les autres énergies fossiles, pour produire un KWh d'électricité donne idée que le gaz est très propre. Mais en comparaison avec les énergies renouvelables, ne semble pas aussi saint.

Fuel	Pounds of CO2 per Million Btu	Heat rate (Btu per kWh)	Pounds of CO2 per kWh
Coal			
Bituminous	205.300	10,089	2.07
Sub-bituminous	212.700	10,089	2.15
Lignite	215.400	10,089	2.17
Natural gas	117.080	10,354	1.21
Distillate oil (No. 2)	161.386	10,334	1.67
Residual oil (No. 6)	173.906	10,334	1.80

Last updated: March 30, 2015

Sources d'énergie	Technologie	Emissions de gaz à effets de serre (g eq. CO ₂ /kWh)
Gaz naturel	Turbine à gaz circuit ouvert	440
	Turbine à gaz à cycle combiné	400
Solaire	Photovoltaïque	100
Biomasse	Centrale à biomasse	30
Éolienne	Terrestre	30
	Offshore	10
Nucléaire	Reacteur à eau légère	15
Hydroélectricité	Grande	20
	Petite	5

Source : Commission européenne, 2007.

Tableau 4.3 : Émissions de CO₂ en produisant d'électricité avec différents sources d'énergie. [63][32]

6. Bruit effet sonore

L'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) définit le bruit comme un son indésirable qui produit un malaise chez l'individu. Un niveau excessif peut causer des dégâts physiologiques et psychologiques : déficit auditif, interférence avec la transmission de la parole, perturbation du repos et du sommeil, hypertension, problèmes cardiovasculaires, fatigue accrue et dépression.

L'unité de la puissance d'un son se mesure en décibels (dB). L'OMS suggère un niveau maximum de bruit dans la nuit de 45 dB à l'extérieur pour avoir un niveau de 30 dB à l'intérieur des maisons, fenêtres ouvertes.



Figure 4.8 : Diagramme mesure effet de bruit sur la santé.[34]

Les pointes de bruit à l'extérieur des logements ne devraient pas dépasser 60 dB la nuit. Le bruit des sources fixes des stations de forage telles que les compresseurs, les pompes, les génératrices, les torchères, etc., pourrait atteindre 90 dB. Ceci équivaut à 64 dB à une distance de 90 m et à 40 dB à une distance de 1,5 km du lieu de forage.

La circulation des engins ainsi des camions a citernes,... se poursuit généralement 24/24h et cela pour plusieurs semaines ce qui génère aussi de bruit sonore.

Des mesures de sécurité peuvent limiter cette nuisance sonore, des enceintes antibruit qui entoure la station de forage qui diminue la propagation des ondes sonores ce qui diminue sa puissance, et bien aussi la fracturation hydraulique ne se fait que dans la journée pour ne pas déranger les habitants proches de site de forage.

Par exemple, fin 2008, le « Barnett shale », au Texas, comptait 12 000 puits permettant l'exploitation des gaz de schiste. L'exploitation d'un seul site nécessite des opérations de forage 24h/24 pendant 6 à 12 mois et entre 4 300 et 6 600 passages de camions. [32]

Mais bon, en Algérie, puisque la plupart des bassins de schiste sont loin des agglomérations urbaines, les champs de forages sont totalement isolés ses nuisances sonores sont également négligeables.



Figure 4.9 : Un rig enrobé pour limiter le bruit généré par le forage ou la fracturation hydraulique [12]

7. L'activité sismique :

La fracturation hydraulique crée tremblements de terre très petite qui sont presque toujours trop faible pour être détecté à la surface. Avant d'effectuer le travail, BP évalue les risques potentiels de sismicité induite, y compris les tremblements de terre et les secousses provoquées par l'activité humaine mineures, résultant de nos opérations. Cette analyse informe nos plans de développement pour les activités de forage et de fracturation hydraulique.

Nous évaluons l'orientation recommandée par l'industrie pour éviter la sismicité induite et nous appliquons ces pratiques à nos opérations, le cas

échéant. Nous travaillons avec d'autres dans l'industrie du pétrole et du gaz de partager nos connaissances et nos pratiques.

8. Impacts sur la société :

Le développement des ressources non conventionnelles a changer la répartition dans la zone productrice de gaz de schiste, il attire beaucoup de plus de travailleurs. Cela peut conduire à l'augmentation du trafic, le bruit, la poussière, la pollution de l'air, les impacts visuels, la perturbation de la faune, et l'augmentation des pressions sur l'infrastructure locale. Cet impact a aussi un effet sur l'environnement.

V. SOLUTIONS ET ALTERNATIVES :

Avant de répondre aux problèmes et aux risques liés au gaz de schiste, en fait comparaison de gaz de schiste par rapport aux autres sources d'énergies fossiles et renouvelables. De cote de son exploitabilité économique et les rejets des gaz à effet de serre (GES).

1. Le gaz de schiste par rapport aux autres énergies :

Dans la comparaison de gaz de schiste avec d'autres énergies s'en intéresse aux couts d'investissement nécessaire, à l'énergie produite par empreinte au sol, et à l'émission de gaz à effet de serre pour chaque source. Dans notre étude en approche la nature de production de gaz de schiste à celle de gaz naturelle puisque c'est de même source et de même nature sauf que leurs processus de production diffèrent. La production de gaz de schiste est plus chère que le gaz naturel. Ajoutant le traitement d'eau produite et fuites de gaz dans l'atmosphère. Qui sont considérées comme étant négligeables par rapport au gaz naturel.

a) Cout d'investissement :

L'hydroélectricité de 15 à 20 €/MWh :

C'est la moins chère, car une fois les centrales hydroélectriques construites, leur coût d'entretien est très faible. Il s'agit d'une source d'énergie non polluante et illimitée.

