

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université El-Hadj Lakhdar-Batna  
Institut d'Hygiène et Sécurité Industrielle  
Laboratoire de Recherche en Prévention Industrielle (LRPI)

## MEMOIRE

PRESENTE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE

## MAGISTER

EN HYGIENE ET SECURITE INDUSTRIELLE  
OPTION : GESTION DES RISQUES  
PAR

**RAHMOUNI SOFIANE**

INGENIEUR D'ETAT EN HYGIENE ET SECURITE INDUSTRIELLE

---

# Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste

---

*Mémoire soutenu le 15/05/2015 devant le jury d'examen composé de :*

**N. BOURMADA**, Professeur, IHSI, Université de Batna

Président

**R.HAMZI**, Maitre de conférences "A", IHSI, Université de Batna

Rapporteur

**R.ISMAIL**, Maitre de conférences "A", IHSI, Université de Batna

Examineur

**H.SHOUT**, Professeur, Université de Constantine

Examineur

## Résumé

Le Conseil des ministres de mai 2014, en vertu de l'application de la loi des hydrocarbures votée en janvier 2013, a autorisé l'exploitation du gaz de schiste mais à une seule condition : aucun avis d'appel d'offres ne peut être retenu s'il s'avère qu'il détruit l'environnement notamment par la pollution des nappes phréatiques et s'il est fort consommateur d'eau.

Pour répondre à cette problématique, plusieurs méthodes d'analyse existent, que ce soit de type qualitatif ou quantitatif, dans ce travail et vu que le projet en Algérie est en phase d'étude une analyse qualitative par la méthode Analyse des Effets Environnementaux (AEE) est proposé afin d'identifier et d'évaluer les impacts environnementaux liés à l'activité d'exploitation du gaz de schiste en Algérie

Dans la première partie on va évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie suivant une démarche méthodologique qui base sur des données disponibles sur les gisements algériens et la réglementation applicables dans ce domaine.

Dans la deuxième partie on va faire une comparaison de modèle algérien avec le modèle américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité.

**Mots clés :** gaz de schiste, fracturation hydraulique, impacts environnementaux, AEE, consommation d'eau

## Abstract

The Council of Ministers in May 2014, pursuant to law enforcement hydrocarbons passed in January 2013, authorized the development of shale gas, but on one condition: no tender notice cannot be retained if it turns out that it destroys the environment including pollution of groundwater and if he is strong consumer of water.

To address this problem, several methods of analysis exist, either in qualitative or quantitative type, in this work since the project in Algeria is under study a qualitative analysis by the Environmental Effects Analysis method (EEA) is proposed to identify and assess the environmental impact of the shale gas development activity in Algeria

In the first part we will preliminarily assess the potential environmental impacts related to gas development lifecycle shale in Algeria following a methodological approach based on specific available on the Algerian deposits and regulations applicable in this field.

In the second part we will make an Algerian model of comparison with the American model on the management of water hydraulic fracturing to determine gaps and impacts related to this activity.

**Keywords:** shale gas, Hydraulic fracturing, environmental impacts, AEE, water consumption

# *Dédicace*

Je dédie ce travail A

Mes parents et toute la famille.

A tous mes amis.

A ceux qui m'aiment.

A ceux qui j'aime

# *Remerciements*

Tout d'abord je tiens à remercier Allah, le tout puissant, de m'avoir accordé la santé physique et mentale pour compléter cette thèse.

Je tiens très sincèrement à remercier ma mère pour ses soutiens et encouragement et à toute ma famille, une pensée pleine de reconnaissance inspirée par le soutien et la disponibilité dont vous avez fait part à mon endroit.

Je tiens très sincèrement à remercier Mme HAMZI mon rapporteur, dont la rigueur, l'expérience et la disponibilité m'ont permis de garder la motivation et la détermination tout au long de la rédaction de cet essai.

Je remercie infiniment aussi Mr SHOUT pour son compréhension pour accepter ma demande et sans oublier Mr CHATOUH et Mr HADJ.

## Table des matières

---

Remerciements.....	III
Table des matières .....	IV
Liste des figures .....	IX
Liste des tableaux .....	X
Liste des sigles et acronymes .....	XI
Introduction générale .....	1

### Chapitre I : Etude générale sur les hydrocarbures non conventionnels

I.1. Introduction .....	3
I.2. Les hydrocarbures non conventionnels .....	3
I.2.1. Définition .....	3
I.2.2. Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels .....	3
I.2.2.1 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir .....	3
I.2.2.1.1 Tight oil .....	3
I.2.2.1.2 Les pétroles lourds ou extra-lourds .....	4
I.2.2.1.3 Les sables bitumineux .....	4
I.2.2.2 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère .....	4
I.2.2.2.1 Les schistes bitumineux (oil shales) .....	4
I.2.2.2.2 Les pétroles de schistes (shale oil) .....	4
I.2.3 Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels .....	5
I.2.3.1 Tight gaz .....	5
I.2.3.2 Le gaz de schiste (Shale Gas) .....	5
I.2.3.3 Le gaz de houille .....	6
I.2.3.4 Les hydrates de gaz (Gas hydrate) .....	6
I.3 Les réserves internationales de gaz de schiste .....	7
I.3.1 Classement des réserves important .....	8
I.4 Production de gaz de schiste .....	8
I.4.1 Etats-Unis .....	8
I.4.2 Canada .....	9

I.4.3 Australie .....	9
I.4.4 Afrique du Sud .....	9
I.4.5 Mexique .....	9
I.4.6 Chine .....	10
I.4.7 Europe.....	10
I.4.7.1 Les pays qui ont choisi la précaution .....	10
I.4.7.1.1 Bulgarie.....	10
I.4.7.1.2 Roumanie .....	10
I.4.7.1.3 République Tchèque .....	10
I.4.7.1.4 Grande Bretagne.....	11
I.4.7.1.5 Allemagne .....	11
I.4.7.2 Les pays qui exploitent le gaz de schiste .....	11
I.4.7.2.1 Hongrie.....	11
I.4.7.2.2 Pologne .....	11
I.5 Processus de production de gaz de schiste .....	12
I.5.1 Les travaux préliminaires .....	12
I.5.2 L'exploration et la fracturation .....	13
I.5.3 Le projet pilote ou la phase de développement.....	14
I.5.4 La production .....	15
I.5.5 La distribution .....	16
I.5.6 La fermeture définitive.....	16
I.6 Principe de la fracturation hydraulique .....	17
I.6.1 Le forage.....	17
I.6.2 Fracturation hydraulique.....	18
I.6.2.1 Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés.....	19
I.6.2.2 Les agents de soutènement.....	20
I.6.2.3 Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation.....	20
I.6.2.4 Les Equipements de fracturation.....	22
I.6.3 Puits multilatéraux.....	23
I.7 Les techniques alternatives.....	23
I.7.1 La fracturation par arc électrique .....	23
I.7.2 La fracturation par procédé thermique.....	24
I.7.3 La fracturation pneumatique.....	24
I.7.4 Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau .....	24
I.8 Conclusions.....	26

## **CHAPITRE II : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie**

II.1 Introduction.....	27
II.2 La réglementation algérienne .....	27
II.3 Projet d'explorations .....	28
II.3.1 Projet d'exploitation du gaz de schiste à Timimoun .....	28
II.3.2 Gaz de schiste : forage de 4 puits en Algérie .....	28
II.4 Les sources d'eau au sud .....	28
II.5 Les réservoirs algériens.....	29
II.6 Les caractéristiques des réservoirs algériens .....	30
II.6.1 Bassin Ghadamès (BERKINE) .....	32
II.6.1.1 Contexte géologique.....	32
II.6.1.2 Propriétés réservoir (zone prospective) .....	33
A-Formation Silurien Tanezrouft.....	33
B-Formation du Dévonien Frasnien supérieur .....	33
II.6.2 Bassin Illizi.....	34
II.6.2.1 Contexte géologique.....	34
II.6.2.2 Propriétés réservoir (zone prospective) .....	34
II.6.3 Bassin Ahnet.....	35
II.6.3.1 Contexte géologique.....	35
II.6.3.2 Propriétés de Réservoir (zone prospective) .....	35
A-Formation Silurien Tanezrouft.....	35
B-Formation Frasnien Dévonien .....	35
II.7 Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires) .....	36
II.8 Conclusion .....	37

## **CHAPITRE III : Etude des impacts environnementaux liés aux développements des gaz de schiste en Algérie**

III.1. Introduction .....	38
III.2.Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux .....	38
III.2.1. Synthèse des impacts environnementaux.....	39
III.2.1.1 Contamination des eaux souterraine.....	39
III.2.1.2 Contamination de sol.....	40
III.2.1.3 Consommation d'eau.....	40
III.2.1.4 Les eaux usées .....	40

III.2.1.5 Pollution de l'air .....	40
III.2.1.6 Bruits .....	40
III.2.2 Revue sur la réglementation algérienne .....	42
III.2.3 Grille d'évaluation .....	43
III.2.4 Evaluation préliminaire des impacts selon le cycle de vie du développement d'un puits de gaz de schiste .....	45
III.2.4.1. Identification du site et préparation .....	45
III.2.4.2 Well conception, le forage, la cimentation et tubage .....	46
III.2.4.3. Technique de la fracturation hydraulique .....	47
III.2.4.4 Well complétion, la gestion des eaux usées.....	49
III.2.4.5 Well production.....	50
III.2.4.6 Well abondement .....	50
III.2.5 Synthèse des résultats .....	51
III.2.5.1 Interprétation des résultats .....	52
III.3 Etude comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau de fracturation hydraulique.....	53
III.3.1 Cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique .....	53
III.3.1.1 Acquisition de l'eau .....	54
III.3.1.2 Mélange de produits chimiques.....	54
III.3.1.3 Injection de fluide.....	54
III.3.1.4 Reflux et l'eau production.....	54
III.3.1.5 Traitement des eaux usées et l'élimination des déchets .....	54
III.3.1.6 Analyse et traitement.....	55
III.3.2 Modèle américain .....	55
III.3.2.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée .....	55
III.3.2.2 Récupération .....	56
III.3.2.3 Le traitement des eaux.....	56
III.3.3 Modèle algérien .....	58
III.3.3.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée .....	58
III.3.3.2 La récupération.....	59
III.3.3.3 Le traitement des eaux.....	60
III.3.4 Analyse comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau.....	61
III.3.4.1 Interprétations des résultats .....	62
III.4 conclusion.....	63
Conclusion générale.....	64
Annexes.....	66

Glossaire .....	79
Références bibliographiques .....	83

## Listes des figures

Figure I.1: schema géologique de ressources non conventionnelles.....	5
Figure I.2: Synthèse des différents types de gaz non conventionnels.....	6
Figure I.3: Localisation des réserves internationales de gaz de schiste.....	7
Figure I.4: evolution de production de gaz de schiste aux USA.....	8
Figure I.5 : Processus de production de gaz de schiste.....	12
Figure I.6 : Architecture type puits de “Gaz Shale” dans les Marcellus Shale (USA).....	18
Figure I.7 : Fracturation hydraulique.....	19
Figure I.8 : Les composantes du fluide de fracturation.....	20
Figure I.9 : Les agents de soutènement dans le fluide de fracturation.....	20
Figure I.10 : Les Equipements de fracturation.....	22
Figure I.11 : Puits multilatéraux.....	23
Figure II.1 : Positionnement de ressources algériennes.....	29
Figure II.2 : Plan de bassin de Ghadamès (silurien Tanezrouft) et maturité thermique.....	33
Figure II.3 : Plan de bassin d’Illizi (le schiste de Silurien Tanezrouft).....	34
Figure II.4 : Plan de bassin d’Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft).....	35
Figure II.5 : Plan de bassin d’Ahnet (le schiste de Frasnien).....	36
Figure III.1 : Présentation schématique des différents impacts environnementaux .....	41
Figure III.2: cycle de vie de production de gaz de schiste.....	45
Figure III.3 : Les problèmes potentiels d'eau potable associés à chaque étape du cycle de l'eau de fracturation hydraulique.....	53
Figure III.4 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.....	58
Figure III.5: Les nappes aquifères du Sahara Algérien Le Continental Intercalaire - Le Complexe Terminal.....	59
Figure III.6 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de l’Algérie lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.....	61

## Liste des tableaux

Tableau I.1 : Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste.....	8
Tableau I.2 : Processus des travaux préliminaires.....	12
Tableau I.3 : Processus d'exploration.....	13
Tableau I.4 : Processus de développement et de la conduite du projet pilote.....	14
Tableau I.5 : Processus de la production.....	15
Tableau I.6 : Processus de la transmission et de la distribution.....	16
Tableau I.7 : Processus de la fermeture définitive.....	16
Tableau I.8: Processus pour toutes les étapes.....	17
Tableau I.9: Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation.....	21
Tableau I.10: Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau.....	25
Tableau II.1 : Caractéristiques des réservoirs algérien.....	30
Tableau II.2 : Caractéristiques des réservoirs algérien.....	31
Tableau II.3 : Caractéristiques des réservoirs algérien.....	31
Tableau II.4 : Comparaison préliminaire des gaz de schiste algérien et US.....	37
Tableau III.1 : Liste Des décrets applicables en Algérie en matière de l'environnement.....	42
Tableau III.2 : Grille d'évaluation des impacts.....	43
Tableau III.3 : Les niveaux de risque.....	44
Tableau III.4 : Les impacts lies à l'identification du site et préparation.....	46
Tableau III.5 : Les impacts lies à Well conception, le forage, la cimentation et tubage.....	47
Tableau III.6 : Les impacts lies à la fracturation hydraulique.....	48
Tableau III.7 : Les impacts lies au Well complétion, la gestion des eaux usées.....	49
Tableau III.8 : Les impacts lies au Well production .....	50
Tableau III.9 : Les impacts lies au Well abondement.....	51
Tableau III.10 : Résumé de l'évaluation préliminaire.....	51
Tableau III.11: Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale USA.....	56
Tableau III.12 : Analyse comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau.....	62

## Liste des sigles et acronymes

ADE	Algérie Des Eaux
AEA	American Environnement Agency
AEE	Analyse des Effets Environnement
ALNAFT	Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbure
API	American Petroleum Indicators
BAPE	Bureau d'Audience Publique sur l'Environnement
BCF	Billion Cubic Feet
CI	Continental Intercalaire
CIRAIG	Centre Interuniversitaire De Recherche sur le cycle de vie des services, procédé et produit.
CO	Mono oxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de Carbone
Eff phi	Effective porosité
EIA	Environnement Institut American
Ft	Feet =pied
GIP	Gaz In Place
IFPEN	Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles (est un acteur public de la recherche et de la formation).
INERIS	Institut National de l'environnement industriel et de risques
K (nd)	Perméabilité
MDT	Matière Dissoute Totale
Mi <sup>2</sup>	Mille Carré
Net Ft Pay	L'épaisseur
NO <sub>x</sub>	Oxyde D'azote
PIG	Pologne Institut Geology
Psi	Livre par pouce carré
R <sub>0</sub>	Maturity Thermic
SO <sub>x</sub>	Oxyde De Soufre
SW	Saturation Water
TCF	Trillion Cubic Feet
TOC	Total Organic Composition
USA	United States American

## Introduction

Au cours de la dernière décennie, les analystes en production énergétique étaient tous d'avis que la disponibilité du gaz naturel allait décliner de manière constante dans le monde. En effet, les réserves conventionnelles du gaz naturel sont sur le point d'être épuisées. Toutefois, grâce aux avancées technologiques en matière d'exploration et d'exploitation d'énergies fossiles, il est aujourd'hui possible d'extraire, de façon rentable, les réservoirs non conventionnels de gaz.

En combinant de vieilles techniques datant d'une soixantaine d'années, la fracturation hydraulique avec la technique de forage horizontal, l'industrie du gaz naturel est parvenue à exploiter le shale gazifère communément appelé « gaz de schiste » qui est un gaz naturel piégé dans une formation géologique imperméable riche en matière organique qui a été déposée il y a environ 450 millions d'année.

Ces techniques suscitent, actuellement, des nombreuses controverses en raison de leurs impacts environnementaux (les problématiques de pollution de l'eau, occupation des sols et impacts sur le changement climatique.....).

Malgré ces contraintes, l'Algérie s'est engagée dans l'exploitation du gaz de schiste pour subvenir à ses besoins en énergie.

Pour répondre à cette problématique, plusieurs méthodes d'analyse existent, que ce soit de type qualitatif ou quantitatif, dans ce travail et vu que le projet en Algérie est en phase d'étude une analyse qualitative par la méthode Analyse des Effets Environnementaux (AEE) est proposé afin d'identifier et d'évaluer les impacts environnementaux liés à l'activité d'exploitation du gaz de schiste en Algérie. Cette analyse se soldera par la proposition d'une démarche qui servira comme outil d'aide à la décision dans le domaine du management des risques liés à l'exploitation du gaz de schiste, en général et dans le domaine de la prévention de ces risques en particulier, ce qui constituera une base de développement d'un modèle de management des risques et de résolution des problématiques spécifiques à cette activité bien particulière dans le monde et en Algérie.

### Hypothèses de recherche :

Deux principales hypothèses de recherche se posent :

- La méthode Analyse des Effets Environnementaux (AEE) serait un outil efficace pour l'identification et l'évaluation des impacts environnementaux de l'exploitation du gaz de schiste.
- Une démarche de management des risques liés à l'exploitation du gaz de schiste serait un très bon outil d'aide à la décision pour la résolution des problématiques spécifiques à cette activité bien particulière dans le monde et en Algérie.

## **Méthodologie de recherche**

La méthode Analyse des Effets Environnementaux (AEE) est l'outil adéquat pour l'analyse qualitative des impacts environnementaux liés à l'exploitation du gaz de schiste on va évaluer qualitativement par une grille d'évaluation chaque phase de cycle de vie afin de déterminer les phases les plus critique pour les développer en détail et tous ce travail sera dans le contexte Algérien.

## **Organisation de la thèse**

*Introduction générale* (problématique, hypothèses de recherche, méthodologie de recherche)

*Chapitre I : Etude générale sur les hydrocarbures non conventionnels*

Dans ce chapitre on va présenter une revue sur la littérature de gaz de schiste, la fracturation hydraulique et les technologies alternatives

*Chapitre II : Etude sur le gaz de schiste en Algérie*

On va présenter en détail ces réserves dans ce chapitre avec une comparaison préliminaire avec les réserves aux USA

*Chapitre III : Evaluation des impacts environnementaux liés au développement de gaz de schiste*

Dans la première partie de ce chapitre on va évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie.

Dans la deuxième partie on va faire une comparaison de modèle algérien avec le modèle américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité

*Conclusion et perspectives.*

*Annexes*

*Références bibliographiques*

# **CHAPITRE I : Etude générale sur les hydrocarbures non conventionnels**

## **I.1 Introduction :**

Les hydrocarbures non conventionnels est continu dans des roches sédimentaires argileuses très compacts et très imperméables, qui renferment au moins 5 à 15% de matières organique, Parmi les hydrocarbures non conventionnels, on peut citer : Les sables bitumineux, Les pétroles de schistes, gaz de schiste, Tight gaz.

Ces ressources sont maintenant exploitables grâce au développement de la technologie, parmi les pays les premiers engagés vers la production de ces ressources est les USA.

La technologie de la fracturation hydraulique est mieux adaptée pour extraire ces ressources malgré ses impacts environnementaux et économiques.

Dans ce chapitre on va présenter une revue sur la littérature de gaz de schiste, la fracturation hydraulique et les technologies alternatives.

## **I.2 Les hydrocarbures non conventionnels :**

### **I.2.1 Définition :**

Les hydrocarbures existants et produits à partir d'un réservoir ou d'une formation géologique se présentant au moins sous l'une des caractéristiques ou conditions suivantes (Loi, 13-01) :

- Réservoirs compacts dont les perméabilités matricielles moyennes sont égales ou inférieures à 0,1 Milli-Darcy et/ou qui ne peuvent être produits qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée.
- Formations géologiques argileuses et/ou schisteuses imperméables ou à très faible perméabilité qui ne peuvent être produits qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée.
- Formations géologiques contenant des hydrocarbures présentant des viscosités supérieures à 1000 Centipoises ou des densités inférieures à 15° API (Institut Américain du Pétrole).
- Réservoirs à haute pression et haute température se présentant dans des conditions de pression et/ou de température suivantes :
  - Pression de fond égale ou supérieure à 650 bars.
  - Température de fond supérieure à 150° C.

### **I.2.2 Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels :**

#### **I.2.2.1 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir:**

##### **I.2.2.1.1 Tight oil :**

Ce sont des pétroles contenus dans des réservoirs de mauvaise qualité généralement inter stratifiés dans les niveaux de roche-mère, ils sont appelés "Tight" (compacts) par abus de langage et raccourcissement de l'expression "huiles de réservoirs compacts".

**I.2.2.1.2 Les pétroles lourds ou extra-lourds :**

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité. (Figure I.1) Dans la majorité des cas, il s'agit de gisements autrefois conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. (IFPEN, 2012) Les principales réserves de pétroles lourds ou extra-lourds se situent au Venezuela.

**I.2.2.1.3 Les sables bitumineux :**

Les sables bitumineux sont composés de sable et de bitume ; ils forment un mélange d'hydrocarbures très visqueux, voire solide à température ambiante. Là encore, on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par l'érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent au Canada.

**I.2.2.2 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère :**

Une roche-mère est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste".

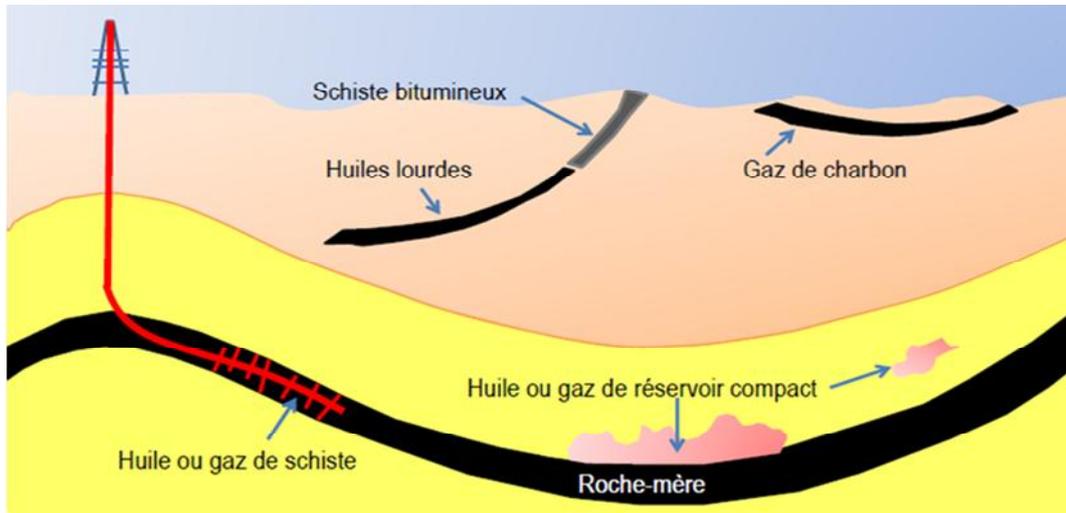
**I.2.2.2.1 Les schistes bitumineux (oil shales) :**

Les schistes bitumineux consistent en une roche-mère de très bonne qualité, mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique se transforme en pétrole. (IFPEN, 2012) On exploite ces schistes en carrières ou en mines, puis on chauffe ces roches à fortes températures (450° C) pour recueillir l'huile produite (on fait ce que la nature n'a pas encore eu l'occasion de faire). Le rendement énergétique de ce type de pétrole non conventionnel n'est pas bon, une grande partie de l'énergie produite servant à chauffer la roche. De plus, l'impact environnemental tant sur le paysage (carrières, terrils de mines) que sur la consommation d'eau ou le rejet de gaz à effet de serre est important. La production de ce type de pétrole est extrêmement faible et n'a connu un développement notable que dans les périodes de crise, c'est le fameux "pétrole de guerre". Figure I.1

**I.2.2.2.2 Les pétroles de schistes (shale oil) :**

L'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides, mais ceux-ci sont restés totalement ou partiellement piégés dans la roche-mère. L'exploitation de ces hydrocarbures liquides piégés dans un milieu non poreux et imperméable nécessite l'utilisation de techniques particulières : forages horizontaux et fracturation hydraulique. L'exploitation de ces pétroles de schiste n'a été rendue possible que par les avancées technologiques mises au point sur les gaz de schiste.

Actuellement, seuls les bassins de Williston (à cheval sur les USA et le Canada) et d'Eagle Ford (Texas) produisent ce type d'hydrocarbure non conventionnel ; la production a commencé au début des années 2000 et se développe très rapidement. Le succès de ce type de production a amené les compagnies pétrolières à s'intéresser à d'autres bassins sédimentaires, et notamment au bassin Parisien (IFPEN, 2012).



- Figure I.1:schema géologique de ressources non conventionnelles (EIA, 2013) -

### I.2.3 Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels :

Sous ce terme, sont regroupés tous les hydrocarbures naturels dont l'accumulation n'est pas liée à la Présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles (IFPEN, 2012).

#### I.2.3.1 Tight gaz :

Ce sont des gaz contenus dans des réservoirs de mauvaise qualité, au sein d'une roche très peu poreuse et imperméable. Ils sont appelés "Tight" (compacts) par abus de langage et raccourcissement de l'expression "gaz de réservoirs compacts".

#### I.2.3.2 Le gaz de schiste (gas Shale) :

Les gaz de schiste sont principalement du méthane piégé dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique et qui ont été fortement enfouies. Si l'enfouissement a été très important, on a du gaz "sec" (méthane), si l'enfouissement a été moindre on a des gaz "humides" (éthane, butane, propane).

Le potentiel de production du gaz de schiste est d'autant plus important que la roche-mère a été initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant, et que la composition minéralogique permette une fracturation naturelle ou artificielle efficace.

Depuis quelques années, une forte activité d'exploration et de production de gaz de schiste s'est développée dans les bassins sédimentaires américains grâce aux améliorations techniques et à la baisse des coûts du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. (IFPEN, 2012) Ce type de gaz non-conventionnel pourrait connaître un développement dans d'autres parties du monde

### I.2.3.3 Le gaz de houille :

Le gaz de houille est le gaz naturel adsorbé sur les charbons. L'adsorption est un mode de piégeage des gaz sur les surfaces des solides à très petite échelle et les capacités d'adsorption du charbon sont énormes. La libération du gaz adsorbé sur le charbon est à l'origine du fameux grisou tant redouté des mineurs.

Le gaz de houille est généralement produit à partir de couches de charbon inexploitées, soit parce que trop profondes, soit parce que de trop mauvaise qualité. Sa particularité réside dans le fait qu'une partie du gaz peut être contenu dans les fractures du charbon mais que la majeure partie est adsorbé sur le charbon lui-même (IFPEN, 2012).

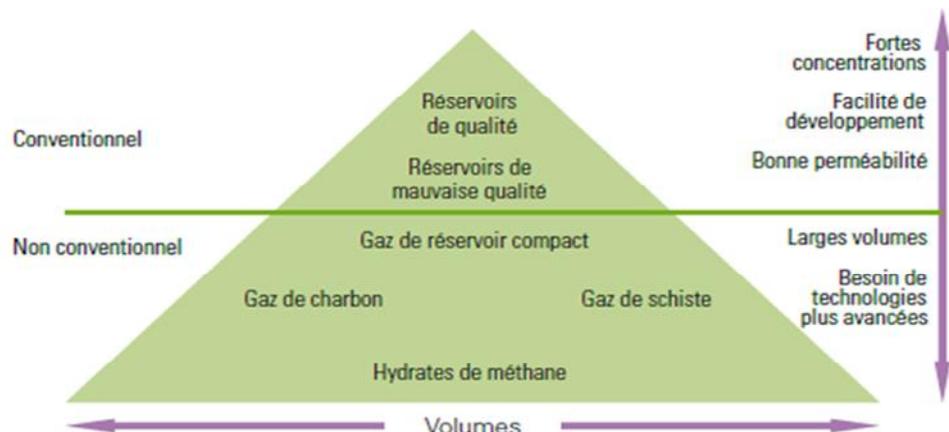
Pour extraire le gaz, il faut faire diminuer la pression au sein de la couche de charbon. La dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans le charbon. On commence donc par produire de l'eau puis, au fur et à mesure de la chute de pression, on produit du gaz. Le gaz de houille est produit dans plus d'une douzaine de pays dans le monde.

On peut aussi produire ce gaz de houille à partir des mines de charbon. Dans une mine active, cette production de méthane en avant du front de taille permet de réduire le risque des coups de grisou et de limiter l'émission de méthane (un fort gaz à effet de serre) dans l'atmosphère. Dans les mines désaffectées, la production du gaz permet également de sécuriser le site et de limiter les émissions dans l'atmosphère.

### I.2.3.4 Les hydrates de gaz (Gas hydrate) :

Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide (IFPEN, 2012).

Les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible).

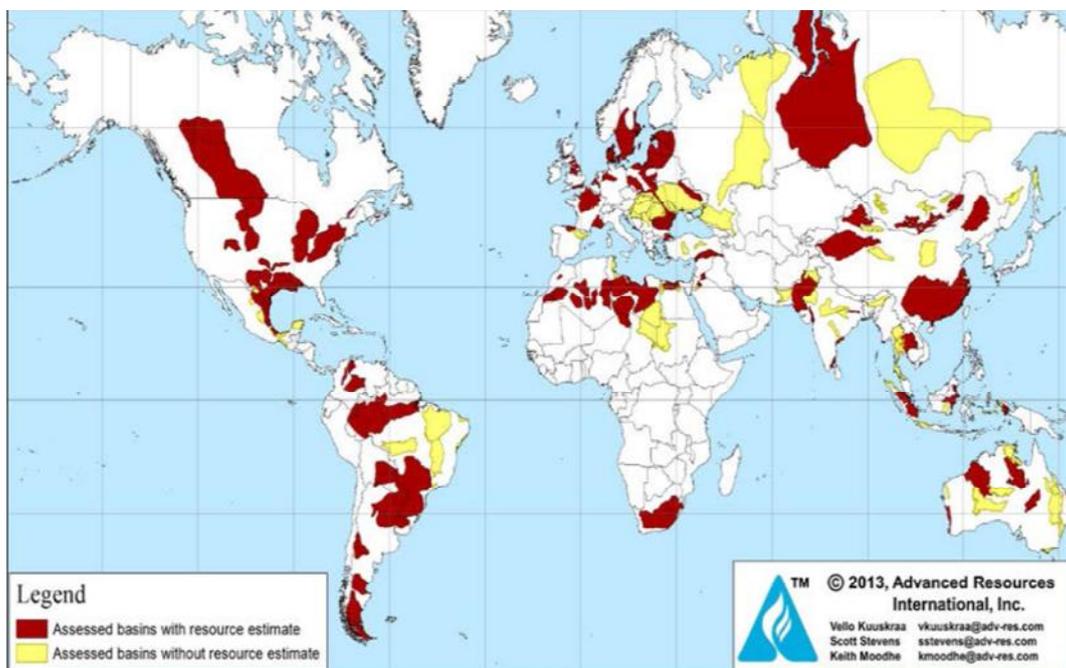


- Figure I.2: Synthèse des différents types de gaz non conventionnels (Mirova, 2012) -

Les volumes de méthane en place sous forme d'hydrates dans les sédiments sont certainement considérables, mais il est difficile d'en évaluer actuellement l'intérêt potentiel en termes de production de gaz.

### I.3 Les réserves internationales de gaz de schiste :

La figure couvre les formations de schiste les plus prometteuses dans un groupe de 41 pays qui démontrent un certain niveau relativement promesse à court terme et qui ont une quantité suffisante de données géologiques pour l'évaluation des ressources. La figure I.3 montre la localisation de ces bassins et les régions analysées. La légende de la carte indique deux couleurs différentes sur la carte du monde qui correspond à l'étendue géographique de cette évaluation (EIA, 2013):



- Figure I.3: Localisation des réserves internationales de gaz de schiste (EIA, 2013) –

- zones colorées rouges représentent l'emplacement des bassins avec des formations de schiste pour lesquels des estimations des ressources techniquement récupérables ont été fournis. Formations de schiste potentiels couvrent rarement un bassin entier.
- zones colorées jaune représentent l'emplacement des bassins qui ont été examinés, mais pour lequel de schiste estimations de ressources n'ont pas été fournies, principalement en raison de l'absence de données nécessaires pour effectuer l'évaluation.
- Les zones de couleur blanche n'ont pas été évaluées.

**I.3.1 Classement des réserves important :**

Une liste des 10 pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste sur la base d'évaluation des ressources de schiste dans 41.

**-Tableau I.1 : Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste (EIA, 2013) -**

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	U.S.A	665 (1,161)
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
	World Total	7,299 (7,795)

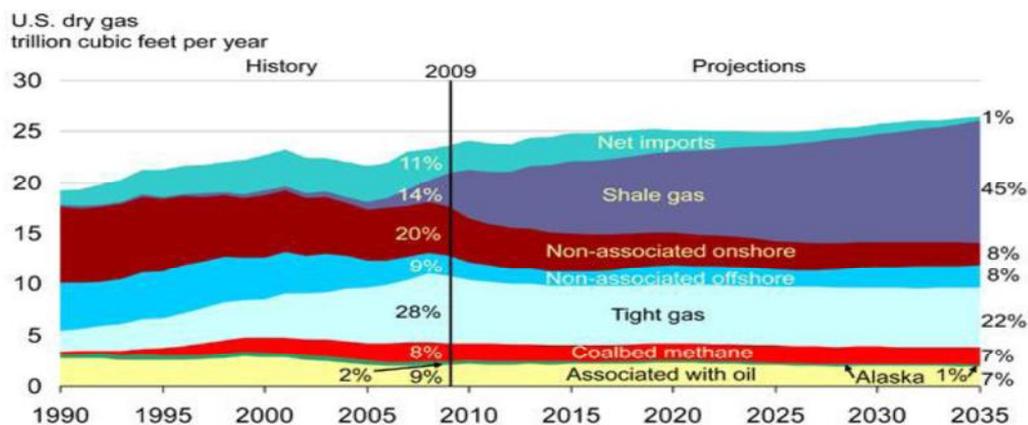
**I.4 Production de gaz de schiste :**

**I.4.1 Etats-Unis :**

La production de gaz de schistes aux Etats-Unis progresse très rapidement : sur la période 2000-2006, elle enregistre une augmentation moyenne de 17% par an.

A partir de 2006, lorsque l'exploitation des gaz de schistes s'est développée au sein d'autres formations, la production explose : sur la période 2006-2010, la progression moyenne de la production est de 48% par an.

En 2009, la production de gaz de schistes représente près de 93 milliards de mètres cubes, soit 14% de l'approvisionnement total en gaz naturel des Etats-Unis. Malgré de nombreuses incertitudes, l'Energy Information Administration (EIA, 2013) estime que la production devrait atteindre 347 milliards de mètres cubes en 2035, soit 45% de l'approvisionnement en gaz naturel (figure I.4). Le gaz de schistes devrait alors représenter près de 9,4% du bouquet énergétique américain.



**- Figure I.4: evolution de production de gaz de schiste aux USA (EIA, 2013) -**

**I.4.2 Canada : un moratoire récent**

- Réserves estimées : 11 000 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Suspendue

L'exploitation des gaz de schiste est pour l'instant suspendue au Québec de par la mobilisation des collectifs citoyens et dans l'attente d'études environnementales indépendantes. Le changement de parti au Québec en septembre 2012 devrait conduire prochainement à la mise en place d'un moratoire sur l'exploitation des gaz de schiste.

**I.4.3 Australie (Georges Denys, 2012) :**

- Réserves estimées : 11 200 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : A débuté août 2012

L'Australie se concentre aujourd'hui sur l'exploitation de son gaz de houille (Coal Bed Methane) et n'envisage pas de s'attaquer à la production de gaz de schiste avant au moins 5 voire 10 ans.

Cependant elle en profite pour mener au préalable une procédure d'évaluation de leur impact dans tous les domaines: environnement, infrastructures, marché du travail,... en prévision des bouleversements que de tels chantiers vont probablement provoquer. La compagnie pétrolière australienne Santos a affirmé être en passe de mettre sur le marché la première production commerciale de gaz de schiste extrait en Australie. Santos prétend que le gaz extrait de son puits Moomba-191, dans le bassin de Cooper (centre-est), foré à des fins exploratoires, a fourni une moyenne de près de 74.000 m<sup>3</sup> de gaz par jour pendant plus de deux semaines.

**I.4.4 Afrique du Sud :**

- Réserves estimées : 13 800 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée sous réserve
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Moratoire levé en septembre 2012

Le moratoire sur l'attribution de licences d'exploitation des réserves de gaz de schiste a été levé en Afrique du sud le 10 septembre 2012. Il avait été imposé en 2011 dans l'attente des résultats d'une étude sur les effets environnementaux de la technique d'extraction.

Les forages seront dorénavant autorisés pour permettre l'évaluation du gisement, mais la fracturation hydraulique ne sera autorisée que si les questions environnementales sont résolues.

**I.4.5 Mexique :**

- Réserves estimées : 19 200 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : En cours

En février 2011, PEMEX a entamé avec succès sa première opération d'exploitation de gaz de schiste à Coahuila. Gisement d'un potentiel estimé à environ 8,5 millions de mètres cubes par jour (soit environ la production actuelle du Texas).

#### **I.4.6 Chine :**

- Réserves estimées : 36 000 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée (mal maîtrisée)
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : En cours

En mai 2010, (Georges Denys, 2012) la Chine a procédé à ses premières opérations de fracturation hydraulique en utilisant des technologies américaines et en mars 2011 une joint-venture entre la Chine et des opérateurs étrangers a entrepris le premier forage horizontal dans un « bloc » du Sichuan Weiyuan.

L'exploitation du gaz de schiste est contrôlée par un petit nombre d'entreprises publiques chinoises, relativement inexpérimentées dans le secteur. Le gouvernement central les encourage à rechercher des partenaires internationaux qui ont une expérience dans ce domaine et ont déjà testé des technologies efficaces.

#### **I.4.7 Europe (Georges Denys, 2012) :**

##### **I.4.7.1 Les pays qui ont choisi la précaution :**

###### **I.4.7.1.1 Bulgarie :**

- Réserves estimées Bulgarie + Hongrie + Roumanie : 538 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Interdite (janvier 2012)
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Moratoire

Le pays a décrété en janvier 2012 un moratoire de 6 mois et a également interdit la fracturation hydraulique.

###### **I.4.7.1.2 Roumanie :**

- Réserves estimées Bulgarie + Hongrie + Roumanie : 538 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Moratoire

Après avoir accordé plusieurs permis d'exploration et d'exploitation, le pays a décrété un moratoire de 6 mois qui a été introduit le 4 mai 2012.

Le 17 septembre 2012, un prolongement de moratoire de 2 ans était envisagé par le premier ministre alors même que le pays est en proie à des problèmes de stabilité politique.

###### **I.4.7.1.3 République Tchèque :**

- Réserves estimées : Non estimé
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Moratoire

Le ministère de l'Environnement a annoncé le 7 mai qu'il préparait un projet de moratoire de 18 mois à 2 ans sur l'exploration du gaz de schiste.

**I.4.7.1.4 Grande Bretagne :**

- Réserves estimée : 566 milliards de m<sup>3</sup> selon l'EIA
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Suspendue

Les explorations ont débuté en 2010. Dans l'attente d'études environnementales complémentaires, l'exploitation du gaz a été suspendue suite à des secousses sismiques qui seraient liées à la fracturation hydraulique.

L'actuel président de l'agence anglaise de l'environnement (EIA), s'est déclaré le 8 mai 2012 favorable à l'utilisation de la fracturation hydraulique pour l'exploitation des gaz de schiste au Royaume-Uni. Selon lui, même si la technique est potentiellement risquée pour l'environnement, il estime qu'avec un suivi adéquat, ces risques peuvent être maîtrisés et contribuerait à la «sécurité énergétique» du pays.

**I.4.7.1.5 Allemagne :**

- Réserves estimée : 0.7 à 2.3 milliards m<sup>3</sup> extractibles selon l'institut fédéral des sciences géographiques et des ressources naturelles
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : Suspendue

La fracturation hydraulique n'a pas été interdite mais le pays a stoppé tous les travaux après la réalisation de six forages (dont un suivi d'une fracturation hydraulique) depuis 2008, et dans l'attente des conclusions d'un groupe de travail réunissant scientifiques, industriels et politiques (Georges Denys, 2012).

Une étude publiée début septembre par le ministère de l'Environnement a conclu que la fracturation hydraulique risquait de contaminer les nappes phréatiques et réclame une réglementation très stricte.

**I.4.7.2 Les pays qui exploitent le gaz de schiste :****I.4.7.2.1 Hongrie :**

- Réserves estimées Bulgarie + Hongrie + Roumanie : 538 milliards de m<sup>3</sup>
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : En cours

La Hongrie est favorable au gaz de schiste avec de nombreux permis d'exploration et d'exploitation accordés depuis 2009.