Les barrages est très couteaux à construire, ajoutant l'impact sur l'écologie et sur la vie humains (déplacement de population, occupation des terrains,...)

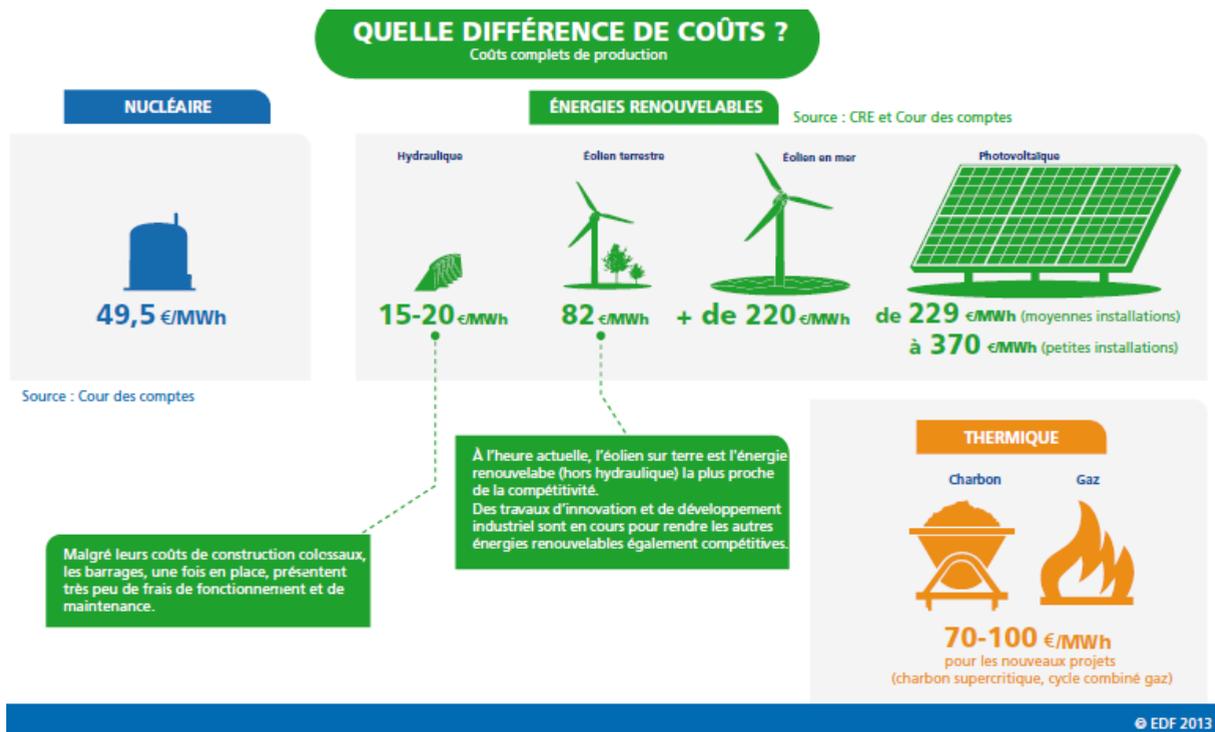


Figure 5.1 : couts de production selon le type d'énergie. [75]

Le charbon à 44 €/MWh:

Le prix du charbon est un avantage indéniable, et les réserves mondiales sont encore abondantes, les centrales à charbon peuvent fonctionner à la demande et sont utiles lors des pics de consommation hivernaux.

Il s'agit de l'énergie la plus polluante et son rendement énergétique est faible.

Le nucléaire de 49 à 50 €/MWh :

C'est une énergie non polluante et économiquement rentable. Les réserves mondiales d'uranium sont suffisantes.

Le coût de traitement des déchets et le coût du démantèlement des centrales très élevé. Risque élevé en cas d'accident.

L'éolien 69 €/MWh:

C'est l'énergie renouvelable la moins chère après l'hydraulique. Elle est non polluante et illimitée, mais intermittente selon le climat.

Le gaz naturel 74 €/MWh:

Les nouvelles centrales à cycle combiné polluent beaucoup moins que les anciennes centrales et elles ont un meilleur rendement énergétique. Elles peuvent fournir de l'électricité à la demande et servent de variable d'ajustement notamment lors des pics de consommation.

Les estimations tablent sur des réserves mondiales de gaz naturel limitées à 65 ans, au rythme d'utilisation actuel. De plus, le prix du gaz naturel est soumis à d'importantes fluctuations et il a augmenté de façon importante au cours des dernières années.

Le solaire de 236 à 406 €/MWh :

C'est une énergie renouvelable, non polluante et illimitée. Le prix des panneaux solaires est en diminution ce qui va réduire son coût de production.

L'énergie solaire est une énergie encore très chère comparée aux autres sources énergétiques. De plus le coût de l'énergie solaire varie selon l'ensoleillement.

D'une façon générale, les énergies fossiles, d'ailleurs sont les plus utilisés, ont un coût de production moins cher que celui des énergies renouvelables sauf l'énergie hydraulique. Mais l'énergie nucléaire reste la plus rentable en termes d'économie mais les risques de pollution liés sont plus graves.