**I.4.7.2.2 Pologne :**

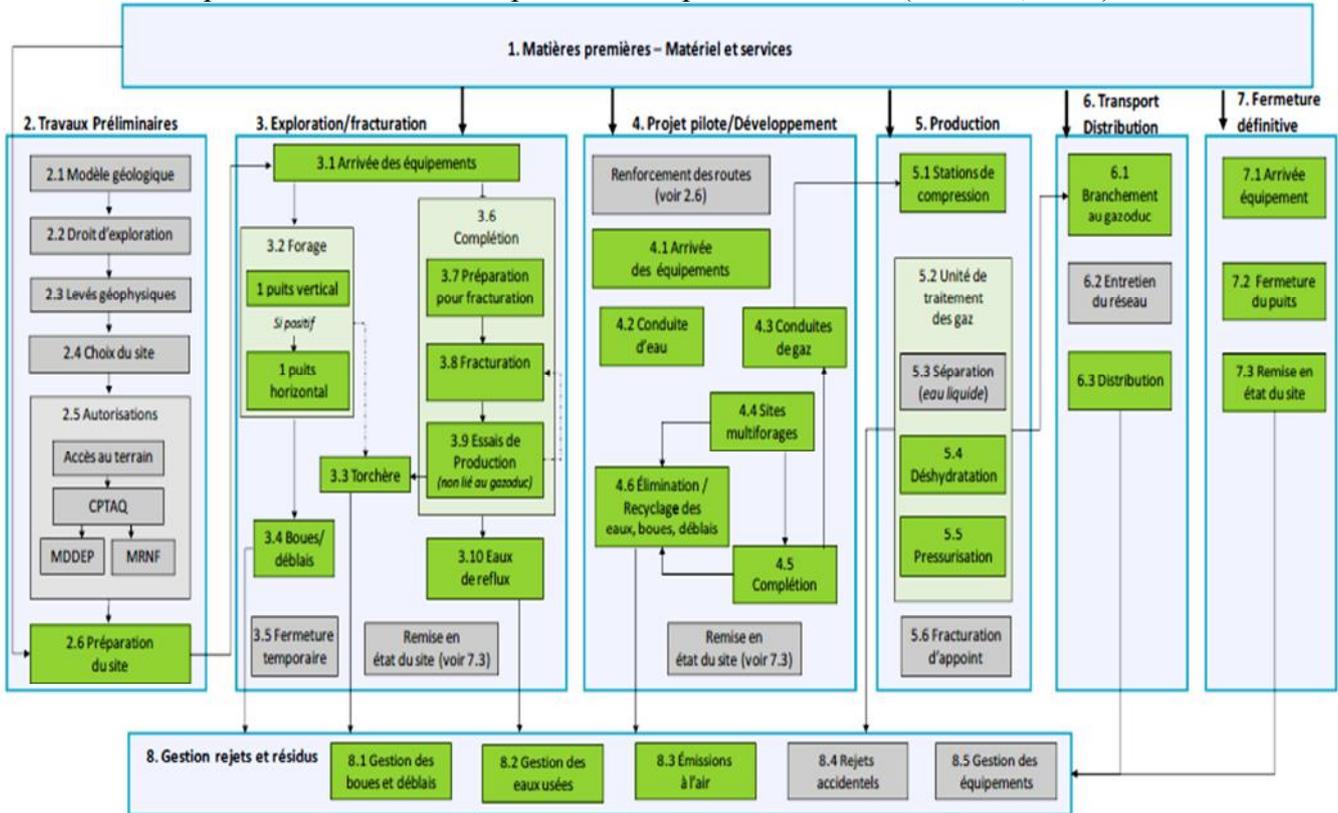
- Réserves estimées : 5 300 milliards de m<sup>3</sup> par l'EIA
- Fracturation hydraulique : Autorisée
- Exploration / Exploitation gaz non conventionnel : En cours

A ce jour, 120 permis d'exploration ont été distribués aux sociétés pétrolières (Georges Denys, 2012). La fracturation hydraulique a eu lieu sur forage vertical.

Les réserves estimées ont été revues à la baisse par l'Institut national de géologie (PIG) à 1920 milliards de m<sup>3</sup> dont 346 à 768 milliards seraient exploitables. Le pays maintient néanmoins ses objectifs d'exploitation à 2014.

**I.5 Processus de production de gaz de schiste :**

Les étapes considérées dans le processus de production sont (CIRAIG, 2013) :



- Figure I.5 : Processus de production de gaz de schiste (CIRAIG, 2013) -

**I.5.1 Les travaux préliminaires :**

Activités menant au choix du site. La plupart de celles-ci ont peu d'impacts environnementaux car, à l'exception des levés sismiques et de la préparation des sites, elles n'ont pas lieu sur le terrain (van Durme et coll., 2012).

- Tableau I.2 : Processus des travaux préliminaires-

2. Travaux préliminaires	
Processus	Détails
2.1 Modèle géologique à 2.5 Autorisation	Exclus, car concerne principalement du travail de bureau et des prises de mesures sur le terrain. Impacts considérés négligeables.
2.6 Préparation du site	Occupation et transformation de l'usage des terres incluses.
	Infrastructure et opérations de la machinerie incluses (combustibles et émissions).
	Production et transport des matériaux pour la construction de la route et du site inclus.

### I.5.2 L'exploration et la fracturation :

Cette étape inclut le forage, la complétion, la fracturation et les essais de production. Les résultats de ces travaux sont essentiels pour la prise de décision de passer de la phase exploratoire - un ou deux puits par site afin de trouver les endroits les plus productifs - à la phase développement (CIRAIG, 2013).

- Tableau I.3 : Processus d'exploration-

3. Exploration	
Processus	Détails
3.1 Arrivée des équipements	Inclut les infrastructures des équipements passifs (réservoirs, roulotte, torchère) le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage (3.2) et à la complétion (3.6).
3.2 Forage (2 puits d'exploration)	Inclut les infrastructures et l'opération de la foreuse et des autres équipements au diesel (génératrices, moteur, chaudière) sur site (combustibles et émissions).
	Production des composantes et transport du liquide de forage inclus.
	Inclut les infrastructures et l'opération des pompes pour les boues de forage (combustibles et émissions). Production et transport des matériaux pour le puits (tuyaux d'acier et ciment de coffrage) inclus. Note : il est considéré que 5 % des puits en exploration ne seront jamais exploités, basé sur les évaluations de (Gonzalez et coll. 2012).
3.3 Torchère	Émissions de combustion du gaz naturel incluses. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives, mais lors des essais de production, il est envoyé à la torchère.
3.4 Traitement des boues et déblais de forage	Transport des boues de forage et déblais du site au lieu de gestion.
	Gestion des boues et déblais par enfouissement (8.1)
3.5 Fermeture temporaire	Exclue. Considérée sans impact supplémentaire.
3.6 Complétion	Comprend les étapes (3.7) à (3.9)
3.7 Préparation pour la fracturation	Production et transport des explosifs et de la solution acide inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage de la solution acide (combustibles et émissions)
3.8 Fracturation	Production et transport du liquide de fracturation inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage du liquide de fracturation inclus (combustibles et émissions)
3.9 Essais de production	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Aucun autre impact considéré que ceux liés aux émissions fugitives (8.3) et au gaz envoyé à la torchère (3.3)
3.10 Eaux de reflux	Transport par camion des eaux de reflux du site à l'usine de

	traitement.
	Traitement (station de traitement des eaux usées municipale ou industrielle, la modélisation ne permettant pas de faire la distinction) (8.2)
	Inclut les émissions de polluants à l'eau de surface, en considérant une efficacité de traitement de 50% par rapport à la caractérisation des eaux de reflux.
	Note : une proportion des liquides injectés (de forage, de fracturation et la solution acide) restent dans le sol.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape d'exploration sont incluses (8.3)

**I.5.3 Le projet pilote ou la phase de développement :**

Lorsqu'un site s'est montré intéressant, il y a renforcement des routes, installation de conduites de gaz et d'eau et réalisation d'un projet pilote, qui permet de passer de la phase d'exploration à la phase de développement de l'industrie. L'essai pilote consiste à mettre en place un site multi forage qui permettra d'optimiser les coûts. Si le projet pilote est concluant, on passe alors au stade de déploiement à grande échelle de l'industrie en multipliant les sites multi forages autour du site initial (CIRAIG, 2013).

**- Tableau I.4 : Processus de développement et de la conduite du projet pilote-**

4. Projet pilote/développement	
Processus	Détails
4.1 Arrivée des équipements	Inclut le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage et à la complétion des puits (4.4).
4.2 Conduites d'eau	Conduite pour amener l'eau de fracturation jusqu'au site. Inclut les matériaux et leur transport.
4.3 Conduites de gaz	Conduite pour transporter le gaz du site à la station de traitement (30 km par hypothèse). Inclut les matériaux et leur transport.
4.4 Sites multi-forages	Comprend le forage de 6 puits supplémentaires. Toutes les activités décrites à l'étape 3.2 sont incluses.
4.5 Complétion	Comprend la préparation à la fracturation et la fracturation. Toutes les activités décrites aux étapes 3.7 et 3.8 sont incluses.
	Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives. Durant l'étape d'opération du puits, le gaz naturel est extrait du sol et envoyé sur le réseau, vers la station de compression (5.1). Il est néanmoins considéré que 2 % du gaz est envoyé à la torchère (3.3). Pour cette portion, les émissions de combustion du gaz naturel sont incluses.
4.6 Élimination / recyclage des eaux,	Comprend le transport et la gestion des boues et déblais de forage, de même que les eaux de reflux composées principalement du

boues, déblais	liquide de fracturation. Toutes les activités décrites aux étapes 3.4 et 3.10 sont incluses. En phase de développement, une partie des boues et des eaux de reflux sont recyclées sur site. Un taux de réutilisation a été considéré dans les étapes 4.4 et 4.5.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de production sont incluses (8.3)

**I.5.4 La production :**

Une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production. La production initiale des puits non conventionnels est élevée - cette période dure de l'ordre de quelques mois à une ou deux années - pour ensuite baisser jusqu'à un certain niveau de productivité stable durant le reste de la vie du puits. Cette évolution est due au fait que la productivité d'un puits est limitée par la géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée), (van Durme et coll., 2012). par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment l'efficacité de l'opération de fracturation. De plus, il faut considérer l'affaissement des fractures et leur obstruction progressive. L'étape de production comprend le traitement et la pressurisation du gaz.

**- Tableau I.5 : Processus de la production-**

<b>5. Production</b>	
Processus	Détails
5.1 Station de compression	Les compresseurs permettent de pressuriser le gaz (de 100 -200 Psi au puits à 900 Psi à la sortie de la station). L'infrastructure et l'opération des compresseurs au gaz naturel sont incluses. Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , particules, SO <sub>x</sub> , CO).
5.3 Séparation (eau liquide)	Exclu car considérée non nécessaire vu la pureté du gaz de schiste au Québec (van Durme et coll. 2012).
5.4 Déshydratation	Production et transport du triéthylène glycol inclus, de même que l'émission à l'air d'une partie du triéthylène glycol. Le reste est considéré ré-circulé. Énergie pour le traitement du gaz : il est considéré que le gaz naturel est utilisé pour produire l'électricité nécessaire. La combustion du gaz en turbine et les émissions qui y sont liées sont considérées.
5.5 Pressurisation	Inclut à l'étape 5.1.
5.6 Fracturation d'appoint	Exclu car peu fréquent (van Durme et coll., 2012). Une analyse de sensibilité sur le nombre de fracturations a cependant été réalisée (sous-section 0) et peut inclure les fracturations d'appoint.

**I.5.5 La distribution :**

Cette phase du processus industriel porte sur la transmission du gaz à partir des unités de traitement jusqu'aux consommateurs. À cette étape, les émissions fugitives de méthane sont la responsabilité du distributeur et sont identiques à celles ayant lieu lors de la distribution du gaz naturel conventionnel

**- Tableau I.6 : Processus de la transmission et de la distribution -**

<b>6. Transmission/distribution</b>	
Processus	Détails
6.1 Branchement au gazoduc	Conduite pour amener le gaz de la station de pompage au réseau de distribution. Inclut les matériaux et leur transport.
6.2 Entretien du réseau	Exclu. Les impacts potentiels de l'entretien du réseau attribuables au transport du gaz de schiste uniquement sont considérés négligeables par rapport à ceux de l'ensemble du cycle de vie considéré.
6.3 Distribution	Maintien de la pression à 900 Psi. L'infrastructure et l'opération des compresseurs au gaz naturel sont incluses.
	Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , particules, SO <sub>x</sub> , CO).
	La portion du réseau de distribution appartenant à Gaz métro est exclue, car la part attribuable au gaz de schiste est considérée négligeable par rapport au gaz naturel total distribué.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de distribution sont incluses (8.3)

**I.5.6 La fermeture définitive :**

S'applique aux puits qui n'est plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus laborieux (van Durme et coll., 2012).

**- Tableau I.7 : Processus de la fermeture définitive -**

<b>7. Fermeture définitive</b>	
Processus	Détails
7.1 Arrivée équipement	Inclus. Par hypothèse, cette étape a été posée identique à 4.1 (pire cas, car moins d'équipement pour la fermeture que pour le forage et la fracturation)
7.2 Fermeture du puits	Cette étape inclut le retrait des tuyaux des puits, et leur remplissage par de la boue.
	Énergie d'extraction des tuyaux incluse.
	Transport des tuyaux du site au lieu de gestion. Par hypothèse, les

	tuyaux des puits sont considérés envoyés à l’enfouissement (non recyclables après leur utilisation).
	Excavation et transport de terre pour la production de boue.
	Inclut l’infrastructure et l’opération des pompes pour l’injection de boue (combustibles et émissions).
	Production et transport du ciment inclus.
7.3 Remise en état du site	Transformation des terres : retour à une utilisation agricole.

**- Tableau I.8: Processus pour toutes les étapes -**

<b>Toutes les étapes</b>	
Services auxiliaires	Les activités administratives et autres services sont exclues de l’analyse (considérés négligeables).
Émissions accidentelles	Exclues des frontières de l’étude.

Pour chacune de ces étapes sont considérées :

- L’approvisionnement en matières premières et en équipements : Lorsque les travaux ou les activités deviennent plus spécialisés, comme le forage et la fracturation, les fournisseurs de services viennent de l’extérieur, comme l’Ouest canadien et les États- Unis où l’on retrouve une grande expérience dans ce type d’activité industrielle. Dans le cas du déploiement de cette industrie au Québec, il sera possible de développer une industrie locale de services tels que l’achat et la location d’équipements ou de machineries, la fabrication de pièces, etc.
- La gestion des rejets et résidus : comprend la gestion des boues et déblais de forage et des eaux usées, les émissions à l’air et les rejets accidentels.

**I.6 Principe de la fracturation hydraulique :**

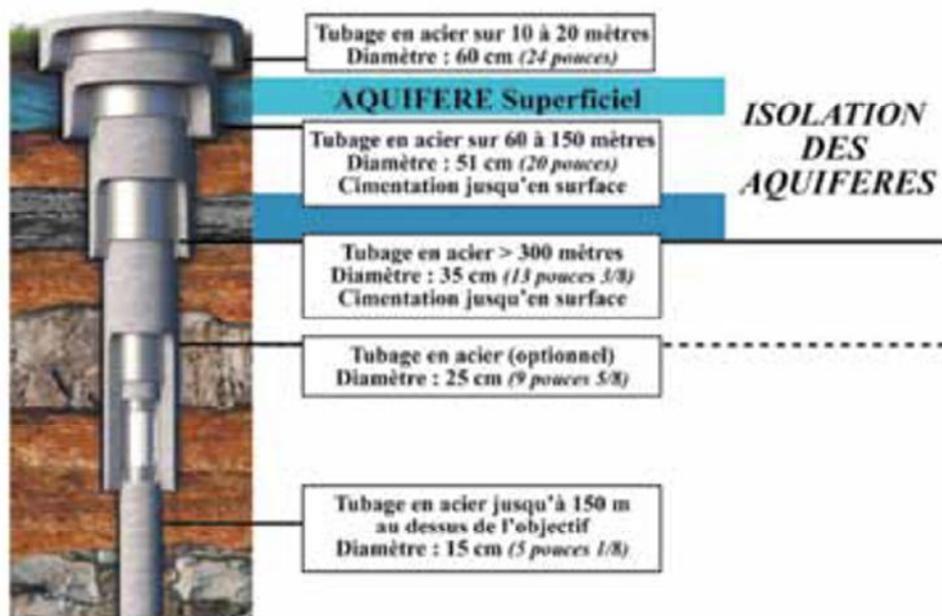
Avant de pouvoir procéder à l’extraction de gaz de schistes, il est indispensable de préparer le puits avec deux étapes distinctes, complémentaires et indispensables : le forage et la fracturation hydraulique (Gabriel Marty, 2011).

**I.6.1 Le forage :**

A la différence d’une poche de gaz conventionnel, l’emploi d’un puits vertical n’est pas adapté à l’exploitation des gaz de schistes. En effet, ces gaz étant disséminés au sein de la formation de schiste, il est nécessaire de fracturer la roche à plusieurs endroits ; il est donc important d’avoir la plus grande surface de contact possible entre le puits et la roche afin d’assurer le drainage d’un volume de gaz suffisamment important. Dans ces conditions, sauf en présence d’une épaisseur de schistes importante, un puits vertical ne couvrira pas une surface suffisante. On a alors recours à la technique du forage directionnel pour creuser un puits horizontal.

Ce type de forage, relativement récent - le premier date du début des années 1990, consiste à orienter progressivement le trépan (tête de forage) afin de creuser dans la direction souhaitée. Dans le cas des gaz de schistes, on effectue dans un premier temps un forage vertical jusqu'à atteindre le début de la formation de schiste - généralement entre 2000 m et 3000 m, (Gabriel Marty, 2011) plus profond que pour un gisement de gaz conventionnel - puis on tourne de façon à creuser un puits horizontal dans la formation. Le forage continue ensuite à l'horizontale sur une distance comprise entre 1 km et 2 km.

Afin d'éviter l'effondrement du puits creusé, diriger efficacement le fluide de fracturation et éviter les contaminations des sources d'eau rencontrées, il est nécessaire de réaliser un tubage. Cela consiste à descendre dans le puits plusieurs tubes creux emboîtés les uns dans les autres et liés par du ciment (Figure I.6).



- Figure I.6 : Architecture type puits de "Gaz Shale" dans les Marcellus Shale (USA) -

### I.6.2 Fracturation hydraulique :

L'objectif de la fracturation hydraulique est simple : fissurer la roche-mère non poreuse pour permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées.

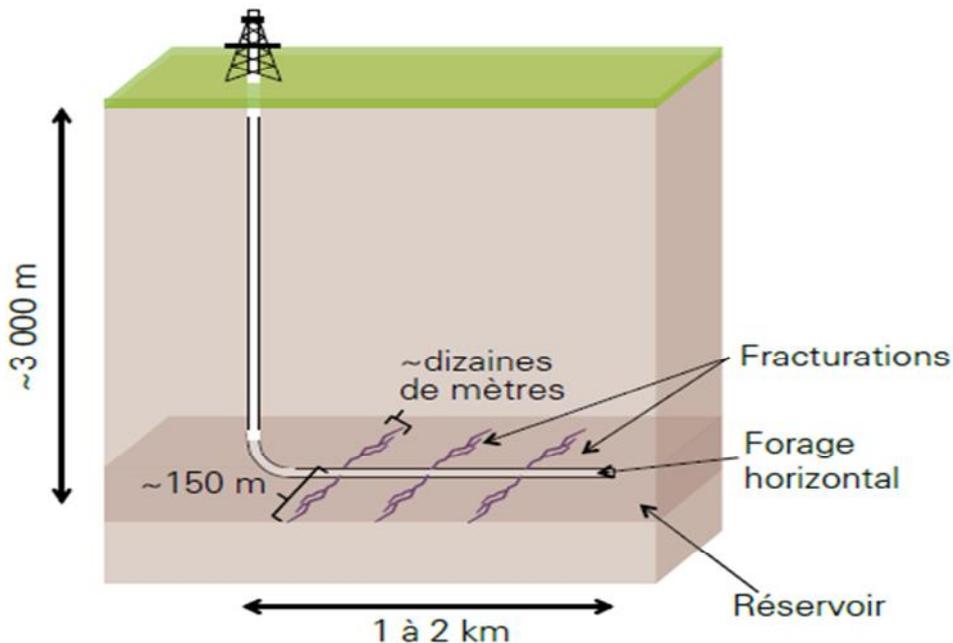
Les principes du procédé utilisé sont aussi bien connus : introduire au contact de la roche-mère un fluide sous haute pression (plusieurs centaines de bar) afin d'engendrer la création d'une fracture (ou l'ouverture d'une fracture préexistante), accroître la dimension de la fracture et créer des fissures tout autour, introduire des agents de soutènement (généralement du sable ou des « proppants » en céramique) pour éviter la refermeture des fissures et récupérer par pompage les fluides de fracturation en excès.

Les opérations complexes de fracturation (variation de la pression, des débits, de la composition des différentes strates du fluide de fracturation,...) dépendent des caractéristiques de la roche à fracturer.

Les fractures et les fissures créées dans la roche-mère sont généralement une longueur de quelques dizaines de mètres et peuvent atteindre 100 m. Les opérateurs sont capables de générer des fissures pouvant atteindre quelques centaines de mètres. Le processus de fracturation est piloté depuis la surface par un opérateur en agissant sur la pression et le débit du fluide de fracturation injecté (Gabriel Marty, 2011).

L'opérateur applique un protocole préalablement défini. Le développement de la fracturation peut être contrôlé en temps réel en utilisant un dispositif de micro-sismique qui détecte et visualise la position des fissures créées.

L'expérience et le tour de main des opérateurs de fracturation ont une grande influence sur l'efficacité des travaux et donc le pourcentage du gisement récupérable.



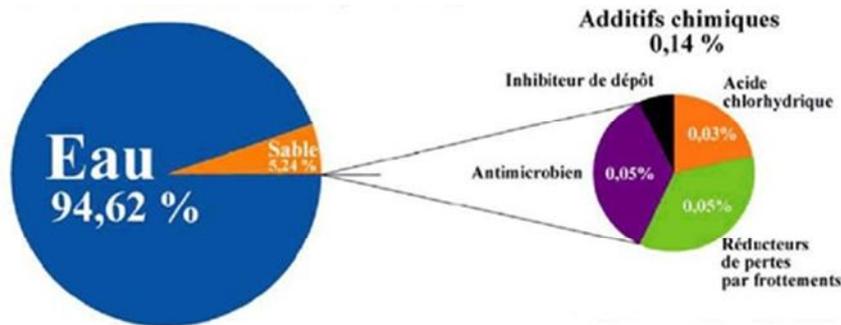
- Figure I.7 : Fracturation hydraulique (Mirova, 2012) –

#### I.6.2.1 Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés :

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. (IFPEN, 2012) la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 m<sup>3</sup> et 20 000 m<sup>3</sup> (soit à peu près la consommation mensuelle d'une ville de 2000 habitants).

Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 m<sup>3</sup> à 2000 m<sup>3</sup> d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 m<sup>3</sup> à 2000 m<sup>3</sup> d'eau et chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

L'eau nécessaire au forage et à la fracturation est généralement transportée par camions. Dans certains cas favorables, une canalisation destinée à l'évacuation des hydrocarbures extraits peut servir lors de la phase de construction à l'acheminement de l'eau. Bien souvent un bac provisoire de rétention est construit à proximité de la plateforme de forage.



- Figure I.8 : Les composantes du fluide de fracturation (ANCRE, 2012) -

#### I.6.2.2 Les agents de soutènement :

Un sable quartzéux propre, de granularité assez uniforme, est souvent employé : c'est un matériau trouvé couramment dans les sablières pour béton par exemple. Dans le cas de grandes profondeurs et de fortes contraintes, une matière plus dure est nécessaire et on utilise des billes de céramique. Pour 15 000 m<sup>3</sup> d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m<sup>3</sup> de sable sont nécessaires.



- Figure I.9 : Les agents de soutènement dans le fluide de fracturation -

#### I.6.2.3 Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation :

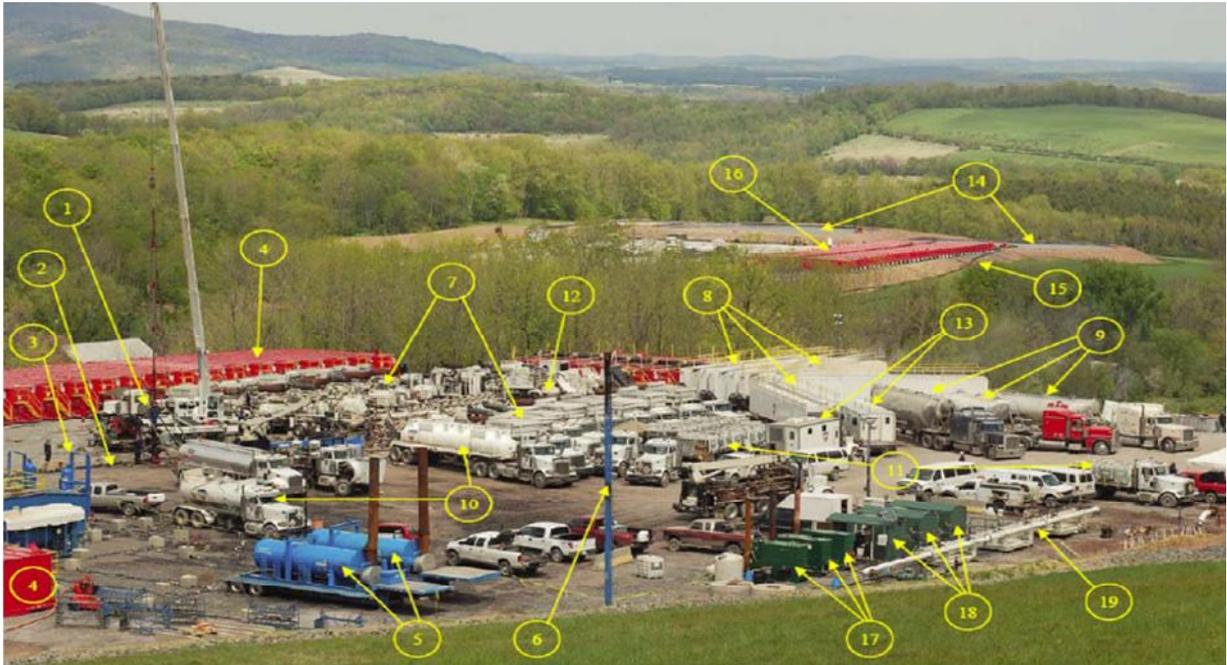
Ils ne représentent que 0,5% à 2% en volume, l'ajout d'un cocktail de produits chimiques est indispensable au procédé, afin de modifier les propriétés mécaniques et chimiques du fluide, notamment pour s'adapter aux contraintes spécifiques du terrain et améliorer l'efficacité du procédé de fracturation (Figure I.9).

A ce titre, la composition exacte du fluide varie d'un puits à l'autre.

- Tableau I.9: Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation -

Additif	Usage
Agent de soutènement (Proppant)	Les "Proppant" maintiennent les fractures ouvertes pour permettre aux hydrocarbures (gaz et huiles) de remonter librement à la surface du puits
Solution d'acide dilue	Nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.
Biocide - Bactericide	Utiliser pour prévenir la croissance de bactéries qui peuvent produire des gaz (tel que du sulfure d'hydrogène (H <sub>2</sub> S)) lesquels peuvent contaminer le méthane. Préviens aussi la croissance de certaines bactéries qui réduisent la viscosité du fluide qui transporte le sable dans les fractures.
Contrôle d'argiles	Prévient le gonflement et la migration des couches argileuses lesquelles peuvent réduire considérablement la porosité des roches d'hydrocarbures.
Inhibiteur de corrosion	Réduit la formation de corrosion sur les tubes en aciers au carbone (Tubing, cuvelages, pompes, lignes haute pression, container...). Est utilisé lors des jobs de fracturation qui contiennent de l'acide.
Agent de reticulation (Cross-linked)	La viscosité du fluide est augmentée en utilisant des esters phosphoriques combinés avec des particules métalliques. Les particules métalliques servent d'agent de réticulation. Ainsi, la viscosité plus importante du fluide de fracturation augmente la capacité de transport du Proppant dans les fractures ouvertes par la pression du fluide.
Réducteur de friction	En réduisant les pertes de charge dues à la friction du fluide de fracturation contre les parois des tubes et de la formation, il permet d'optimiser le débit et la pression d'injection.
Gélifiant	En augmentant la viscosité du fluide de fracturation, il permet d'améliorer la capacité de transport du Proppant dans les fractures ouvertes par la pression du fluide.
Contrôle de ter	Prévient la précipitation d'oxydes métalliques lesquels tendent à obturer la formation.
inhibiteur d'entartrage	Prévient la précipitation de carbonates et sulfates (carbonate de calcium carbonaté, sulfate de calcium, Sulfate de baryum) lesquels tendent à obturer la formation
Réducteur de gélifiant (gel breaker)	Un fois le Proppant en place dans les fractures, il réduit la viscosité du fluide de fracturation pour améliorer le retour du fluide en surface.
Surfactant	Méthode de récupération du fluide par injection de produits tensio-actifs pour en abaisser la tension inter faciale.

## I. 6.2.4 Les Equipements de fracturation :



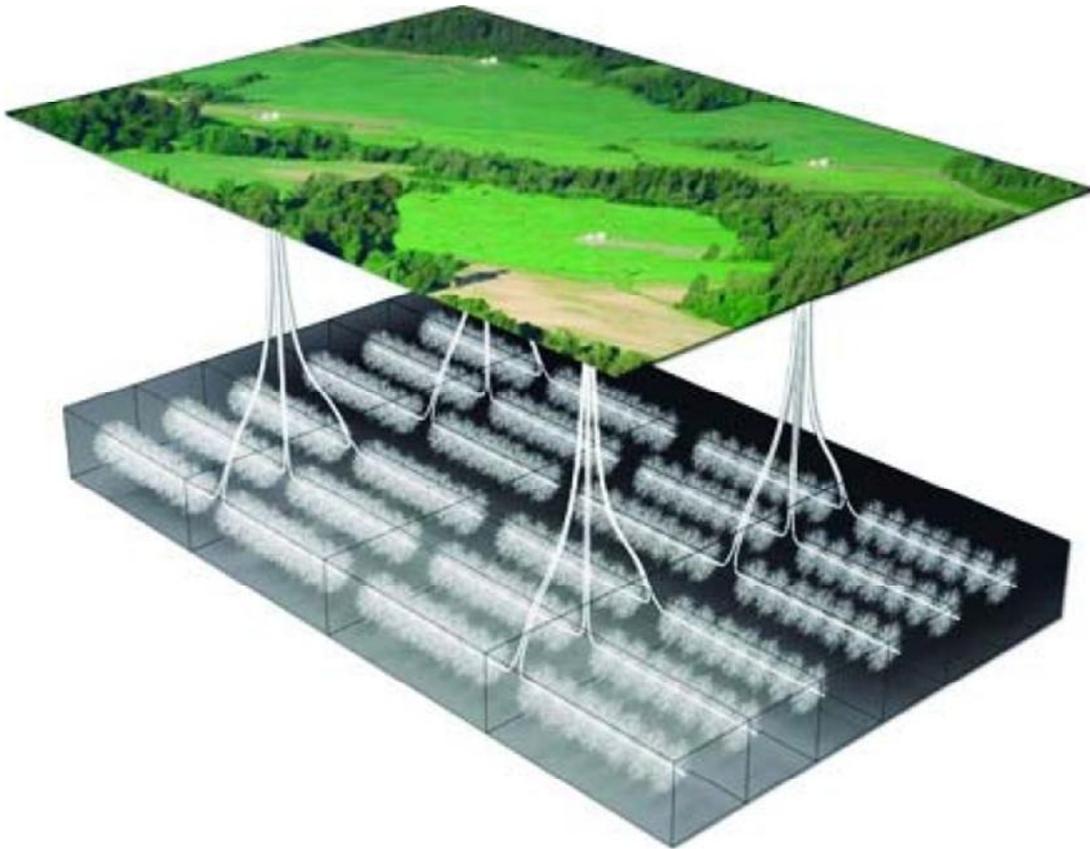
- Figure I.10 : Les Equipements des fracturations -

- 01 - Tête de puits et FRAC Tree
- 02 - Ligne haute pression pour le test et le retour du puits
- 03 - Séparateur de sable pour la ligne de retour (Flow back)
- 04 - Tanks pour le fluide Retour
- 05 - Réchauffeur des lignes haute pression
- 06 – Torchère
- 07 - Unités de pompage haute pression sur camion
- 08 - Containers de mélange de sable (Proppant)
- 09 - Semi-remorques (silos) de sable
- 10 - Camions de transport d'acide
- 11 - Camions de transport d'additifs pour fracturation
- 12 - Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
- 13 - Centre de commande de l'opération de fracturation
- 14 - Réservoir de décantation fluides de retour du puits
- 15 - Conduite d'eau
- 16 - Réservoirs de fluide de retour du puits
- 17 - Réchauffeur des lignes haute pression de gaz
- 18 - Séparateur de gaz
- 19 - Distributeur de gaz

### I.6.3 Puits multilatéraux :

Afin d'optimiser un site de forage, il est aujourd'hui possible de réaliser plusieurs forages directionnels à partir d'un seul site. Cette technique, appelée « puits multilatéraux » (*multi-well pad* en anglais), permet également d'augmenter la quantité de gaz extraite par un seul site. Elle permet de réduire les coûts et le nombre de sites d'exploitation.

Avec cette technique, il est possible de réaliser jusqu'à une vingtaine de forages à partir d'un seul site. En pratique, les puits multilatéraux comptent généralement entre 6 et 8 puits.



- Figure I.11 : Puits multilatéraux -

## I.7 Les techniques alternatives (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 2013):

### I.7.1 La fracturation par arc électrique :

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

Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau. La durée d'émission de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette

onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits.

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

Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications.

### **I.7.2 La fracturation par procédé thermique :**

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

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

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

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

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

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

### **I.7.3 La fracturation pneumatique :**

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

On peut mentionner aussi, au titre de la fracturation pneumatique, une technologie de fracturation faisant usage d'hélium. L'hélium est liquide au moment de son injection, mais la fracturation est provoquée par la forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol, raison pour laquelle nous rangeons cette technologie dans la catégorie de la fracturation pneumatique. Elle se rapproche toutefois de la deuxième

catégorie de techniques alternatives : celles fondées sur des liquides sous pression autres que l'eau.

**I.7.4 Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau :**

**- Tableau I.10: Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 2013) -**

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

<b>Usage d'hélium cryogénies comme fluide de base</b> : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol	-Pas d'usage d'eau	-Au stade de la R&D -Coûts -Approvisionnement -Ne permet pas l'emploi de proppant
<b>Usage d'azote comme fluide de base</b>	-Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Déjà appliqué	-Restriction de profondeur -Faible volume de réservoir stimulé -Ne permet pas l'emploi de proppant -Besoin de 'one; capacités de compression
<b>Usage de CO<sub>2</sub> comme fluide de base</b>	-Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Déjà appliqué	-Faible volume de réservoir stimulé Possible limitation de température -Coût du CO <sub>2</sub> -Dégagement de CO <sub>2</sub> -Usage de glycol -Risque de réaction avec le substrat (H <sub>2</sub> S par exemple)
<b>Usage de mousse</b> (émulsion stable entre eau et un gaz : CO <sub>2</sub> ou azote)	-Réduire la quantité d'eau -Améliorer le transport du proppant -Meilleure pénétration dans la formation	-Besoin d'additifs (surfactants...) -Besoin en transports plus importants infrastructures plus importantes -Nécessite l'usage de CO <sub>2</sub> (émissions) -Coût du CO <sub>2</sub> -Risque de réaction du CO <sub>2</sub> avec le substrat H <sub>2</sub> S (par exemple) -Besoin de fortes capacités de compression (azote) -Risques associés à un stockage de gaz en surface
<b>facturation pneumatique</b> (air comprimé)	-Pas d'usage d'eau	-Transport d'air comprimé dans le cas de l'hélium : gaz rare.

### I.8 Conclusions :

On a présenté dans ce chapitre une revue générale sur les hydrocarbures non conventionnels, les réserves internationales, l'état des pays qui ont entamé la production de gaz de schiste et ceux qui ont refusé ces ressources,

Une présentation aussi sur la technologie de fracturation hydraulique avec différente étapes avec le processus de production de gaz de schistes

Cette revue nous permet de comprendre aspect technologies d'exploitation de gaz de schiste afin de nous permettre de faire une étude sur les réserves de gaz de schiste on Algérie qui sera l'objet de la chapitre suivante.

# **CHAPITRE II : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie**

## II.1 Introduction

Le département américain de l'Energie a révisé son estimation des réserves techniquement récupérables de gaz de schiste de l'Algérie qu'il situe actuellement à 19.800 milliards de m<sup>3</sup> contre une évaluation de 6.440 milliards de m<sup>3</sup> faite en 2011, soit plus que le triple de son estimation d'il y a deux années.

Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de schiste de 42 pays, le département de l'Energie présente une étude technique et géologique détaillée ainsi qu'une cartographie sur les réserves des hydrocarbures non conventionnels de l'Algérie. Cette étude indique que l'Algérie est dotée de sept (7) bassins renfermant le gaz de schiste.

Il s'agit des bassins de Mouydir, Ahnet, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf dont il estime pour chacun les réserves techniquement récupérables.

On va présenter en détaille ces réserves dans ce chapitre avec une comparaison préliminaire avec les réserves aux USA.

## II.2 La réglementation algérienne

L'Algérie a donné son accord pour exploiter les ressources non-conventionnel officiellement dans la nouvelle Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures publier au journal officiel.

*Art. 35 :* Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes :

une période de recherche fixée à onze (11) ans maximum à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans.

Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche. Elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans.

A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre (4) ans qui pourra proroger l'une des dites phases de recherche. La dite phase pilote sera accordée au contractant par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

- une période d'exploitation d'une durée de :

- ✓ Trente (30) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels liquides ;
- ✓ Quarante (40) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux

### II.3 Projet d'explorations

L'Algérie réalise son premier forage dans le bassin d'Ahnet à In Salah. Le groupe SONATRACH vient de forer son premier puits de gaz de schiste (shale gas) dans le bassin d'Ahnet, situé au sud d'In Salah, qui sera suivi de deux autres. "Nous venons d'entamer le forage du premier puits gaz de schiste en Algérie, appelé Ahnet 1 qui va nous permettre d'approfondir davantage nos données sur nos réserves gazières non conventionnelles et d'établir les techniques de forage adéquates à ce type d'extraction de gaz", a déclaré M. Chikhi lors d'un point de presse international, animé en marge de la Conférence mondiale du gaz le 06/06/2012.

Une étude récente, réalisée le mois passé sur une superficie de 180.000 km<sup>2</sup> ont fait état d'un potentiel énorme de gaz de schiste dépassant plus de 600 millions m<sup>3</sup> par kilomètre carré, ce qui signifie que plus de 2.000 milliards de m<sup>3</sup> peuvent être récupérés.

#### II.3.1 Projet d'exploitation du gaz de schiste à Timimoun

Le 27/02/2014 un projet d'exploitation du gaz de schiste de l'antique palmeraie de Timimoun (wilaya d'Adrar) sera lancé prochainement « après son adoption par les autorités algériennes ». La région peuplée de 130000 habitants

#### II.3.2 Gaz de schiste : forage de 4 puits en Algérie

L'aventure de l'exploration du gaz de schiste en Algérie commence dès cette année. Le groupe SONATRACH compte forer quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Illizi et d'Ahnet, au sud d'In Salah.

Suite à l'autorisation accordée par le Conseil des ministres à SONATRACH de mener un programme de forage de **11** puits étalés sur **7 à 13 ans**, la compagnie publique d'hydrocarbures compte forer durant cette année quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Ahnet et Illizi. Ces puits font partie des **117 puits** que SONATRACH compte forer avec ses propres moyens en 2014, a appris aujourd'hui l'APS auprès du groupe pétrolier.

### II.4 Les sources d'eau au sud

Les ressources potentiellement mobilisables en Algérie sont estimées à 18 milliards de m<sup>3</sup>, dont 10 milliards de ressources superficielles, 2,5 milliards de m<sup>3</sup> de ressources souterraines dans le Nord et 5,5 milliards de m<sup>3</sup> (superficielles et souterraines) dans le Sud.

Les réserves des nappes du Sahara sont énormes mais les apports d'eau à partir de l'Atlas saharien ne contribuent à leur renouvellement que dans une faible proportion. Le caractère «non renouvelable» de cette ressource et les contraintes physiques et géologiques qui caractérisent ces systèmes, en font un patrimoine fragile, nécessitant une gestion rationnelle pour sa durabilité.

Dans la perspective d'améliorer et de renforcer la Mobilisation des eaux destinées à la

consommation humaine, il a été prévu la déminéralisation des eaux saumâtres dans les hauts plateaux et le sud par ordre prioritaire.

Quatorze (14) stations de déminéralisation sont en cours de réalisation. A terme, un volume global journalier de l'ordre de 205560m<sup>3</sup>/j. Sera mis à disposition de ces populations pour subvenir à leur besoins

Ce programme centralisé délégué à l'ADE est réparti comme suit :

- ✓ Ouargla: neuf (09) stations à:70500m<sup>3</sup>/j, volume mobilisé: 78414m<sup>3</sup>/j.
- ✓ Touggourt (Ouargla):34560 m<sup>3</sup>/volume mobilisé: 29636 m<sup>3</sup>/j.
- ✓ El Oued: 30000 m<sup>3</sup>/j, volume mobilisé: 40000 m<sup>3</sup>/j
- ✓ Tamanrasset (projet de transfert In Salah/Tamanrasset): 50000 m<sup>3</sup>/j
- ✓ Tindouf: 10500 m<sup>3</sup>/j, volume mobilisé: 13219 m<sup>3</sup>/j.
- ✓ Illizi: 10000 m<sup>3</sup>/j.

## II.5 Les réservoirs algériens

Les bassins de l'Algérie tiennent deux formations de gaz de schiste significatif, le Silurien Tanezrouft et le Dévonien Frasnian.

Notre étude examine sept bassins de ces gaz de schiste: les bassins de Ghadamès (Berkine) et Illizi bassins en est de l'Algérie; les bassins de Timimoun, Ahnet et NOYDIR en centre de l'Algérie; et les bassins de Reggane et de Tindouf, dans le sud-ouest Algérie, figure II.1

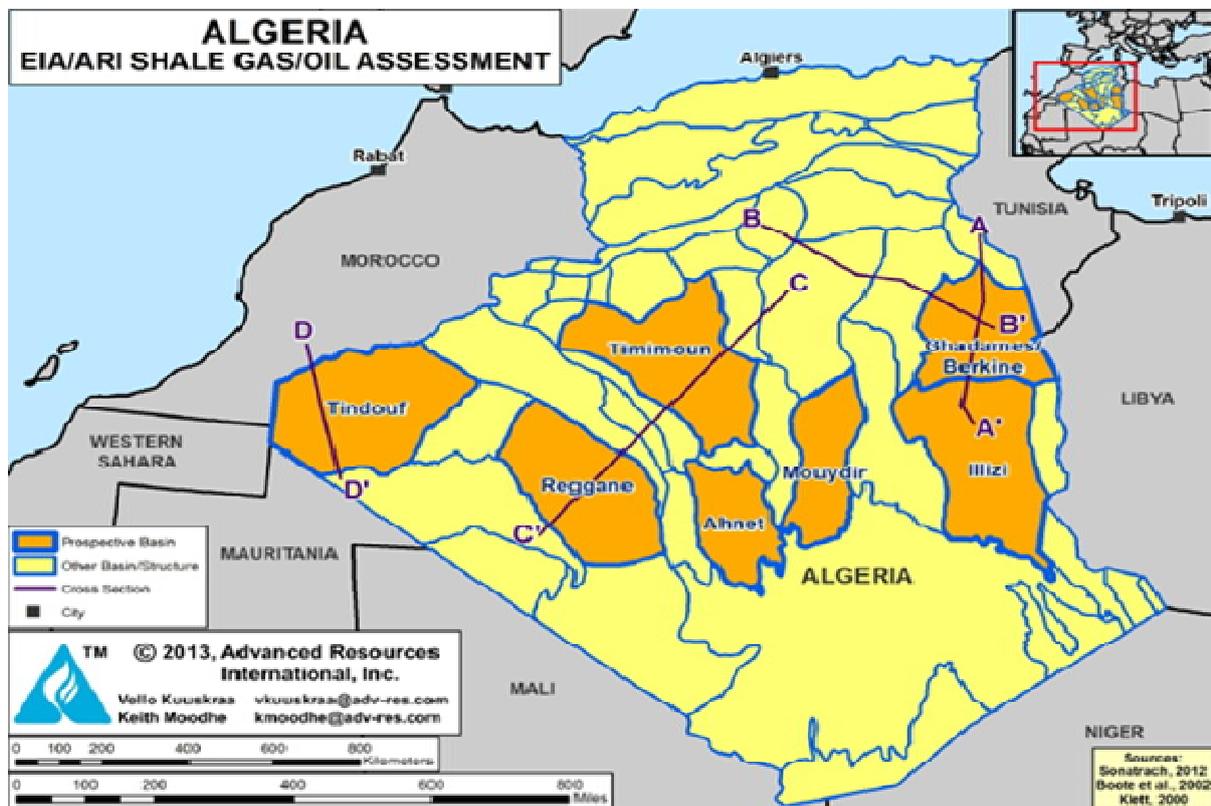


Figure II.1 : Positionnement de ressources algériennes

## II.6 Les caractéristiques des réservoirs algériens

Les réserves de l'Algérie sont estimés en 7 réservoirs contiennent environ 3419 TCF de gaz de schiste dont 707 TCF techniquement récupérable (EIA, 2013).

Les paramètres clés pour le gaz de schiste sont :

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

Les tableaux ci-dessous représentent les caractéristiques des réservoirs ;

**Tableau II.1** : caractéristiques des réservoirs algérien

Basic Data	Basin/Gross Area		Ghadames/Berkine (117,000 mi <sup>2</sup> *)				Illizi (44,900 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation		Frasnian		Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age		U. Devonian		Silurian		Silurian		
	Depositions Environment		Marine		Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		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	3,300-8,300
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. CVerpress.	Mod. 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 <sup>2</sup> )		35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7
	Risked OP (Id)		48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6
	Risked Recoverable (Tcf)		4.8	428	58.4	260	150.3	15.0	40.7

\* Mi<sup>2</sup> = 2,58 km<sup>2</sup>

\*\* Ft= pied=0,30 m

Tableau II.2 : caractéristiques des réservoirs algérien

Basic Data	Basin/Gross Area		Timimoun (43,700 mi <sup>2</sup> )		Ahnet (20,200 mi <sup>2</sup> )		Mouydir (22,300 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		Frasnian	Tannezuft	Frasnian		Tannezuft	Tannezuft
	Geologic Age		U. Devonian	Silurian	U. Devonian		Silurian	Silurian
	Depositions Environment		Marine	Marine	Marine		Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		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	
Réservoir 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 <sup>2</sup> )		72.9	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5
	Risked OP (Id)		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

Tableau II.3 : caractéristiques des réservoirs algérien

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

## II.6.1 Bassin Ghadamès (BERKINE)

### II.6.1.1 Contexte géologique (EIA, 2013).

Le Ghadamès (Berkine) Bassin est un grand bassin intra-cratonique sous-jacente l'est de l'Algérie, sud de la Tunisie et ouest de la Libye. Le bassin contient une série de failles inverses, fournissant des pièges structuraux pour le pétrole classique et de gaz provenant de schistes Dévonien et Silurien.

La portion centrale profonde du bassin contient des blocs de défaut levés formés lors de la Cambrien Ordovicien.

Le bassin de Ghadamès et de ses deux formations de schiste importantes, le Silurien Tanezrouft et du Frasnien Dévonien supérieur, sont situés dans la partie est de l'Algérie.

Figures II.2 offre le contour du bassin et de schiste contours de maturité thermique pour ces deux formations de schiste.

Dans la partie de l'Algérie du bassin de Ghadamès, la Formation Silurien Tanezrouft contient un schiste riche en matière organique marine qui augmente la maturité vers le centre du bassin. Nous avons cartographié une meilleure zone de prospection de la qualité 28130 mi<sup>2</sup> pour le schiste de Tanezrouft dans ce bassin. Les limites ouest et nord de la zone prospective de schiste de Tanezrouft sont définies par les limites d'érosion du Silurien et par échéance thermique minimale.

La partie centrale de gaz sec de la zone prospective Tanezrouft de schiste dans le bassin de Ghadamès, couvrant 21 420 mi<sup>2</sup>, à maturité thermique ( $R_0$ ) de 1,3% à plus de 2%. La partie restante de la zone de prospection de 6710 mi<sup>2</sup> a une ( $R_0$ ) entre 1,0% et 1,3%, plaçant cette zone dans la fenêtre de gaz et de condensats humide.

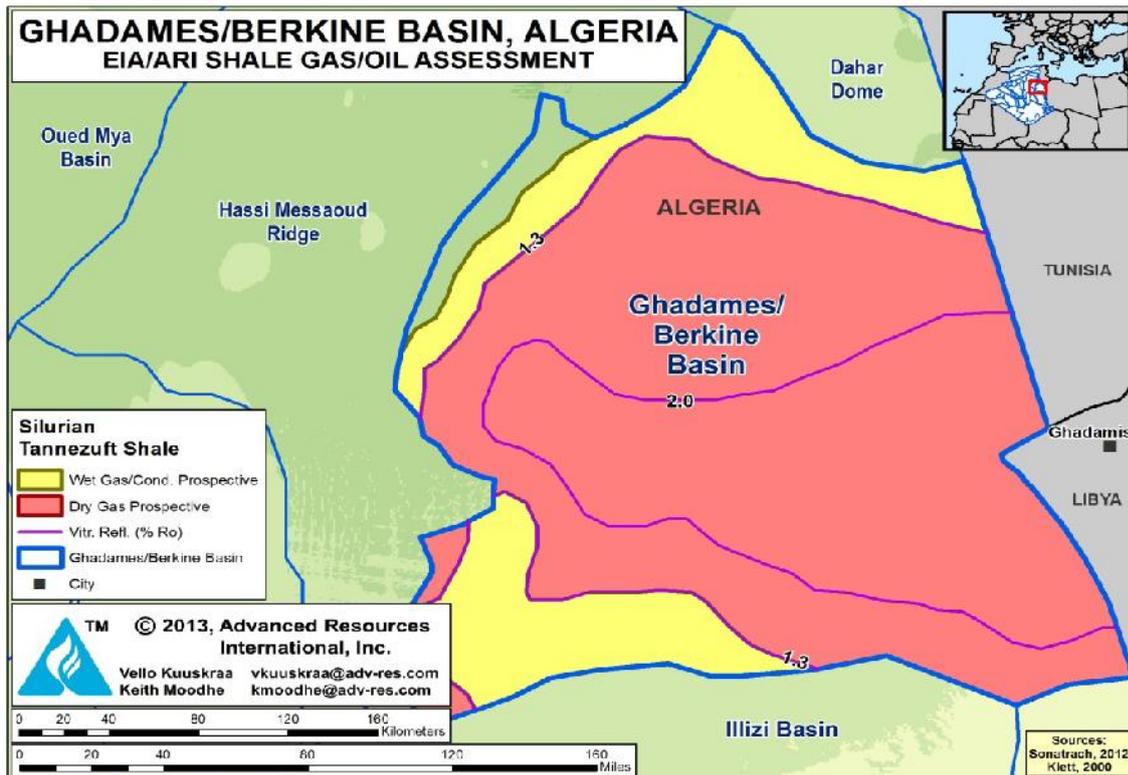


Figure II.2 : Plan de bassin de Ghadamès (silurien Tanezrouft) et maturité thermique (EIA, 2013).

### II.6.1.2 Propriétés réservoir (zone prospective)

#### A-Formation Silurien Tanezrouft

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste de la Silurien Tanezrouft dans le bassin de Ghadamès (Berkine) varie de 10 000 pieds le long de la limite nord et est du bassin de 16.000 pieds dans le centre du bassin, avec une moyenne de 10.500 pieds pour le gaz humide et 13 000 pieds dans la zone de prospection de gaz sec (EIA, 2013).

L'épaisseur brute de l'échelle Tanezrouft varie entre 30 et 200 pieds, avec une épaisseur moyenne nette riche en matière organique de 104pieds. La COT moyennes des schistes Tanezrouft est 5,7 %. La partie inférieure de la formation est particulièrement riche en matière organique, avec des valeurs de COT jusqu'à 15%.

#### B-Formation du Dévonien Frasnien supérieur

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste Frasnien Dévonien supérieur varie de 8000 pieds à 16 000 pieds, avec une moyenne de 8500 pieds dans la zone à tendance grasse, 9500 pieds dans le gaz / zone de condensation humide, et 13 000 pieds dans la zone de gaz sec (EIA, 2013).

Le schiste de Frasnien a une épaisseur brute de 50 à 500 pieds, avec une épaisseur nette moyenne de 248 pieds riche en matière organique. Le schiste Frasnien a des valeurs COT allant de 3% à 10%, avec une moyenne de 6%.

## II.6.2 Bassin ILLIZI

### II.6.2.1 Contexte géologique

Le bassin d'Illizi est situé au sud de la Ghadamès (Berkine) bassin, séparées par une ligne de charnière dans la pente des roches du sous-sol. Cette ligne de charnière contrôle une grande partie des différentes générations de pétrole, de migration et d'accumulation histoire de ces deux bassins (EIA, 2013).

Le bassin d'Illizi est délimité à l'est par la T'embéqua (Garoafe) Arch., au sud par le massif du Hoggar, et à l'ouest par l'axe structural Amguid-Hassi Touareg qui sépare le bassin d'Illizi dans le bassin Mouydir, figure ????Le bassin d'Illizi se trouve sur un sous-sol élevée et donc ses formations de schiste sont moins profondes que dans le Ghadamès (Berkline) du bassin. Nous avons cartographié un gaz de schiste globale et huile futur domaine de 26 600 mi<sup>2</sup> pour le bassin d'Illizi (EIA, 2013).

### II.6.2.2 Propriétés réservoir (zone prospective) (EIA, 2013).

Seul le schiste de Silurien Tanezrouft est évalué comme prospective dans le bassin d'Illizi. (Le schiste Dévonien Frasnien supérieur de bassin d'Illizi a été exclu en raison de l'épaisseur insuffisante et faible maturité thermique.) La profondeur du schiste Tanezrouft va de 3000 à 8000 pieds, avec une moyenne de 5000 pieds de la future zone nord du bassin. L'épaisseur brute du schiste Tanezrouft comprise entre 30 et 330 pieds, avec un net moyen de 162 pieds. Le COT de ce type II kérogène gammes de schiste marine de 2% à 10%, avec une moyenne de 5,7%. Le bassin a une maturité thermique ( $R_0$ ) de 1% à plus de 2%. Cela place le schiste Tanezrouft dans la fenêtre de gaz et de condensats humide ( $R_0$  de 1% à 1,3%) dans la partie centre-nord du bassin et lieux le schiste dans la zone plus profonde autour du bassin d'Illizi dans la fenêtre à gaz sec.

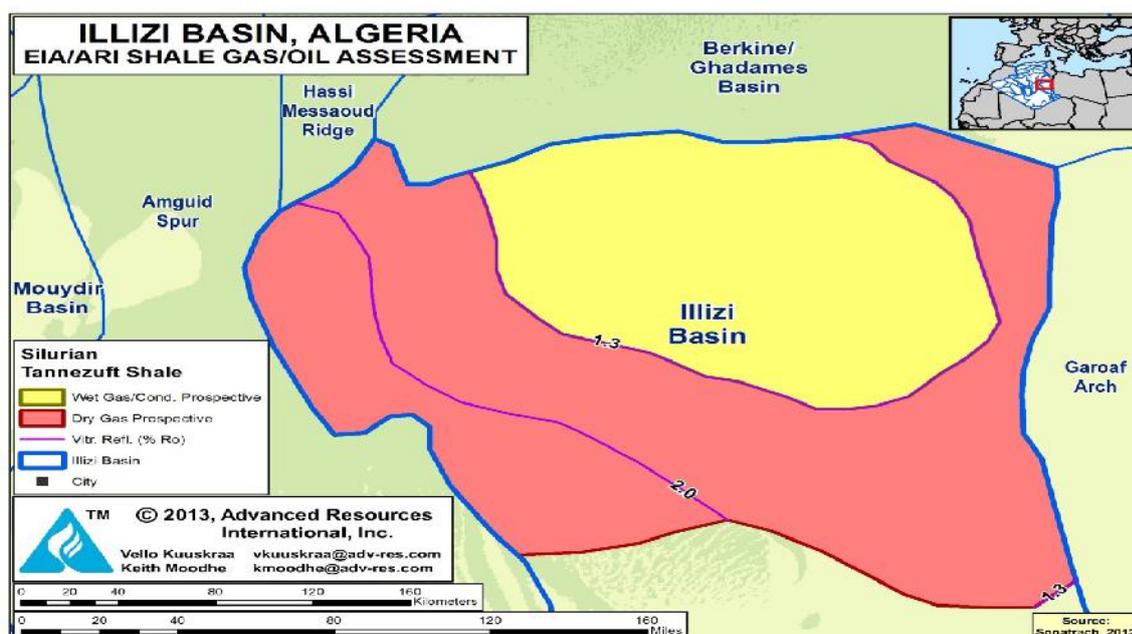


Figure II.3 : Plan de bassin d'Illizi (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).

## II.6.3 BASSIN Ahnet

### II.6.3.1 Contexte géologique

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

Le bassin d'Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 3 000 pieds) de sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur le nord à la section sud, figure (EIA, 2013).

### II.6.3.2 Propriétés de Réservoir (zone prospective).

#### A-Formation Silurien Tanezrouft

La profondeur des schistes de Tanezrouft varie de 6000 à 10,500ft, en moyenne 8 000 pieds. L'épaisseur du schiste varie de 150 à 500 pieds, avec une moyenne de 330 pieds avec une nette élevée au taux brut. La COT du schiste varie de 1,5% à 4%. La maturité thermique de schiste Tanezrouft du bassin de l'Ahnet dans la fenêtre de gaz sec ( $R_0 > 1,3\%$ ).

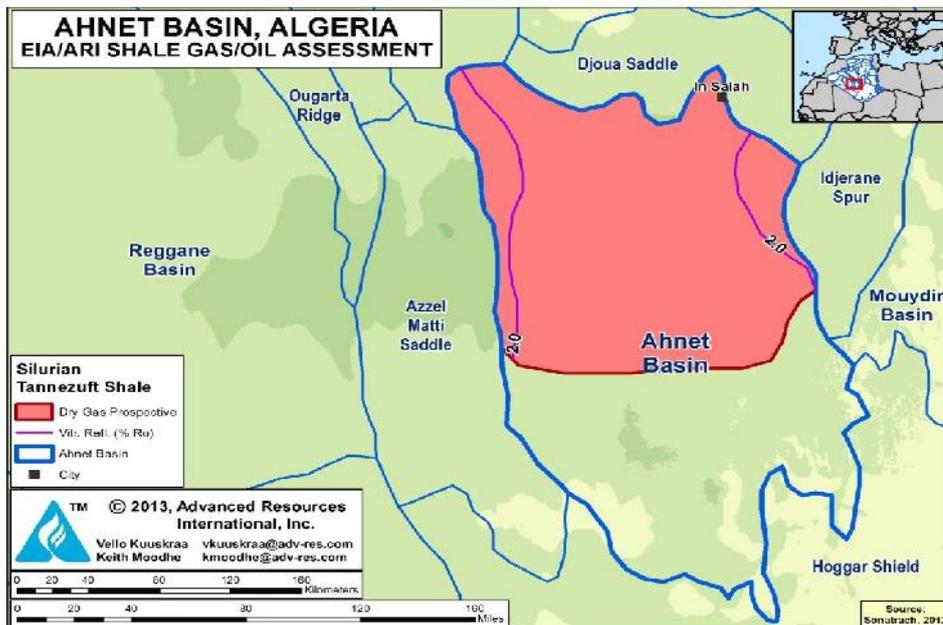


Figure II.4 : Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).

#### B-Formation Frasnien Dévonien.

La profondeur des schistes Frasnien varie d'environ 3300 à 9500 pieds, en moyenne 6000 pieds, avec le gaz mouillé / condensats zone moins profonde et la zone sèche de gaz profond. L'épaisseur brute du schiste varie de 60 à 275 pieds, avec un net d'environ 54 pieds de la zone de gaz sec et 248 pieds du gaz condensats zone humide. Le TOC va de 3% à 4% et est principalement de type III sujettes gaz kérogène (EIA, 2013).

La maturité thermique de la zone prospective de schiste du Frasnien est sur le mouillé gaz / condensats et de gaz sec fenêtres ( $R_0 > 1,0\%$ ). Évaluations pétro-physiques du Schiste Frasnien indiquent porosité de 6% et une faible saturation en eau dans le quartier prospective approfondie de la Bassin d'Ahnet.

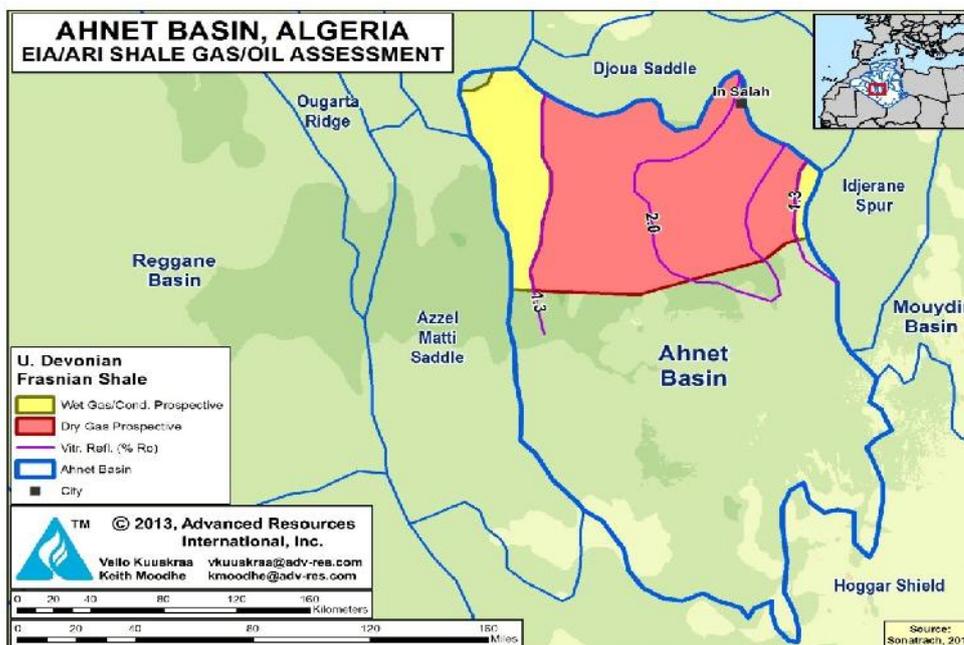


Figure II.5 : Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de frasnien) (EIA, 2013).

## II.7 Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires)

Selon SONATRACH Une enquête préliminaire a été réalisée sur toutes les données disponibles dans certains nouveaux puits forés dans les zones prospectives visant à la fois le schiste Silurien et Frasnien. Ces puits (3zones) ont été principalement mises en œuvre pour les objectifs conventionnels dans les réservoirs de grès afin d'Évaluation les Formations Silurien et frasnien de gaz de schiste de puits dans le Gourara et Ahnet bassins indiquent que la bonne qualité du réservoir est présente sur une grande surface et la comparaison peut être faite pour les gisements de gaz de schiste aux États-Unis (le schiste de Barnett et Haynesville) (Mohamed, 2012).

Selon les estimations préliminaires du total GIP dans les schistes chaudes frasnien d'un puits du bassin d'Ahnet indiquent un potentiel de 65 milliards de pieds cubes / mi<sup>2</sup> (25 milliards de pieds cubes / km<sup>2</sup>) et l'épaisseur du réservoir net 230 m, perméabilité moyenne 292 ND (Mohamed, 2012).

**Tableau II.4 :** Comparaison préliminaire des gaz de schiste algérien et US (Mohamed, 2012)

Formation	Net Ft. Pay	Avg. Eff. Phi (%)	Avg. TOC (wt%)	Avg. Sw (%)	Avg. K (nD)	Total GIP (Bcf/mi <sup>2</sup> )
Marcellus Shale (Wash Co)	76	8.1	3.6	19	567	59
Barnett Shale (Core)	133	8	3.3	24.5	299	139
Woodford Shale (Arkoma)	66	6.8	6	26.4	285	59
Atoka Shale	21	9.6	2.6	48	191	55
Fayetteville Shale	84	7.2	3.6	29.1	288	53
Haynesville Shale	112	8.4	2.2	39	270	129
Eagle Ford Shale	105	6.6	2.7	23	284.5	90
Algeria (area A)	108	7.0	2.7	18	350	65
Algeria (area B)	250	8.6	4.1	23.2	360	122
Algeria (area C)	248	9.0	4.0	22	354	122

**Net Ft Pay:** l'épaisseur

**K (nd) :** perméabilité

**Eff phi :** Effective la porosité

**TOC:** Total Organic Composition

**SW :** Saturation Water

**GIP :** Gas In Place

## II.8 Conclusion

Une revue a été présentée sur les réservoirs des gaz de schiste en Algérie selon des études réalisées soit par SONATRACH ou par EIA.