Pour le gaz de schiste, son coût de production est plus important que le gaz conventionnel (gaz naturel) mais d'une façon générale il est moins cher que l'énergie solaire et l'éolien en mer (off shore).

b) Émission de gaz à effet de serre :

Sur les émissions de gaz à effet de serre le gaz naturel ou le gaz de schiste représente un taux moine levé que le charbon et le pétrole, mais par rapport aux énergies renouvelables c'est plus élevé. Pour les énergies renouvelables ; l'énergie solaire représente le taux max d'émission de gaz à effet de serre par rapport aux autres énergies.

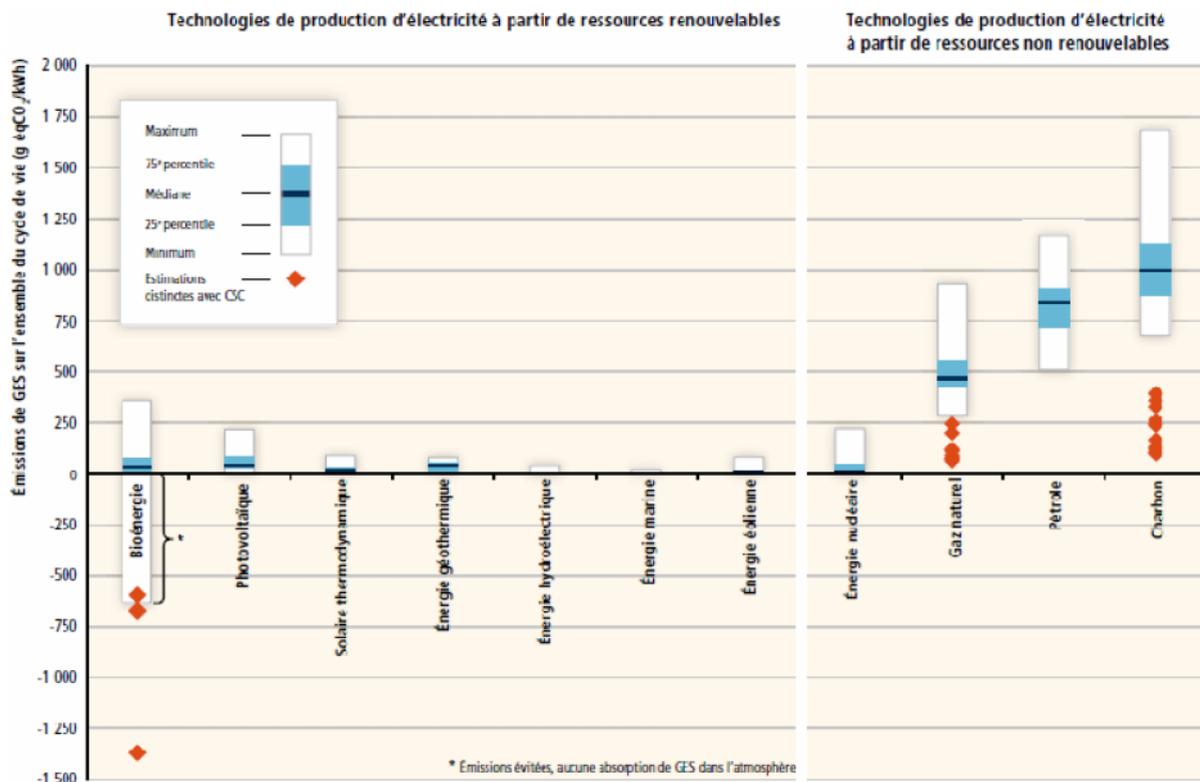


Figure 5.2: Émission de gaz à effet de serre par type d'énergie utilisé. [74]

Les progrès scientifiques apporte plusieurs solutions vis avis les risque d'exploitation de gaz de schiste, comme la fracturation hydraulique, qui semble rejeté dans la plusieurs pays par l'opinion publique.

La fracturation hydraulique c'est le moyen essentiel, qui joue un rôle très important dans la rentabilité de gisement. Sans elle l'exploitation de gaz de schiste n'est plus rentable. Avec les avancé de la technologie de stimulation

d'autres méthodes peuvent remplacer cette technique, et appliquer un effet semblable de fracturation de la roche.

Les critiques de la fracturation hydraulique portent généralement sur les fluides de fracturation, surtout sur les additifs chimiques ajoutés pour améliorer la nature de ces fluides. Considérés dangereux et nuisible pour l'environnement et santé humaine, plusieurs sociétés ont réussies à améliorer et optimiser la fracturation hydraulique en limitant le nombre des additifs chimiques ajoutés. En utilisant des produits déjà utilisés dans les exploitations classiques de gaz et de pétrole.

Il y a mieux, les alternatives à la fracturation hydraulique. Ces méthodes alternatives ne nécessitent pas forcément de l'eau comme fluide de fracturation, ce qui entraîne aussi la modification formule des additifs chimiques ajoutés qui se tendre à éliminer les risques environnementaux.

La fracturation hydraulique à base d'un fluide autre que l'eau, la fracturation électrique, la fracturation par explosion, méthodes mécaniques et approche thermiques, sont tous plus au moins des alternatives de stimulation de la roche.

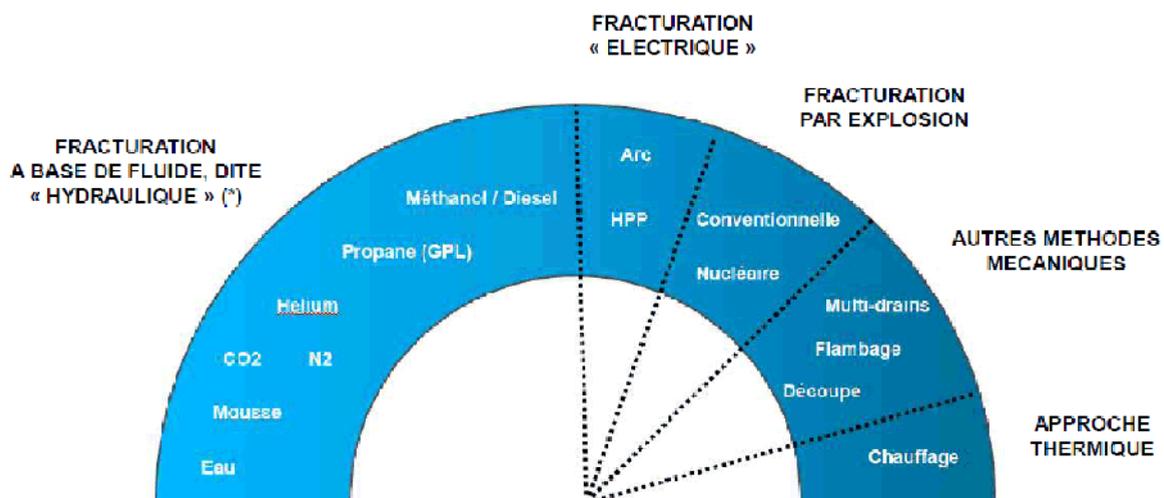


Figure 5.3: Les différentes techniques de stimulation de la roche mère [69]

2. La fracturation électrique :

La fracturation par arc électrique consiste à créer une pression due à une puissante décharge électrique à l'aide de deux électrodes placés à l'intérieure de puits, émergés dans l'eau, une onde acoustique induite enchaîne création des microfissures dans la roche et libère le gaz.

Cette technique nécessite une puissante source d'électricité, en particulier d'un générateur de forte puissance situé en surface au niveau du puits. Par ailleurs, elle nécessite aussi l'emploi en faible quantité d'eau et des additifs chimiques que la fracturation hydraulique à base d'eau. Elle reste restreinte vue l'étendu des fissures créées qui sont très limités et les mesures de sécurité (sécurité de personnels travailleurs) très sévères à cause de manipulation en surface de gaz qui est inflammable et de générateur à haute tension d'où le risque élevé d'incendie et d'explosion.

La rentabilité de cette méthode et son impact sur l'environnement est mal connu et reste encore en phase d'étude.

3. La fracturation par explosion :

La technique repose sur explosion des charge explosif a l'intérieur de puis, comme dégâts, la fragmentation et la fracturation de roche libère le gaz. Mais elle reste difficile à maîtriser son champs d'action.

4. La fracturation par approche thermique :

Cette méthode repose sur la création d'un choc thermique au niveau de la roche. En injectant de la vapeur la roche s'échauffe. en injecte un fluide froid comme les gaz frigorigènes, résultat fissuration s étendues et libération de gaz.

5. La fracturation hydraulique à base de propane:

Aujourd'hui une nouvelle technique, encore au stade expérimentale, pour la stimulation de la roche, c'est la fracturation hydraulique à base de propane non inflammable, propane fluoré, l'heptafluoropropane, au départ utilisé pour

les exploitations des hydrocarbures dans des gisements conventionnels mais sous forme simple de propane qui a de risque d'explosion ou d'incendie, ensuite elle s'est développée pour des gisements non conventionnels en utilisant le gaz de propane non inflammable.

Son principe est aussi simple, en injecte ce gaz dans le puits de forage et au fur et à mesure que le gaz avance vers les profondeurs, il se délatte sous effets de température élevée et de pression exercé par les compresseurs, la roche se fissure.

La fracturation hydraulique à base de propane non inflammable a été développée industriellement par la société canadienne GasFrac. Entre 2008 et 2013, 2 000 opérations de fracturation ont été réalisées par cette entreprise en Amérique du nord, principalement au Canada et, depuis 2010, au Texas.

Les équipes R&D (recherches et développements) EcorpStim, basée à Houston (Texas) crée en 2012, a développé cette techniques en 2013 en utilisant de propane pur, sans additifs chimiques. En décembre 2012, ecorpStim a réalisé une expérimentation jugée fructueuse de cette technologie, à environ 1800 mètres de profondeur dans le bassin d'Eagle Ford (Texas). [73]

Chemical Name	Propane	1,1,1,2,3,3,3 Heptafluoropropane	N- Butane
Formula	C ₃ H ₈	C ₃ HF ₇	C ₄ H ₁₀
Molecular Weight	44.096	170.03	58.123
Physical Form at 25 C and 1 atm	Gaseous	Gaseous	Gaseous

I. HFP: A Non-Flammable Option

Flammability	Flammable	Non-Flammable	Flammable
Auto Ignition Temperature °F	842	NA	761

Tableau 5.1 : Comparaison entre hyptafluoropropane et le propane.[73]

Le propane est totalement récupéré aisément dissociable des autres composants de gaz naturel, tandis que dans le cas d'utilisation l'eau, 20 à 50% non récupéré et parmi les additifs chimiques. En plus pour les traitements d'épuration d'eau produite reste très chère.