L'Algérie a engagé d'évaluer ces ressources après l'accord de parlement sur la loi 13/01 relative aux hydrocarbures.

Ces études et la comparaison va nous fournir une base de donnée à évaluer les impacts environnementaux dans le troisième chapitre.

**CHAPITRE III : Etude des  
impacts environnementaux  
liés aux développements des  
gaz de schiste en Algérie**

### III.1. Introduction :

Le Conseil des ministres de mai 2014, en vertu de l'application de la loi des hydrocarbures votée en janvier 2013, a autorisé l'exploitation du gaz de schiste mais à une seule condition : aucun avis d'appel d'offres ne peut être retenu s'il s'avère qu'il détruit l'environnement notamment par la pollution des nappes phréatiques et s'il est fort consommateur d'eau (Mehtoul, 2014).

Cependant, en réponse aux préoccupations soulevées par le grand public et les intervenants d'interdire l'utilisation de la fracturation hydraulique. L'état algérien a envisagé la possibilité d'introduire des exigences nationales spécifiques pour la fracturation hydraulique.

Le ministre de l'Energie annonce officiellement lors de la conférence sur le gaz le 12 octobre 2014 que la consommation intérieure allait doubler horizon 2030 et tripler horizon 2040 (Mehtoul, 2014). Dépassant largement les exportations actuelles, l'option de doubler la production d'électricité à partir des turbines de gaz en est une des explications. Dès lors il y a une tendance à l'épuisement des réserves de gaz et de pétrole traditionnel horizon 2030 au moment où la population approchera les 50 millions d'habitants, expliquant cette option pour la sécurité énergétique qui ne doit être qu'une variante parmi tant d'autres tenant compte de selon l'évolution des mutations énergétiques mondiales.

Dans la première partie de ce chapitre on va **évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie** suivant une démarche méthodologique qui base sur des données disponibles sur les gisements algériens et la réglementation applicables dans ce domaine.

Dans la deuxième partie on va faire une comparaison de modèle algérien avec le modèle américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité.

### III.2. Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux :

Dans cette étude on utilise une approche préliminaire d'identifier et d'évaluer les risques environnementaux les plus importants. L'étude a été établie principalement sur l'expérience de l'Amérique du Nord, où la fracturation hydraulique a été largement pratiquée depuis le début des années 2000, La revue de la littérature, la discussion avec les consultants, des études géologiques et universitaires en Algérie et en Amérique du Nord ont été prises. Enfin, les résultats ont été mis dans le contexte algérien.

Dans ce contexte, on va étudier les impacts associées à l'extraction de gaz de schiste par la différence entre les événements de surface et sous-surface, et aussi par la reconnaissance de la différence entre les événements déterministes (activités qui sont prévues et certain de se produire), et les événements probabilistes (accidents qui ne sont pas planifiées et incertain sur un site).

**Événements probabilistes**, par leur nature que les accidents ne peuvent être éliminés complètement. Ils conduisent inévitablement à des impacts négatifs sur l'environnement, même si les plans, les pratiques et les règlements sont fabriqués parfaitement. Événements probabilistes peuvent être abordés dans au moins deux façons différentes. Les premières études d'impact environnemental, portent généralement sur ces questions par la minimisation et les mesures d'atténuation. Une deuxième est de limiter le rythme et l'ampleur (échelle) de développement en général.

**Événements déterministes** tels que le retrait de l'eau pour le procédé de fracturation hydraulique, le traitement et / ou de l'élimination des eaux usées (reflux et fluides produits) et les produits chimiques.

L'évaluation qualitative de ces impacts a été faite par l'élaboration des critères (grille d'évaluation) pour évaluer la gravité et la probabilité des impacts qui peuvent se produire. Chaque problème potentiel a été considéré par rapport à ces critères dans la mesure est permise par les informations disponibles. Il faut donc prendre en compte que les données sur les risques qui sont publiées dans la présente étude sont préliminaires et devront être bonifiées avec le temps

Comparaison avec le gaz conventionnel, les risques et les impacts de l'extraction seront faites sur la base d'unité d'énergie extraite. Dans les limites de cette étude sur les gaz des schistes (non conventionnel), il n'est pas possible de développer cette analyse, et en outre les données sur l'ampleur des impacts et leur fréquence ne sont pas disponibles ou suffisamment robuste. En particulier, il n'y a pas d'indication claire du volume de gaz susceptibles d'être recouvrable des puits de gaz de schiste.

### **III.2.1. Synthèse des impacts environnementaux :**

A partir de la littérature et les études réaliser sur les impacts environnementaux en lien avec l'exploration et exploitation du gaz de schiste on va faire un prés-sélectif des impacts communs (listes des études réaliser) dans notre études qui seront l'objet d'évaluation pour chaque cycle de vie de développement de gaz de schiste.

#### **III.2.1.1 Contamination des eaux souterraine :**

Trois types de polluants peuvent être considérés (AEA, 2012)

- Les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique
- Les hydrocarbures de roche-mère
- Les substances présentes dans la roche-mère

La contamination des eaux peut être favorisée par la création d'un chemin différentiel au cours des opérations de forage ou par des incidents se traduisant par le déversement de liquides sur le sol (huile de moteur, adjuvants de fracturation, effluents...). Les risques de contamination varient considérablement d'un milieu à un autre.

### III.2.1.2 Contamination de sol :

Ces événements sont les déversements dans lequel une substance de forage a été renversée sur une surface autre que l'eau. Ces déversements ont souvent eu lieu sur l'aire de forage lui-même.

Le type le plus commun de fluide déversé était le carburant diesel. D'autres liquides déversés boue de forage inclus, fluide de fracturation, les eaux usées (BAPE, 2011).

### III.2.1.3 Consommation d'eau :

La fracturation hydraulique requiert de grandes quantités d'eau. Un consensus de toutes les parties s'opère sur les quantités utilisées : de 10 000 à 20 000 m<sup>3</sup> (AEA, 2012) d'eau par forage.

Cette quantité représente 4 à 8 piscines (olympiques) ou la consommation annuelle de 300 à 600 individus.

### III.2.1.4 Les eaux usées :

Les eaux de fracking qui remontent (flow back) sont stockées dans des bassins de décantation à ciel ouvert, à proximité ou sur le site même. Ces bassins sont des bacs doubles rétention et le site est lui-même revêtu d'une double membrane imperméable.

Les eaux de forages qui remontent sont stockées sur site ou exportées hors du site pour être traitées ou simplement stockées.

Ces eaux peuvent contenir des « éléments chimiques résidents » (métaux lourds et/ou éléments radioactifs naturellement présents dans les couches cibles qui remontent avec les boues de forage) (AEA, 2012) ce qui pose par ailleurs des problèmes d'émissions de volatils.

### III.2.1.5 Pollution de l'air :

Il existe plusieurs sources potentielles d'émissions atmosphériques des opérations de fracturation hydraulique, y compris le dégagement gazeux de méthane à partir de reflux avant que le puits est mis en production, les émissions provenant des moteurs de la circulation des camions et diesel utilisés dans les équipements de forage et de la poussière provenant de l'utilisation de chemins de terre (BAPE, 2011).

### III.2.1.6 Bruits :

Les sources de bruits sont les mouvements de camions pendant les phases d'un puits de construction et de développement, ces bruits sont temporaires et le bruit émis par les machine et les pompes.

Ces mouvements peuvent être réduits par l'utilisation de pipelines temporaires pour le transport de l'eau.

La figure III.1 représente les impacts environnementaux associés à la production de gaz de schiste

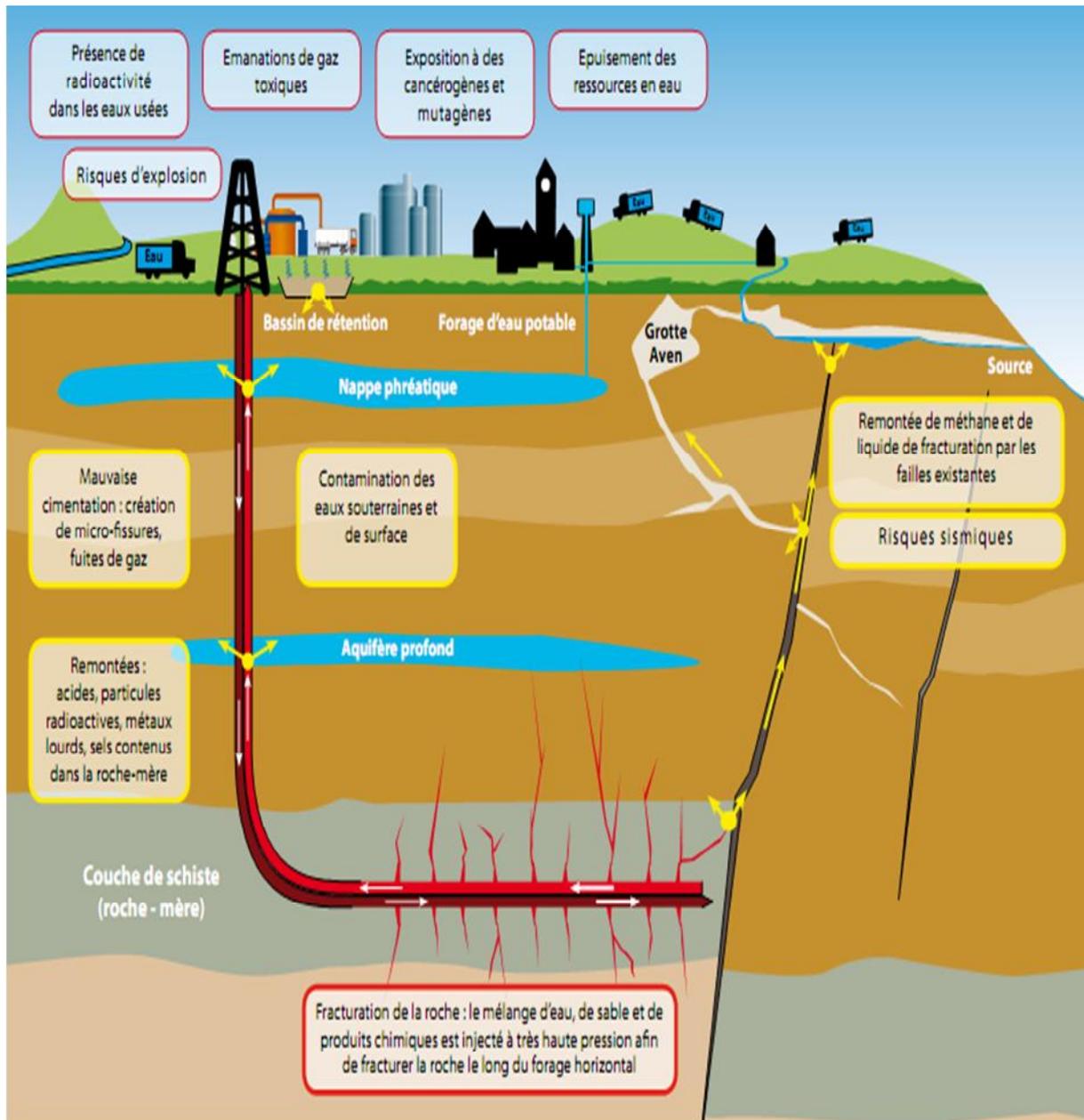


Figure III.1 : Présentation schématique des différents impacts environnementaux  
<http://www.stopaugazdeschiste07.org>

### III.2.2 Revue sur la réglementation algérienne :

Le Tableau décline les lois et règlements qui s'appliquent à la protection de l'environnement. Cette revue des règlements sera utilisée dans l'évaluation préliminaire des impacts liés des gaz de schiste. Cette liste n'est pas exhaustive.

**Tableau III.1 : liste des décrets applicables en Algérie en matière de l'environnement**

Impacts	Les décrets
Contamination des eaux souterraines	Décret exécutif n° 07-399 du 14 Dhou El Hidja 1428 correspondant au 23-12-2007 relatif aux périmètres de protection qualitative des ressources en eau.
Contamination de sol	Décret exécutif n° 93-161 du 10 juillet 1993 réglementant le déversement des huiles et lubrifiants dans le milieu naturel.
Consommation des ressources en eau	Décret exécutif n° 08-148 du jourmada el oula 1429 correspondant au 21-05-2008 fixant les modalités d'octroi de l'autorisation d'utilisation des ressources en eau.
Eaux usées	- Décret exécutif n° 93-160 du 10-06-1993 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels. - Décret exécutif n° 06-141 du 20 rabie el aouel 1427 correspondant au 19-04-2006 définissant les valeurs limitant des rejets d'effluents liquide industrielle.
Pollution de l'air	- Décret exécutif n° 93-165 du 10-07-1993 réglementant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installations fixes. - Décret exécutif n° 06-138 du 16 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 15-04-2006 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle. - Décret exécutif n° 07-207 du 15 Jourmada Ethania 1428 correspondant au 30-06-2007 réglementant l'usage des substances qui appauvrissent la couche d'ozone, de leurs mélanges et des produits qui en contiennent.
Les effets du bruit	Décret exécutif n° 93-184 du 27-07-1993 réglementant l'émission du bruit.

Concernant l'opération de fracturation hydraulique aucun règlement au décret sorti de l'état algérien pour mettre des exigences qui détermine les techniques à utiliser pour maîtriser cette technologie.

III.2.3 Grille d'évaluation :

Cette grille fournit une base utile pour la hiérarchisation qualitative des impacts dans le contexte du développement du gaz de schiste. A été adopter par AEA (American Environnement Agencé) pour évaluer les impacts de la fracturation hydraulique.

Tableau III.2 : grille d'évaluation des impacts (DeMong et al. 2010)

Conséquences		1	2	3	4	
		Probabilité				
		RARE	OCCASIONNEL	POSSIBLE	FREQUENT	pas de données permettant une évaluation
1	<b>MINIME</b> - Conséquences de sécurité publique minimales - Émanations planifiées ou non qui ne résultent pas en dépassements des normes environnementales - Slight.	BAS	BAS	BAS	MODERE	NON CLASSABLE
2	<b>MINEUR</b> - Conséquences de sécurité publique mineures -Émanations planifiées ou accidentelles qui pourraient conduire à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission mais ne devraient pas résulter en des conséquences importantes pour l'environnement et la santé. - Minor	BAS	MODERE	MODERE	ÉLEVÉ	
3	<b>MODÉRÉ</b> - Conséquences sécurité publique localisées - Émanations ou événements conduisant à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission; conséquences sur tes personnes présentes dans le secteur du site à cause du bruit, des odeurs ou du trafic. - Modéra»	MODERE	ÉLEVÉ	ÉLEVÉ	TRES ELEVE	
4	<b>MAJEUR</b> - Conséquences sécurité publique majeures - Émanations en continu et dépassements des normes environnementales; dégradation permanente d'un habitat protégé. - Major	MODÉRÉ	ELEVE	TRES ELEVE	TRES ELEVE	
5	<b>CATASTROPHIQUE</b> - Conséquences sécurité publique catastrophiques, i.e. événements causant une pollution pouvant conduire à des préjudices pour la santé des membres du public sur un secteur important à cause de la contamination des sources d'approvisionnement d'eau potable; accident résultant en pertes de vie ou blessures sérieuses pour des membres du public ou les travailleurs. - Catastrophique	ELEVE	TRES ELEVE	TRES ELEVE	TRES ELEVE	
Pas de données permettant une évaluation		NON CLASSABLE				

Les probabilités ont été classées selon ce qui suit (DeMong et al. 2010) (AEA, 2012):

**RARE:** Jamais rencontré dans l’histoire de l’industrie de l’extraction des gaz; on ne prévoit pas le rencontrer dans un avenir prévisible lorsque l’on prend en compte les connaissances actuelles et les contrôles existants sur l’exploitation des gaz de schistes.

**OCCASIONNEL:** Rencontré rarement dans l’industrie de l’extraction des gaz; pourrait probablement se produire dans un avenir prévisible si la gestion et les contrôles sont moindres que les meilleures pratiques.

**POSSIBLE:** Rencontré plusieurs fois dans l’industrie de l’extraction des gaz; des conséquences de courte durée pourraient survenir avec l’utilisation de la technologie de fracturation.

**FRÉQUENT:** Rencontré plusieurs fois par année sur un site ou au sein de l’entreprise; des conséquences à longs termes pourraient survenir avec l’utilisation de la technologie de fracturation.

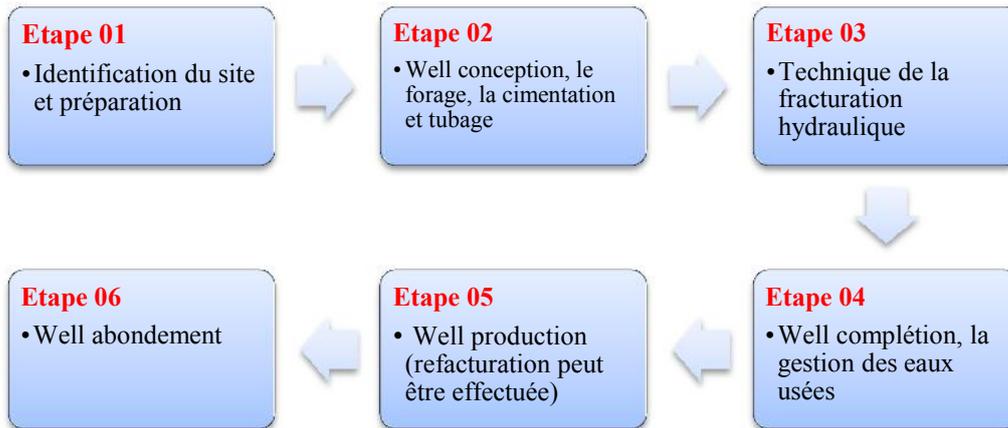
La combinaison des conséquences et des probabilités conduit à la caractérisation des risques (impacts). Le tableau III.3 présente les niveaux de risques établis par (DeMong et al. (2012).

Tableau III.3 : les niveaux de risque

	Risque très élevé
	Risque élevé
	Risque modéré
	Risque bas

### III.2.4 Evaluation préliminaire des impacts selon le cycle de vie du développement d'un puits de gaz de schiste :

Cette section décrit l'évaluation des impacts environnementaux selon le cycle de vie de développement d'un puits de gaz de schiste (dans cette étude on a pris un puits dans la région d'AHNET vu la comparaison faite par Mr KACED présenté dans la deuxième chapitre) bien pendant les phases de forage, fracturation, essais de production et de développement commercial, basé sur les six étapes suivantes (AEA, 2012) :



- Figure III.2: cycle de vie de production de gaz de schiste -

Les critères d'évaluation :

- Les exigences réglementaires
- Retours d'expérience des USA
- Les études réalisées dans ce domaine
- Les activités de forage conventionnel réalisé en Algérie
- Jugement des experts de domaine

#### III.2.4.1. Identification du site et préparation :

Les activités de préparation se composent principalement de défricher et niveler une zone de taille adéquate et la préparation de la surface pour soutenir le mouvement d'équipement lourd, Routes d'accès au site doivent être conçues et construites. La superficie du site d'emplacement de puits est généralement jusqu'à 1 hectare avec d'autres terres exigences nécessaires pour les routes d'accès au site, les pipelines et autres infrastructures.

Tableau III.4 : les impacts liés à l'identification du site et préparation

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	Non classé			
2	Contamination de sol	-Déchet solide -Déversement des huiles des engins	Rare	Mineur	
3	Consommation d'eau	-Travaux de construction	Rare	Minime	
4	Les eaux usées	Non classé			
5	Pollution de l'air	-Emission des engins	Rare	Minime	
6	Bruits	-Déplacement des engins	Occasionnel	Minime	

**Analyse des résultats :**

Cette étape ne présente pas des impacts dangereux parce que elle est limité par une courte duré.

**III.2.4.2 Well conception, le forage, la cimentation et tubage :**

Au fur et à mesure que le trépan fixé à l'extrémité de la tige de forage creuse un chemin dans la roche, la boue de forage est pompée dans le trou qui est foré. La boue refroidit le trépan et exerce une pression pour maintenir l'intégrité du trou, prévient l'intrusion d'eau et de gaz potentiellement présent dans les formations rocheuses traversées et sert à extraire les déblais de forage

**Cimentation :** Le ciment est pompé entre le tubage et les formations intermédiaires pour isoler le puits de forage à partir de la roche environnante, agir comme une barrière à la migration vers le haut à travers cet espace, et fournir un appui sur le carter intermédiaire.

**Torchère :** Pendant le forage des puits, les torchères sont des équipements de sécurité. Elles servent à évacuer, loin de la foreuse, toute venue de gaz («gas show, gas kick») afin d'assurer la sécurité des travailleurs en brûlant le gaz naturel émis. Plus tard, dans la phase d'essais de production, on peut remplacer la torchère initiale par un incinérateur à flamme invisible.

**Boues/déblais :** Les déblais (roches concassées) sont générés à l'étape du forage. Ils consistent en de petits fragments de roches broyés par le trépan. Ces fragments sont entraînés vers la surface par l'action du fluide de forage. Les déblais enduits de fluide de forage doivent être caractérisés et éliminés dans un lieu conforme à la réglementation ou valorisés (AEA, 2012).

**Tableau III.5 : les impacts liés à well conception, le forage, la cimentation et tubage**

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	<b>Contamination des eaux souterraine</b>	-Boue de forage -Déversement -Fuite (migration) -Mauvaise cimentation -Mauvaise tubing	Occasionnel	Mineur	
2	<b>Contamination de sol</b>	-Déversement -Les eaux usées -Déchets solide (boue)	Occasionnel	Mineur	
3	<b>Consommation d'eau</b>	-Travaux de forage	Fréquent	Mineur	
4	<b>Les eaux usées</b>	-Rejet des opérations de forage	fréquent	Mineur	
5	<b>Pollution de l'air</b>	-Gaz Torchée -Fuite de gaz -Les eaux usées	Occasionnel	Mineur	
6	<b>Bruits</b>	-Les machines -Les engins -Trafic	Occasionnel	Mineur	

**Analyse des résultats**

Cette étape présente en générale des impacts modéré qui seront maitrisable par le contrôle efficace et l'utilisation des technologies plus propre.

La consommation d'eau est classé comme élevé suite à une estimation de 5905 m<sup>3</sup> avec une durée de forage estimé 80 jrs.

**III.2.4.3. Technique de la fracturation hydraulique :**

La fracturation hydraulique réfère au processus par lequel un fluide est injecté dans les puits sous haute pression pour ouvrir ou créer des fractures dans les formations rocheuses afin de libérer le gaz et ainsi améliorer la productivité de ces puits. Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau, 9,5 % de sable et de 0,5 % d'additifs chimiques. (AEA, 2012)

Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures formées ne se referment (agent de soutènement en charge) sous les contraintes exercées par la masse rocheuse Les additifs chimiques ont des fonctions multiples (voir chapitre 1 pour la liste des produits chimique) qui peuvent entrer dans la formulation des fluides de fracturation et décrit leur fonction

Les opérations de fracturation hydraulique sont réalisées le plus souvent à plus de 2 kilomètre de profondeur, selon les caractéristiques des gisements algérien soit bien en dessous des réserves potentielles d'eau potable

- Tableau III.6 : les impacts liés à la fracturation hydraulique -

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	-Migration par des fractures	Occasionnel	Modéré	
		-Migration par déversement	Rare	Modéré	
		-Fuite sur tubage	Occasionnel	Majeur	
		-Migration de gaz par de vieux puits	Possible	Majeur	
		-Eruption accidentel de puits	Possibles	Catastrophique	
2	Contamination de sol	-Déversement des produits chimique	Occasionnel	Modéré	
		-Déversement des eaux usées (bassin de rétention/accident	Occasionnel	Modéré	
		-Eruption accidentel de puits	Possibles	Catastrophique	
3	Consommation d'eau	-Mélange utilisé pour la fracturation	Possibles	Modéré	
4	Les eaux usées	-Flow back de fracturation	Occasionnel	Modéré	
5	Pollution de l'air	-Les fuites -Les eaux usées -Transport (trop de camion) -Les pompes	Occasionnel	Mineur	
6	Bruits	-Les pompes -Les engins -Les machines	Occasionnel	Modéré	

**Analyse des résultats :**

Par l'utilisation des produits chimiques et le transport des eaux usées de fracturation cette étape jugé critique pour l'environnement soit par des évènements déterministe ou/et probabiliste. 10000 à 20000 m<sup>3</sup> fluides de fracturation peuvent être utilisés par puits.

Développement de plusieurs sites pouvant présenter un risque plus sur ressources en eau dans certaines régions.

**III.2.4.4 Well complétion, la gestion des eaux usées :**

On entend par complétion les activités effectuées suite au forage et ayant pour but la mise en production du puits. L’exploitant qui veut compléter un puits doit fournir un programme de complétion. Ce programme décrit les équipements (tubage de production) ainsi que les travaux de perforation et de stimulation qui seront effectués dans le puits.

Au cours des premiers jours (ou premières semaines) suivant la fin du processus de fracturation, la pression dans le puits diminue et une partie du fluide de fracturation (appelée reflux), pouvant varier de 20 à 50 % (AEA, 2012) de ce qui a été injecté, remonte à la surface par le puits avec le gaz et est canalisé vers le séparateur (eau - gaz). À la fin de cette étape, le gaz sortant du puits peut entraîner de l’eau sous forme vapeur qu’il faut enlever à l’étape du traitement des gaz.

Certains schistes contiennent de l’eau qui va alors remonter avec les eaux de reflux et qu’on appelle « eau de formation » ou « eau de production ».

Ces eaux usées contiennent, outre les produits chimiques initialement ajoutés, des contaminants naturellement présents dans les couches géologiques et libérés lors de la fracturation, notamment des sels, des métaux et potentiellement des éléments radioactifs.

**-Tableau III.7 : les impacts liés au Well complétion, la gestion des eaux usées-**

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	<b>Contamination des eaux souterraine</b>	-Migration par des fractures -Migration par déversement -Fuite sur tubage	Occasionnel	Modéré	
2	<b>Contamination de sol</b>	-Déversement des eaux usées (bassin de rétention/accident -Eruption accidentel de puits	Occasionnel	Modéré	
3	<b>Consommation d’eau</b>	Non classé			
4	<b>Les eaux usées</b>	-Flow back de fracturation	Possibles	Modéré	
5	<b>Pollution de l’air</b>	-Les fuites de gaz -Les eaux usées	Occasionnel	Mineur	
6	<b>Bruits</b>	-Transport	Rare	Mineur	

**Analyse des résultats :**

Les émissions de gaz au cours de la complétion des puits peuvent être plus importantes qu’au cours de la fracturation hydraulique.

Dans cette étapes on n’est pas besoin d’eau il y a que des eaux usées.

**III.2.4.5 Well production :**

Avant la production de gaz peut commencer, l'infrastructure de pipeline doit être développé pour recueillir le gaz naturel pour le transfert de l'infrastructure existante du pipeline de gaz naturel.

Une fois que le puits est connecté à la canalisation principale de gaz, le gaz peut être déshydraté, et ensuite transmis au système de collecte. L'entretien et la surveillance continue est nécessaire pour confirmer que le processus de production de gaz progresse de façon satisfaisante sans effets sur l'environnement ou nocifs pour la santé.

Le débit pour le bien peut être devrait diminuer rapidement après la phase initiale cette phase est estimer a 40 ans selon la réglementation algérienne.

**-Tableau III.8 : les impacts lies au Well production-**

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	<b>Contamination des eaux souterraine</b>	-Migration par des fractures -Fuite sur tubage	Occasionnel	Modéré	
2	<b>Contamination de sol</b>	Non classé			
3	<b>Consommation d'eau</b>	Non classé			
4	<b>Les eaux usées</b>	-Flow back	Rare	Minime	
5	<b>Pollution de l'air</b>	-Fuites de gaz -Gaz torché	Occasionnel	Mineur	
6	<b>Bruits</b>	Non classé			

**Analyse des résultats :**

Dans cette étape reste la contamination des eaux souterraines le plus important avec la pollution de l'aire mais sera diminuer si le système de contrôle est bien pris en considération.

**III.2.4.6 Well abandonement :**

Lorsque le puits est plus économique à utiliser, il est mis hors service temporairement ou de façon permanente. Abandon a lieu conformément aux procédures établies.

Procédures d'abandon comprennent l'installation d'une prise de surface pour arrêter l'infiltration d'eau de surface en puits de forage. Un bouchon de ciment est installé à la base de la plus faible source souterraine d'eau potable à isoler les ressources en eau de la contamination potentielle par des hydrocarbures ou d'autres substances qui migrent via le puits de forage. Un bouchon de ciment est également installé au sommet de la formation de gaz de schiste.

**-Tableau III.9 : les impacts liés au well abondement-**

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine				Non classé
2	Contamination de sol				Non classé
3	Consommation d'eau				Non classé
4	Les eaux usées				Non classé
5	Pollution de l'air				Non classé
6	Bruits				Non classé

**Analyse des résultats :**

Il y a pas des données suffisantes qui prouve ces impacts sur terrain donc on les considère sont non classé.

**III.2.5 Synthèse des résultats :**

**-Tableau III.10 : résumé de l'évaluation préliminaire-**

N	Impacts	Identification du site et préparation	Well conception, le forage, la cimentation et tubage	Technique de la fracturation hydraulique	Well complétion, la gestion des eaux usées	Well production	Well abondement
1	Contamination des eaux souterraine						
2	Contamination de sol						
3	Consommation d'eau						
4	Les eaux usées						
5	Pollution de l'air						
6	Bruits						

### III.2.5.1 Interprétation des résultats

L'évaluation préliminaire des impacts est résumée dans le tableau. Ce tableau établit également une évaluation globale des impacts dans toutes les étapes du développement de gaz de schiste.

Après l'analyse des phases de cycle de vie de développement de gaz de schiste on trouve que la phase de fracturation hydraulique présente des impacts élevés et très élevés (consommation, contamination, traitement des eaux usé ..... ) est ça due aux plusieurs causes, citant les suivant :

- L'utilisation de volumes plus importants d'eau et de produits chimiques par rapport à l'extraction de gaz classique
- Le défi d'assurer l'intégrité des puits au long du développement, durée de vie opérationnelle et abondement afin d'éviter le risque de contamination des eaux souterraines et / ou de la surface
- Le défi de s'assurer que les déversements de produits chimiques et des eaux usées, avec des conséquences possibles sur l'environnement sont évités pendant le développement et la durée de vie opérationnelle.
- Le défi d'assurer une identification correcte et la sélection des sites géologiques.
- La toxicité potentielle des additifs chimiques et le défi de développer des alternatives plus écologiques.
- La toxicité potentielle des additifs chimiques et le défi de développer des alternatives plus écologiques.
- L'exigence incontournable pour l'utilisation des installations et équipements en cours de construction ainsi et la fracturation hydraulique, conduisant à des émissions à effets atmosphériques et sonores.

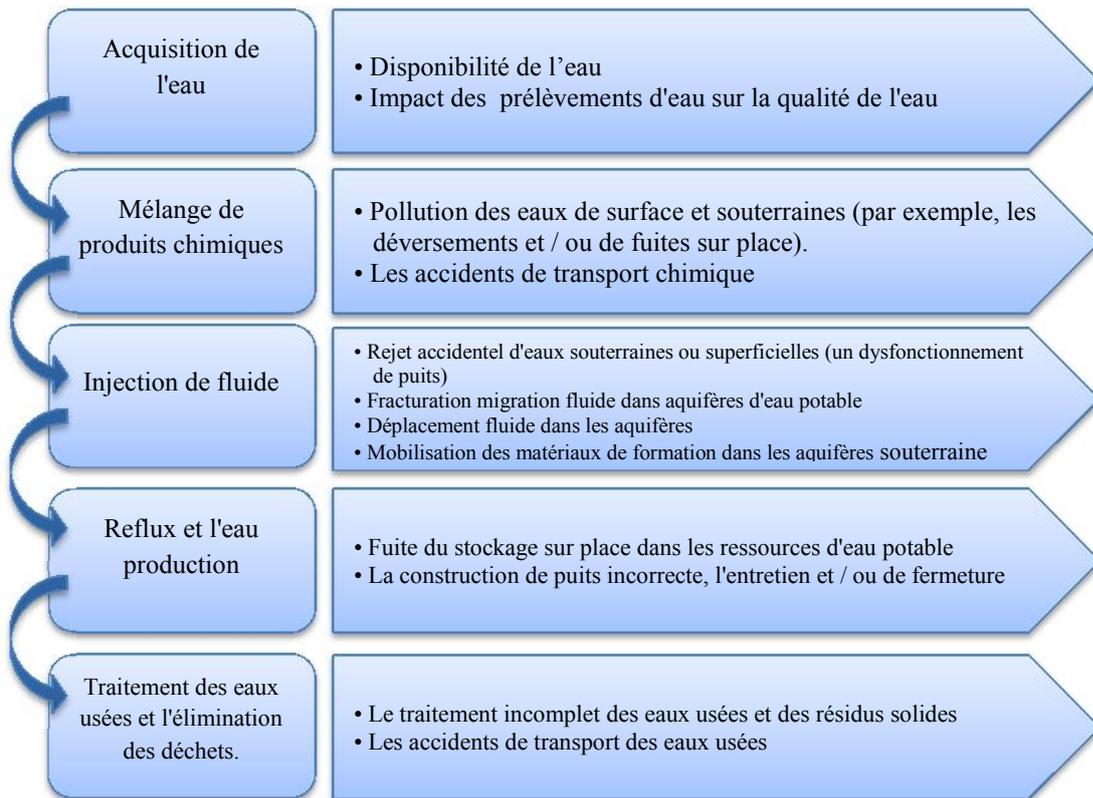
**III.3 Etude comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau de fracturation hydraulique :**

L'objet de la deuxième partie est de développer la phase de fracturation hydraulique et ses impacts sur l'eau suivant le cycle de vie de l'eau de fracturation afin de comparé les deux model algérien et américains de gestion d'eau.

**III.3.1 Cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique :**

Étude des impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau est organisée en cinq thèmes en fonction du potentiel d'interaction entre la fracturation hydraulique et de ressources en eau. Ces cinq étapes de cycle de l'eau de fracturation hydraulique sont illustrées dans la Figure III.2 et comprennent :

- (1) l'acquisition de l'eau.
- (2) mélange de produits chimiques.
- (3) l'injection de puits.
- (4) reflux et l'eau produite.
- (5) le traitement des eaux usées et l'élimination des déchets. (US EPA, 2011)



- Figure III.3 : Les problèmes potentiels d'eau potable associés à chaque étape du cycle de l'eau de fracturation hydraulique (US EPA, 2011) -

### III.3.1.1 Acquisition de l'eau :

Fluides de fracturation hydrauliques sont généralement à base d'eau, avec environ 90% du fluide injecté composé d'eau. Les estimations des besoins en eau par puits de gaz de schiste ont été signalées entre 10.000 m<sup>3</sup> et 20.000 m<sup>3</sup> tout dépend aux caractéristiques de la formation.

La source de l'eau peut varier, mais généralement sont les eaux souterraines, les eaux de surface ou des eaux usées traitées.

### III.3.1.2 Mélange de produits chimiques :

Sur place, l'eau est mélangée avec des produits chimiques pour créer le fluide de fracturation hydraulique est pompé dans le puits. Le fluide sert à deux fonctions: pour créer la pression à propager les fractures et à transporter l'agent de soutènement dans la fracture. Les produits chimiques sont ajoutés au fluide pour modifier ses propriétés (par exemple, viscosité, pH) afin d'optimiser la performance du fluide. Environ 1% des produits chimiques sont ajouté aux fluides de fracturation hydraulique, ce qui équivaut à 200 m<sup>3</sup> pour un puits de gaz de schiste, (US EPA, 2011).

### III.3.1.3 Injection de fluide :

Fluide de fracturation hydraulique est pompé dans le puits à des pressions assez grands (700 bar) pour fracturer la formation de pétrole ou de gaz contenant de roche.

### III.3.1.4 Reflux et l'eau production :

Lorsque la pression d'injection est réduite, la direction d'écoulement de fluide s'inverse, ce qui conduit à la récupération de reflux et l'eau production.

*Eau Reflux* est le fluide renvoyé à la surface après la fracturation hydraulique.

*Eau production* est le fluide renvoyé à la surface après que le puits a été mis en production.

Les deux types sont nommés les eaux usées de fracturation hydraulique, peut contenir des produits chimiques injectés dans le cadre du fluide de fracturation hydraulique, les substances naturellement présentes dans gaz produit.

Les eaux usées sont généralement stocké sur place dans des bassins de rétention ou de réservoirs mobiles.

### III.3.1.5 Traitement des eaux usées et l'élimination des déchets :

Les estimations de la fraction des eaux usées de fracturation hydraulique récupéré varient par la formation géologique et vont de 10% à 70% du fluide de fracturation hydraulique injecté (US EPA, 2011).pour une opération de fracturation 20,000 m<sup>3</sup> soit 14,000 m<sup>3</sup> de fluide seront retournés à la surface .plusieurs méthode a été prise pour traitement de ces eaux soit par

l'injection dans des couches profondes, par des stations de traitement ou des stations pour réutilisations.

### III.3.1.6 Analyse et traitement :

Après l'analyse de cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique on distingue trois problématique principale sur l'utilisation d'eau qu'on les présenté sous forme des questions ;

Quel sont les sources d'eau pour approvisionnement ?

Quel est le taux de récupération des eaux reflux ?

Quel sont les techniques pour traiter les eaux usées ?

Pour répondre à ces question on va présenter un modèle américain pour la gestion des eaux suivant ce model on va proposer un modèle algérien afin de faire une étude comparative entre ces deux model.

### III.3.2 Modèle américain (Mamadou, 2011) :

#### III.3.2.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée :

L'approvisionnement en eau de l'industrie américaine des shales gazifières peut provenir des eaux de surfaces, des eaux souterraines, des sources d'eau privées, des réseaux d'approvisionnement des municipalités ou de la réutilisation des eaux usées de l'industrie. La plupart des sites d'exploitation de gaz de shale aux États-Unis se localisent dans les régions avec des niveaux annuels de précipitations modérées à élever. Cependant, les besoins des autres secteurs industriels, la forte croissance démographique, et la variation saisonnière des précipitations, font que, même les régions avec de hauts niveaux de précipitations connaissent des difficultés pour soutenir la demande en eau (GWPCOC et All consulting, 2009).

L'industrie américaine de gaz de shale consomme de 7.560 à 15.120 m<sup>3</sup> d'eau pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique d'un puits (GWPCOC et All consulting, 2009). Le tableau III.11 produit par le Grounds Water Protection Council Oklahoma City (GWPCOC) donne les estimations des besoins en eau pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique dans les bassins de shale les plus actifs aux États-Unis. Selon ce dernier, la quantité d'eau utilisée par puits dans le shale de Marcellus est de 14.666,4 m<sup>3</sup> d'eau (GWPCOC et All consulting, 2009). Tandis que, selon le Susquehanna river bassin commission, une commission regroupant les états de New York, de la Pennsylvanie et du Maryland, la quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique d'un puits dans le shale de Marcellus est de 7.560 à 34.020 m<sup>3</sup> (CME, 2008).

L'eau est amenée sur les sites soit par des camions citernes ou par canalisations dans le cas où la source d'approvisionnement est proche (Veil, 2010). C'est durant les périodes de forts débits dans les plans d'eau que l'industrie pompe de l'eau qu'elle entrepose dans des bassins de stockage pour ensuite l'utiliser durant les périodes d'étiage, réduisant ainsi l'impact sur les plans d'eau (Athur et al, 2008).

Tableau III.11: Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale USA-

Shales	Volume d'eau pour le forage d'un puits (m <sup>3</sup> )	Volume d'eau pour la fracturation (m <sup>3</sup> )	Volume d'eau total (m <sup>3</sup> )
Barnett	1 512	8 694	10 206
Fayetteville	226,8	10 962	11 188,8
Haynesville	3 780	10 206	13 986
Marcellus	302,4	14 364	14 666,4

Le développement de l'industrie du gaz de shale est encadré par un ensemble de lois fédérales, étatiques, et municipales, touchant tous les aspects de l'exploration et l'exploitation.

Toutes les lois, les règlements et permis qui s'appliquent aux activités de l'industrie pétrolière s'appliquent également à l'industrie du shale gazifière. L'US Environnementale Protection Agency (EPA) administre la plupart des lois fédérales. Mais, le développement de cette industrie sur les terres fédérales est géré principalement par le Bureau of Land Management et l'US Forest Service (GWPCOC et All consulting, 2009).

### III.3.2.2 Récupération :

Aux États-Unis, 30 % à 70 % de l'eau injectée durant la fracturation hydraulique sont récupérés. Cette eau peut contenir des particules dissoutes contenues naturellement dans le shale et des concentrations de sels très variables. L'eau de fracturation qui remonte en surface est mélangée dans certains cas d'eau de formation. La composition chimique de ces eaux de formation varie en fonction de la géologie du milieu et les eaux peuvent être très salines dans certains gisements. Les eaux qui remontent en surface peuvent contenir aussi des éléments radioactifs tels que le radon, le radium et le thorium. Le niveau de radioactivité de ces eaux va dépendre des types de sols et la géologie des formations. Cependant, le niveau de radiation est faible et est comparable au niveau d'exposition quotidienne (GWPCOC et All consulting, 2009).

L'eau usée est gérée temporairement sur place dans des fosses ou dans des cuves en acier. Ces bassins de stockage sont conçus pour minimiser les probabilités de contamination des ressources en eau (Athur, 2008)

### III.3.2.3 Le traitement des eaux :

L'industrie américaine des gaz de shale dispose de ses eaux usées de diverses manières. L'injection en profondeur dans des formations géologiques est très utilisée aux États-Unis sauf en Pennsylvanie et dans l'État de New York (Veil, 2010).

L'industrie utilise aussi les systèmes municipaux de traitement d'eau usée. Les eaux usées entreposées dans les cuves en acier sont transportées par camion dans les stations de traitement municipales. La réglementation dans les États permet aux stations municipales de recevoir des eaux usées de l'industrie des gaz de shale jusqu'à une limite de 1 % de leur débit journalier de traitement. Cependant les technologies utilisées dans ces stations ne

peuvent traiter cette eau que partiellement, puisqu'elles ne peuvent pas traiter des eaux salées et des solides dissouts (Veil, 2010).