Le propane non inflammable ne représente pas de risque sur la sante, n'est pas toxique pour l'homme ni l'animal, non cancérigène, qui est aussi utilisé a grande échelle dans les extincteurs, et pour des utilisations dans industrie pharmaceutique.

En plus il est thermostable, inerte et non réactif, qui n'a aucun effet sur la couche d'ozone, mais a un effet très important comme gaz à effet de serre, 320 fois plus fort que le CO_2 , mais qui ne contribue qu'à 0.0005% au réchauffement climatique vues les faibles quantités existante dans l'atmosphère.

Vue sa gravité spécifique importante par rapport à l'eau, ce gaz permet le transport des agents de soutènements (sable, silice,...) ce qui élimine l'utilisation des additifs chimiques. [73]

Enfin, la stimulation par utilisation de heptafluoropropane au lieu d'eau nécessite moins d'équipements en raison de sa faible densité par rapport à l'eau, donc moins de volume, entre 200 et 400 m^3 de propane seulement, et de possibilités accrues de recyclage 95% à 100%, en réduisant ainsi les besoins en transport.

II. Suitability as a Stimulation Fluid	Propane	1,1,1,2,3,3,3 Heptafluoropropane	N- Butane
Surface Tension @ 77 °F (dynes/cm)	7.0	6.5	11.9
Specific Gravity Liquid @ 60 °F	0.508	1.43	0.584
Viscosity of Liquid, centipoise @ 100 °F	0.084	0.21	0.140

III. Recovery & Separation	Propane	1,1,1,2,3,3,3 Heptafluoropropane	N- Butane
Vapor Pressure @ 70 °F (psig)	109.3	44.2	16.9
Vapor Pressure @ 100 °F (psig)	172.0	81.8	37.5
Heat of Vaporization, BTU/lb °F@BP	183.0	57	165.8

Tableau 5.2: Caractéristique de heptafluoropropane durant la fracturation et la récupération.[73]

Ecorpstim propose, vue le volume réduit de propane à injecter qui ne présente qu'un dixième de volume d'eau à injecter, de renforcer l'étanchéité de puits en ajoutant un tube supplémentaire, isole espace annulaire remplie d'azote

ou d'air, cela réduit ainsi les vibrations durant la fracturation (effet sismique) et le moindre changement de pression dans l'espace annulaire détecte une infiltration possible de propane dans l'annulaire (système préventif sophistiqué de détection de fuite qui n'est même pas atteint l'environnement).

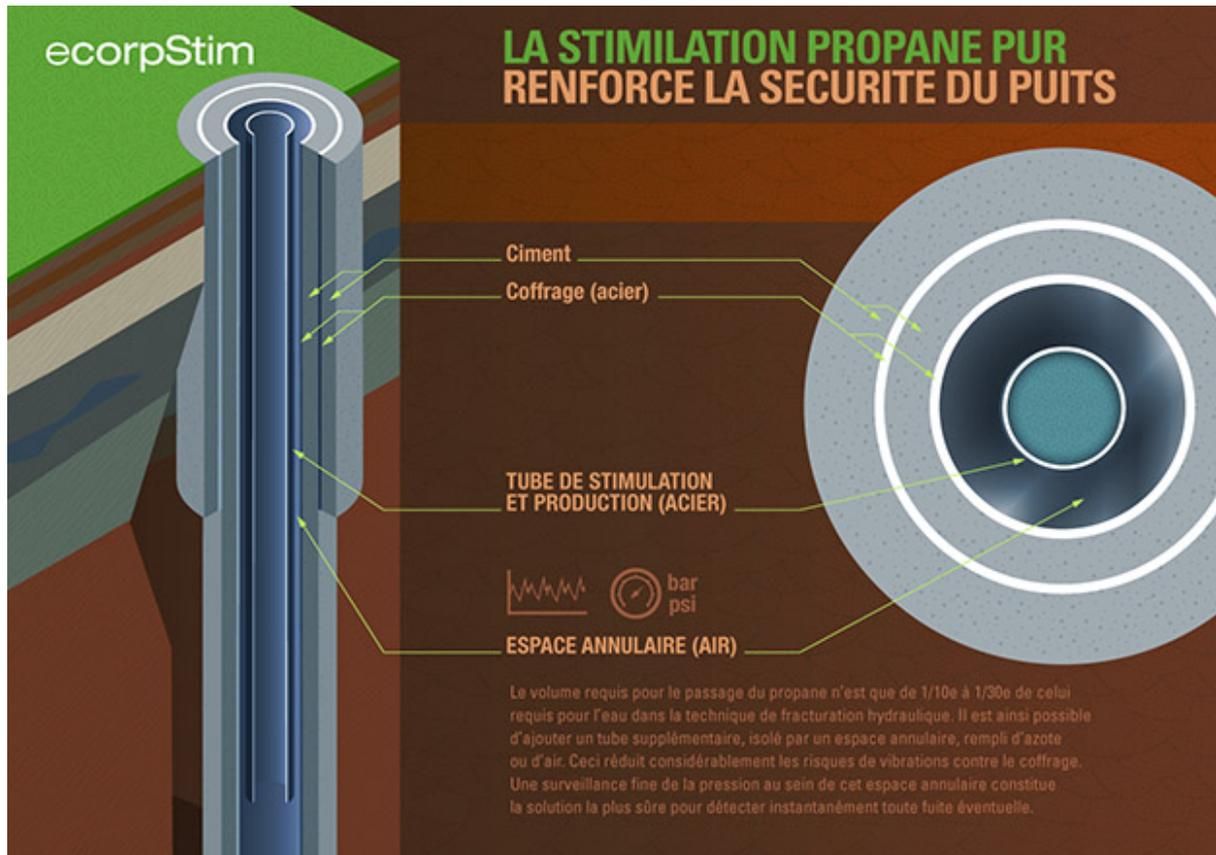


Figure 5.4: Renforce d'étanchéité de puits par «ecorpstim». [73]

Dans le cas de bon utilisation l'exploitation de gaz de schiste avec la fracturation hydraulique avec le heptafluoropropane une bonne alternative 100% pur et qui présente des bénéfices économiques et environnementaux.

La stimulation de la roche peut se faire par plusieurs méthodes, mais la fracturation hydraulique à base d'eau est la plus répondue.

Conclusion

Le gaz de schiste est de même nature que le gaz naturel, mais son exploitation nécessite des techniques plus évoluées : le forage horizontal, le multi pad et la fracturation hydraulique.

Le débat sur le gaz de schiste en Algérie, comme dans d'autres pays, est concentré principalement sur la fracturation hydraulique et son impact sur l'environnement, et la rentabilité économique qui est fortement commandé par les prix du pétrole et du gaz naturel.

L'expérience des États-Unis « montre » que l'exploitation du gaz de schiste est possible, économiquement rentable, et les risques d'atteinte à l'environnement, bien que réels, sont actuellement maîtrisables.

D'un autre côté, un effort considérable est déployé par des chercheurs, des économistes, des écologistes, même des politiciens pour révéler d'une façon argumentative les nuisances liées à l'exploitation de gaz de schiste, aux Etats Unis et partout dans le monde.

Dans l'exploitation du gaz de schiste, un équipement défectueux, une cimentation non professionnelle, une mauvaise pratique de la fracturation peuvent provoquer la contamination des eaux souterraines par des fuites difficiles à détecter.

Ces risques sont actuellement minimisés par l'évolution des technologies qui garantissent aujourd'hui l'étanchéité parfaite du puits empêchant toute contamination de la nappe phréatique. De même, les déchets chimiques et l'eau récupérés en surface peuvent être traités en grande partie et réutilisés dans d'autres domaines.

Les avancées technologiques, proposent des techniques innovantes de stimulation de roche d'une façon écologique, comme la fracturation hydraulique

par le propane non inflammable. Une technique onéreuse qui n'a pas d'effet sur la nature ni sur la santé humaine ni animale, mais la fracturation hydraulique à base d'eau reste la plus répandue chez les industriels vue sa rentabilité économique.

La maîtrise et le savoir faire sont essentiel pour une industrie propre, le gaz de schiste comme étant une energie fossile est moins nuisible, que le charbon et de pétrole. pour l'environnement et sa contribution à l'effet de serre moindre. Mais pas autant que les énergies renouvelables.

Il est donc possible de s'inspirer de l'expérience américaine : recourir a des pratiques innovantes, et réaliser obligatoirement une étude d'impact environnemental pour chaque puits. Mais, en Algérie, les défis semblent plus importants. Même si le choix sur les énergies renouvelables est très ouvert, la stratégie énergétique algérienne ne rejette pas complètement l'exploitation de ce potentiel énorme que constitue le gaz de schiste.

Liste des figures :

Chapitre 1 : GENERALITE SUR LA GEOLOGIE

Figure 1.1 : le cycle des roches. [26]

Figure 1.2 : La nature des hydrocarbures en fonction de profondeurs. [27]

Figure 1.3 : différents pièges des hydrocarbures.[3]

Figure 1.4 : une illustration de différents types d'hydrocarbures.[3]

Chapitre 2 : LE GAZ DE SCHISTE

Figure 2.1 : les différents hydrocarbures gazeux. [19]

Figure 2.3 : Avion équipé d'un magnétomètre et carte d'anomalies gravimétriques de Bouguer, Canada.[28][50]

Figure 2.4 : Acquisition sismique on shore et off shore. [47]

Figure 2.5 : Des images sismiques en 3D projetées sur un écran pour un examen détaillé. [48]

Figure 2.6 : Le forage d'exploration [49]

Figure 2.7 : Appareil de forage tournant (rig de forage rotary) [18]

Figure 2.8 : Trépan et Tiges de forages. [51] [52]

Figure 2.9 : Illustration de forages multiples à partir d'une plateforme de forage.[53]

Figure 2.10 : Exemple de cimentation d'un puits.[54]

Figure 2.11: La fracturation hydraulique pour l'exploitation de gaz de schiste.[17]

Figure 2.12 : chambre de contrôle de fracturation hydraulique [56] monitoring en temps real [59]

Chapitre 3 : POTENTIELS ET PERSPECTIVES DU GAZ DE SCHISTE

Figure 3.1: évolution de nombre de puits de gaz de schiste aux USA. [64]

Figure 3.2 : Évolution de production des gaz non conventionnel aux USA. [66]

Figure 3.3: Augmentation de production de gaz de schiste par rapport aux autres hydrocarbures aux USA. [64]

Figure 3.4 : évolution des revenus des gaz de schiste. [66]

Figure 3.5 : EIA, AEO prévisions dans le scénario de références post 2012.

Figure 3.6 : L'évolution de prix de gaz dans la bourse mondiale [72]

Figure 3.7 : Évolution d'emplois et des salaires dans les zones exploitante de gaz de schiste. [23]

Figure 3.8 : Bassins gaz de schiste en Algérie [10]

Figure 3.9 : Manifestation a In Salah mars 2015 [42]

Chapitre 4 : RISQUES ET INCONVENIENTS

Figure 4.1:Empreinte des puits dans le bassin de bernett aux Etats Unies, Texas.[10]

Figure 4.2 :Puits de gaz de schiste durant la fracturation hydraulique. [43]

Figure 4.3 : Puits de gaz de schiste relié au gazoduc. [45]

Figure 4.4 : Photo aérienne d'un champ de puits aux USA. [44]

Figure 4.5: Gestion d'eau Marcellus Shale(Pennsylvanie).[37]

Figure 4.6 :Les façons de contamination durant la production de gaz de schiste.

Figure 4.7: Bassin de décantation mal entretenu [42]

Figure 4.8 : Diagramme mesure effet de bruit sur la santé.[34]

Figure 4.9 : Un rig enrobé pour limiter le bruit généré par le forage ou la fracturation hydraulique [12]

Chapitre 5 : SOLUTIONS ET ALTERNATIVES

Figure 5.1 : coûts de production selon le type d'énergie. [75]

Figure 5.2: Émission de gaz a effet de serre par type d'énergie utilisé. [74]

Figure 5.3: Les differentes techniques de stimulation de la roche mère [69]

Figure 5.4: Renforce d'étanchéité de puits par «ecorpstim ». [73]

Liste des tableaux :

Chapitre 2 : LE GAZ DE SCHISTE

Tableau 2.1 : composition du gaz naturel de HassyRmel. [20]

Tableau 2.2 : Exemple de la liste des additifs employés par Range Resources dans le gisement américain de Marcellus Shale (IFP Energies nouvelles)[17]

Chapitre 3 : POTENTIELS ET PERSPECTIVE DE GAZ DE SCHISTE

Tableau 3.1: La comparaison de production de gaz non conventionnel avec le gaz conventionnel aux USA. [65]

Tableau 3.3: Les Propriétés des bassins réservoir de gaz de schiste en Algérie. [10]

Tableau 3.3 : extrait de résultats des sondages vis avis la fracturation. [67]

Tableau 3.4 : illustration sondage : les biens et les risques de la fracturation hydraulique. [67]

Chapitre 4 : RISQUES ET INCONVENIENTS

Tableau 4.1: la quantité d'eau requise pour l'exploitation des gaz de schiste aux USA.

Tableau 4.2 : Composition de l'eau produite. [61]

Tableau 4.3 : Émissions de CO_2 en produisant de l'électricité avec différents sources d'énergie. [63][32]

Chapitre 5 : SOLUTIONS ET ALTERNATIVES

Tableau 5.1 : Comparaison entre hyptafluoropropane et le propane.[73]

Tableau 5.2: Caractéristique de l'hyptafluoropropane durant la fracturation et la récupération.[73]

BIBLIOGRAPHIE

- [1] :fr.m.wikipedia.org/
- [2] :Dr CHABOU MoulleyCharaf ,Université Ferhat Abbas, Sétif ,Module : Nature des Enveloppes Terrestres. 1ère année.
- [3] :R. Vially– G. Maisonnier – T. Rouaud,ifp, hydrocarbures de roche mère, état des lieux
- [4] :www.legazdeschiste.fr/fracturation-hydraulique/15062013,les-six-dates-qui-marquent-l-histoire-du-gaz-de-schiste-et-la-fracturation-hydraulique,738.html
- [5] :[www.universalis.fr/encyclopedie/forages/.](http://www.universalis.fr/encyclopedie/forages/)
- [6] :www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fracturing_101.html
- [7] :www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/fracturation-hydraulique
- [8] :www.total.com/fr/energies-savoir-faire/petrole-gaz/exploration-production/secteurs-strategiques/gaz-non-conventionnels/innovation/ameliorer-les-performances-de-la-fracturation-hydraulique
- [9] :manuel de fracturation hydraulique, p. le tirant et l. gay, 1972
- [10] :Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Algeria Independent Statistics & Analysis www.eia.gov U.S. Department of Energy Washington, DC 20585 September 2015
- [11] :www.actu-environnement.com/ae/news/algerie-gaz-schiste-sonatrach-23631.php

[12]:U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, national energy technology laboratory,modern shale gas development in the united states: a primer, april 2009

[13]:www.algeria-watch.org/fr/article/eco/gaz_schiste/manifestation_ouargla.htm

[14]:www.impact24.info/larrivee-du-materiel-de-fracturation-provoque-la-colere-a-in-salah/

[15]:www.amb-algerie.fr/909/actualite-politique-communique-du-conseil-ministres-21-mai-2014/

[16]:climatdeterreur.info/index.php/fr/energie/les-energies-fossiles/les-gaz-de-schiste

[17]:www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/fracturation-hydraulique

[18]:www.ikonet.com/fr/ledictionnairevisuel/energies/geothermie-et-energie-fossile/petrole/appareil-de-forage.php

[19]:www.futura-sciences.com/magazines/terre/infos/dico/d/geologie-gaz-schiste-9359/

[20] :CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef, calcul des parametres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) ;traitement GPL) module III a HassiR'mel, Mémoire Master en Génie des procédés, Université Mohamed Khider, Biskra, juin 2012

[21]:fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used

[22] :www.aogc.state.ar.us/Well_Fracture_Companies.htm

[23] :www.anticipiste.net/2012/10/29/non-profitable-le-gaz-de-schiste/

- [24] :press.ihs.com/press-release/energy-power/shale-gas-supports-more-600000-american-jobs-today-2015-shale-gas-predict
- [25] :Gaz et pétrole de schiste UMR Sisyphe, Université Pierre et Marie Curie «jacques.thibieroz@upmc.fr »,22 février 2013
- [26] :www.gov.mb.ca/iem/min-ed/kidsrock/mrocks/files/rockcycle.fr.pdf
- [27] :fr.slideshare.net/gdecock/differences-entre-fracking-sgf-et-egs-final-17727059
- [28] :forumbachelor.free.fr/gma/GMA1/index.php
- [29] :www.meretmarine.com/en/node/99937
- [30] :www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-difficile-decision-de-lancer-un-forage
- [31] :www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/prospection-exploration-gaziere-et-petroliere
- [32] :L_Smia, MIROVA_ETUDE-Gaz de schiste et autres gaz non conventionnels nouvelles ressources, nouveaux enjeux_
- [33] : Abderrahmane Mebtoul (docteur d'Etat-1974 en gestion) -Professeur des Universités, Expert International en management stratégique directeur d'Etudes Ministère Energie/Sonatrach 1974/1979 - 1990/1995 - 2000/2006
- [34] : 2-gaz_de_schistes_interets_et_problemes-juin.pdf
- [35] :www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/04/gaz-de-schiste-des-fuites-de-methane-plus-importantes-que-prevu_1812943_3244.html
- [36] :www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2011-Complete_Report.pdf

[37] : Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources Executive Summary, Office of Research and Development Washington, D.C. June 2015.

[38] : www.aer.ca/about-aer/spotlight-on/unconventional-regulatory-framework/what-are-the-impacts-on-water#sthash.gihcx0lu.dpuf.

[39] : www.ecorpstim.com/propane-stimulation/nfp-stimulation/

[40] : www.senat.fr/rap/r12640/r12-64018.html.

[41] : Et la France avait a la fois du petrole, de gaz et des idées... contribution au debat sur les hydrocarbures de schiste, UFIP.

[42] : Total et le gaz de schiste algérien ; mars 2015.

[43] : www.algeriepatriotique.com/article/gaz-de-schiste-sonatrach-compte-forer-4-puits-dexploration-en-2014.

[44] : www.manicore.com/documentation/petrole/gaz_non_conv.html.

[45] : ici.exploratv.ca/blog-explorateur/le-monde/gaz-de-schiste-puits-pas-etanches.

[46] : Hydrocarbures de roche-mère, état des lieux, R. Vially , G. Maisonnier , T. Rouaud, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013.

[47] : www.planete-energies.com/ajax/atom/154.

[48] : www.planete-energies.com/ajax/atom/155.

[49] : www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/prospection-exploration-gaziere-et-petroliere.

[50] : adulte-surdoue.fr/sciences/comment-cherche-trouve-petrole-t2372.html.

[51] :5578.us.all.biz/fr/trepans-de-sondage-a-forage-rotatif-pour-des-puits-g24437.

[52]:sinomach-hi.fr/2-1-2-drilling-tools.html.

[53] :G. BOUCHOUX et M. SABLIER ; gaz non conventionnel, techniques de l'ingénieur,12/09/2014.

[54] :A. BELAID, thèse doctorat, l'école nationale supérieure des mines de paris, spécialité «technique et économie de l'exploitation du sous-sol», 27 Septembre 2005.

[55] :www.actu-environnement.com/ae/news/algerie-gaz-schiste-sonatrach-23631.php4.

[56] :pixabay.com/fr/fracturation-hydraulique-863218/

[57] :portail.cder.dz/spip.php?article3881.

[58] :G. CHARON, gaz de schiste : la nouvelle donne énergétique enjeux techniques, économiques, écologiques et stratégiques .editiontechnip

[59] :www.microseismic.com/images/Downhole-Monitoring-Single-Well-1g.jpg.

[60] :www.microseismic.com/technical-resources/frequently-asked-questions/hydraulic-fracturing.

[61] :hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/content/2015/composition-de-leau-et-les-volumes-traiter-le-probleme-initial.

[62] :www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123.

[63] :www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm.

[64] :www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm.

[65] :www.iea.org/media/training/presentations/Day_2_Session_2x_Unconventional_Gas_USA.pdf

[66] :www.iea.org/ugforum/ugd/united%20states/

[67] : John D. Graham, John Rupp, and Olga Schenk , Unconventional gas development in the USA: exploring the risk perception issues, Indiana University

[68] :Cécile Miquel, Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental, Juillet 2009

[69] :www.senat.fr/rap/r12640/r12-64018.html

[70] :bullschiste.com/mauvais-arguments/les-benefices-economiques

[71] :press.ihs.com/press-release/energy-power/shale-gas-supports-more-600000-american-jobs-today-2015-shale-gas-predict

[72] :[tools.bp.com/energy-charting-tool.aspx#/ep/natural_gas_prices/unit2/\\$-mBtu/country/DZ/view/line/](http://tools.bp.com/energy-charting-tool.aspx#/ep/natural_gas_prices/unit2/$-mBtu/country/DZ/view/line/)

[73] :www.ecorpstim.com/propane-stimulation/nfp-stimulation/

[74] :Ramon pichs-madruga, ottmarednhofer, youbasokona, kristinseyboth, patrickeickemeier,...sources d'énergie renouvelable et atténuation du changement climatique, rapport spécial du group d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat résumé à l' intention des décideurs et résumé technique.

[75] : EDF France.