Le développement de l'industrie des gaz de shale a permis le développement parallèle d'une industrie de traitement des eaux usées. En effet, des établissements commerciaux de traitement des eaux usées industrielles ont vu le jour partout aux États-Unis. Par exemple, en Pennsylvanie où l'injection en profondeur des eaux usées n'est pas possible, plusieurs entreprises offrent traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale et d'autres sont attendues d'une délivrance de permis par le Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP) (Veil, 2010).

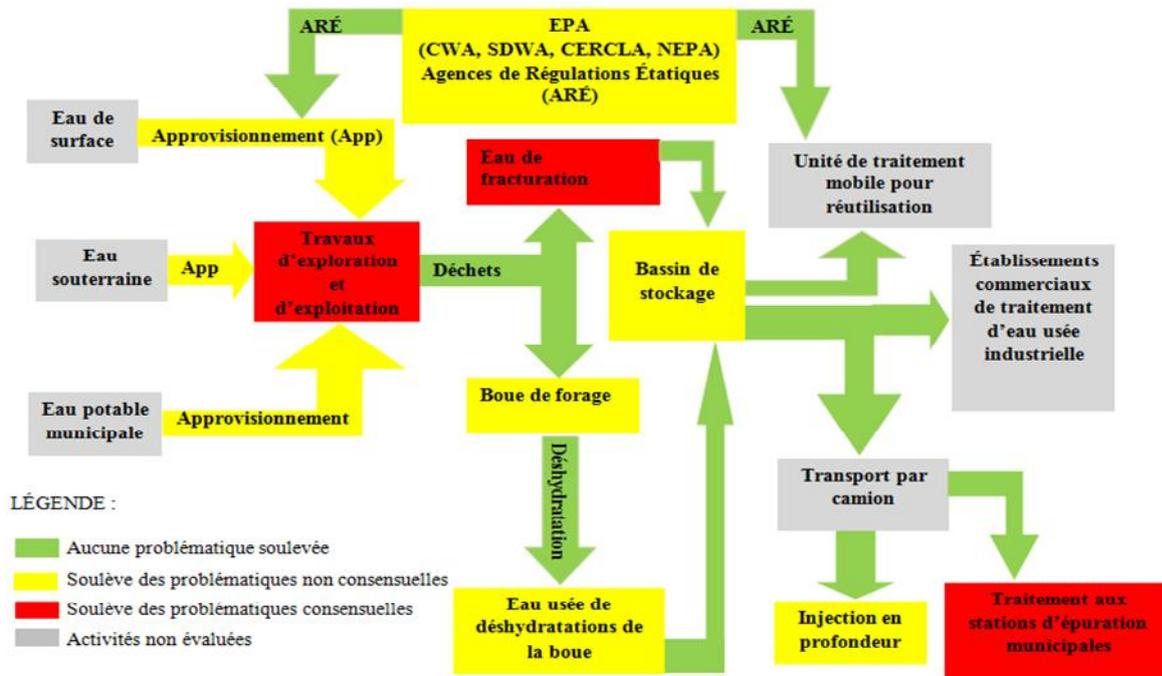
Pour réduire les dépenses liées à l'approvisionnement en eau, l'industrie américaine des gaz de shale a essayé d'utiliser des systèmes de traitement mobile afin de pouvoir réutiliser les eaux usées. De plus, dans certains États comme la Pennsylvanie, les révisions dans la réglementation du PDEP exigent que les eaux usées de l'industrie pétrochimique et du gaz, contenant moins de 30 000 mg/L de Matière Dissoute Totale (MDT), doivent être réutilisées.

Principalement deux types de technologie, osmose inverse et l'évaporation/distillation thermique, sont utilisées dans ces systèmes de traitement mobiles (Veil, 2010).

Les points énumérés ci-dessous résument le modèle de gestion d'eau aux États-Unis (Mamadou, 2011) :

- Les prélèvements d'eau se font dans les eaux de surfaces, des eaux souterraines, des sources d'eau privées, des réseaux d'approvisionnement des municipalités ou de la réutilisation des eaux usées de l'industrie;
- La quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique sont très variables d'un État à un autre;
- La quantité d'eau de fracturation récupérée représente entre 30 % à 60 % de la quantité d'eau injectée;
- L'industrie des gaz de shale dispose des eaux usées principalement de quatre façons : par injection en profondeur, par le traitement municipal, par les établissements commerciaux de traitement et par unité de traitement mobile;
- Le développement de l'industrie du gaz de shale est encadré par un ensemble de lois de fédérales, étatiques, et municipales, touchant tous les aspects de l'exploration et l'exploitation.

La figure III.3 représente une représentation schématique du modèle américain de gestion d'eau, permettant d'apprécier visuellement les étapes qui soulèvent des problématiques qui font consensus ou non dans la littérature. En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes qui doivent être améliorées afin de rendre ce modèle plus en adéquation avec les trois piliers du développement durable.



-Figure III.4 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste (Mamadou, 2011)-

### III.3.3 Modèle algérien :

#### III.3.3.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée :

Approvisionnement en eau pour l'exploitation de gaz de schiste sera basé sur une seule source qu'est l'eau souterraine vu le positionnement des gisements de gaz de schiste.

Le Sahara est connue par l'aridité de son climat, les terres arides et hyperarides représentent 84 % de la superficie de l'Algérie.

La partie septentrionale de son territoire enferme, une importantes ressources en eau souterraines faiblement renouvelables emmagasinées dans les deux grands aquifères le Continentale Intercalaire et le Complexe Terminal :

- **Le Complexe Terminal** : Est le plus anciennement utilisé et constitue les réserves hydrauliques sur lesquelles repose « l'irrigation de l'essentiel des palmeraies du Bas-Sahara » (Dubost, 1991). Cet ensemble est composé de plusieurs aquifères situés dans différentes formations géologiques, mais faisant partie du même ensemble hydraulique. Cet aquifère, dont le toit varie généralement entre 300 et 400 m en dessous de la surface

topographique, est « présent dans tout le Sahara algérien septentrional », couvrant une superficie d'environ 665.000 km<sup>2</sup> (Dubost, 1991).

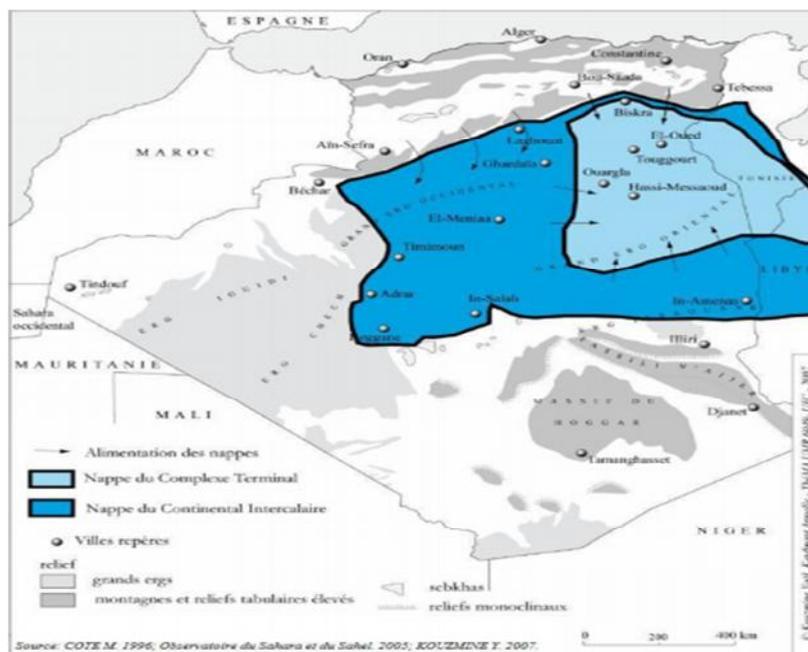
Des estimations récentes proposent un bilan théorique de réserves évaluées à 11.000×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> pour l'ensemble du système (Algérie, Tunisie et Libye) (Ould Baba, 2005).

- **Le Continental Intercalaire** : Ou nappe albiennne, recouvre une superficie d'environ 1.100.000 km<sup>2</sup> (Algérie, Tunisie et Libye) (Dubost, 1991). D'un point de vue spatial, cet aquifère couvre la totalité du Sahara algérien septentrional.

La profondeur du toit de l'aquifère varie entre -650 m et -1.000 m environ.

Les réserves estimées récemment révèlent un potentiel théorique de 20.000×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>. Le ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement algérien estimait, en 2004, les ressources souterraines sahariennes mobilisables, en Algérie, à environ 5 milliards de m<sup>3</sup> ce qui correspond à plus de 43% des ressources algériennes mobilisables totales, souterraines comme superficielles (M.A.T.E., 2004).

L'eau en Algérie est gérée par la loi 05/12 relative à l'eau et loi 03/10 relative à la protection de l'environnement dans le cadre de développement durable.



-Figure III.5: Les nappes aquifères du Sahara Algérien Le Continental Intercalaire - Le Complexe Terminal (KOUZMINE Y.2007)

III.3.3.2 La récupération :

Aucune étude a été faite dans ce domaine en Algérie, par comparaisant des caractéristique des réservoirs algérien avec ceux des USA on trouve que les réservoirs de Barnett sont les plus proche au réservoir algérien, Le taux de récupération sera considéré entre 20% à 50%.

L'eau de fracturation qui remonte en surface est mélangée dans certains cas d'eau de formation. La composition chimique de ces eaux de formation varie en fonction de la géologie du milieu et les eaux peuvent être très salines dans certains gisements. Les eaux qui

remontent en surface peuvent contenir aussi des éléments radioactifs tels que le radon, le radium et le thorium. Le niveau de radioactivité de ces eaux va dépendre des types de sols et la géologie des formations.

Les eaux récupérées sont collecté dans des bassins de rétention sur site pour traitement après.

### III.3.3.3 Le traitement des eaux :

Les techniques de traitement des eaux de reflux des opérations de fracturation dépend principalement sur de la nature et la taille de contaminant présent.

Les techniques de traitement basé en Algérie sont (Bellatache Samira, 2013) :

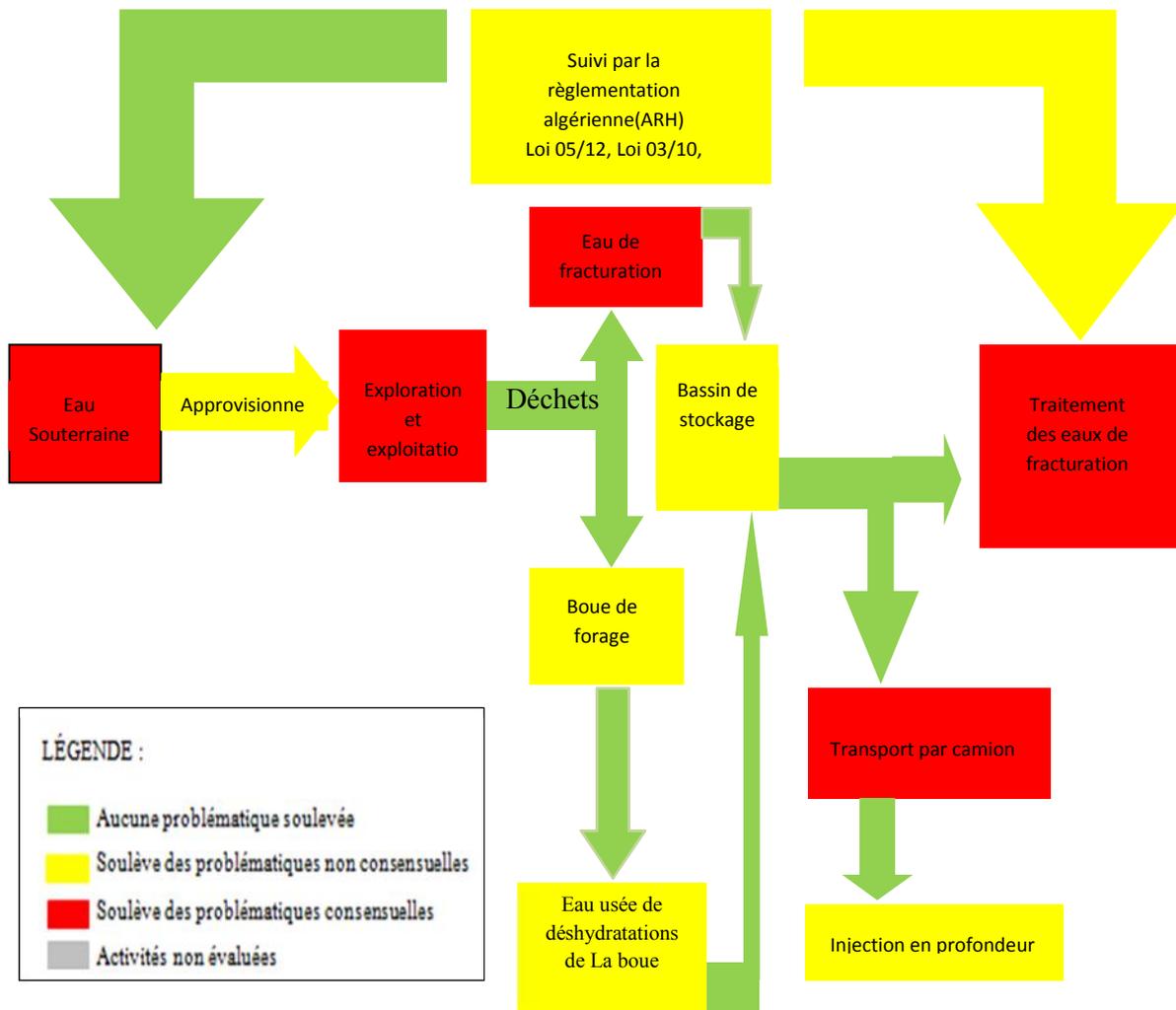
- Technique de traitement sur site par évaporation
- Traitement par solidifications/stabilisation (Annexe 4)
- L'incinération (déchets spéciaux dangereux)
- Traitement biologique (c'est projet lancer par SONATRACH il n'est pas encore appliqué)
- Réutilisation des eaux par l'injection dans des couche profonde pour renforcé la production.
- Traitement à partir des établissements commerciaux (M-I SWACO)
- Station d'épuration (selon la règlementation le traitement assurer par le générateur)

Le traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale suscite un certain nombre d'enjeux relatifs à la gestion de l'eau :

- Indisponibilité des donnés sur les caractéristique des eaux de reflux de fracturation.
- Manque des stations de traitement municipal dû à la grande surface de Sahara.
- Les stations municipales ne traitent que les eaux domestiques.
- Le transport des eaux usées.
- Manque de la règlementation qui encadre ces eaux(les valeurs limites).

La figure III.5 représente une présentation schématique d'un modèle proposé pour la gestion des eaux de fracturation hydraulique En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes critiques qui doivent être améliorées afin de mettre des technologies plus sure.

L'Algérie doit développer des technologies plus sûres pour traitement des eaux de fracturation.



-Figure III.6 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de l'Algérie lors de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste-

### III.3.4 Analyse comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau :

Quatre critères permettent de jauger la performance environnementale de chaque modèle de gestion d'eau.

- Source d'approvisionnement/capacité de support
- Volume d'eau récupérée
- Caractérisation des eaux usées
- Recyclage et réutilisation des eaux usées

-Tableau III.12 : Analyse comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau-

	Critères d'évaluations	Modèle algérien		Modèle américain	
		Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients
Environnement	Approvisionnement en eau/capacité de support de la source	Quantité disponible importantes	Une seule source faiblement renouvelable L'eau salé nécessaire la désaliénation	Diversification des sources d'approvisionnement (4 sources) La carte des eaux souterraines est complète	Sources éloignées des zones de production
	Volume d'eau récupérée	Non disponible	Variable entre (20à50%) Gestion traditionnelle	Peut-être important	Variable (30 à 70 %)
	Caractérisation des eaux usées	Donné non disponibles	selon les caractéristiques de la formation il est moins propre	Complète	Eau usée moins «propre»
	Recyclage et réutilisation des eaux usées	Développement d'établissements commerciaux de traitement Projet de traitement en cours	Manque des stations Les projets ne sont réalisés	Développement d'établissements commerciaux de traitement	

III.3.4.1 Interprétations des résultats :

À la lumière de la grille d'analyse, le modèle algérien présente plusieurs lacunes dont les plus remarquables sont énumérées ci-dessous :

- Une source d'approvisionnement faiblement renouvelable.
- La seule source four fournir l'eau potable (transfert in Salah/Tamanrasset et transfert sud/nord).
- Nappe du CI captée à plus de 2.000 m de profondeur (coût élevé du forage).
- Une forte température de l'eau pouvant atteindre les 60 °c et plus, nécessitant un équipement pour refroidir l'eau.
- La qualité d'eau riche en sel nécessite des équipements pour désalinisation.

Concernant les caractéristiques des eaux usées et le taux de récupération ne sont pas disponibles car le projet est en cours d'étude.

Les technologies de traitement et réutilisation des eaux usées ne sont pas encore développé en Algérie, on traite que les déchets de forage (boue).

Pour assurer le meilleur traitement on doit suivi le modèle américain pour développer des établissements commerciaux de traitement.

### III.4 Conclusion

Après étude préliminaire sur les impacts environnementaux liés au cycle de vie développement de gaz de schiste on a constaté que la phase la plus critique bien que la phase de fracturation hydraulique (consommation d'eau, contamination des aquifères,,,,,,) .

Le seul problématique qui se pose pour cette phase est l'eau ; les sources d'approvisionnement, le traitement des eaux usées pour répondre à ce problème on a fait une comparaison entre le système américain de gestion des eaux de fracturation hydraulique et le système proposé pour la gestion en Algérie afin de déterminer les efficacités et l'efficacité de ce dernier.

Dans cette étude on n'a pas pris plusieurs impacts par exemple l'occupation de sol (200/250 puits pour 1 TCF), le séismique et d'autres impacts qui seront l'objet d'une autre étude.

### Conclusion

Très peu de temps après, en septembre 2013, le ministre de l'Energie et des Mines indiquait que l'Algérie était assez avancée pour proposer des projets concrets d'hydrocarbures, conforté par son collègue ministres des ressources en eau, qui soutenait sans réserve le projet, affirmant qu'il disposait de suffisamment de garanties. Ont été prévus des forages de puits-pilotes pour tester la productivité des bassins prioritaires, le premier s'est fait dans le bassin de Berkine-Ghadames, bassin partagé entre l'Algérie, la Tunisie et la Lybie, suivi par d'autres tests dans les bassins d'Illizi, Timimoun, Ahnet et de Mouydir.

A rappeler que la nouvelle loi sur les hydrocarbures, publiée en mars 2013 au Journal officiel, autorise l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels mais soumet l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique à l'accord du conseil des ministres, tandis que l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) est chargée de veiller au respect de l'environnement lors des opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.

L'objectif annoncé du gouvernement, une production de 60 milliards m<sup>3</sup>/an se traduirait par le forage de 12.000 puits sur une durée de 50 ans.

Dans certains pays, comme les Etats-Unis, sa production est développée. En France, la technique de la fracturation hydraulique n'est pas autorisée –

Cette étude réalisée n'avait pas pour objectif de dire pour ou contre d'exploiter les gaz de schiste en Algérie, mais plutôt de déterminer les impacts environnementaux liés à l'exploitation des gaz de schiste.

Ce plan d'étude représente une étape importante pour répondre aux enjeux environnementaux liés à l'exploitation du gaz de schiste en Algérie, selon l'analyse qualitative de cycle de vie présenté dans cet étude qui utilise les meilleurs données scientifique disponibles, des sources d'information indépendante, consultation des organismes non gouvernementales, secteur publique et la réglementation en matière de protection de l'environnement on peut dire que actuellement l'exploitation de gaz de schiste en Algérie est difficile d'être concrétisé sur terrains par plusieurs inefficiences présenté on va citer quelques-unes :

- La technologie adoptée par l'Algérie est la fracturation hydraulique cette technique nécessite d'énormes quantités d'eau (10 à 20.000m<sup>3</sup>/puits) – rappelons que le Sahara est une région en stress hydrique.
- Il y a une source unique d'eau au Sahara pour les habitants et l'agriculture qui sera la même source pour la fracturation hydraulique.
- L'Algérie ne possède pas cette technologie ce qu'il l'implique de chercher des sociétés international pour travailler en Algérie.
- Les sociétés internationales considèrent que les produits chimiques utilisé par cette technologie est un secret donc il y a des ambiguïtés sur ce mélange qui présente des produits cancérigène.

- Les technologies utilisées actuellement pour traiter les eaux usées générées par la fracturation hydraulique ne sont pas suffisantes et ne peuvent pas traiter ce type d'eau.
- Manque des règlements qui va encadrer la technologie de fracturation hydraulique durant tous les étapes de cycle de vie.
- Manque de données sur la cartographie de la géologie algérienne
- Les ressources humaines actuelles ne sont pas prêtes pour gérer ces opérations délicates.
- La décision des autorités de passer vers le cap de l'exploitation des hydrocarbures de schiste n'a pas fait l'objet d'un débat public.

Il est également à noter que l'analyse qualitative du cycle de vie possède des limites importantes associées à la qualité des données utilisées, l'indisponibilité des données ou des études réalisées en Algérie (confidentialité).

### Perspectives et recommandations

- Il serait cependant intéressant, même essentiel, qu'une analyse de cycle de vie conséquentielle plus large soit réalisée pour déterminer quantitativement les impacts environnementaux du gaz de schiste.
- Faire des études approfondies et rigoureuses sur le cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique afin d'améliorer le modèle de gestion des eaux,
- Proposer un modèle numérique pour la gestion rationnelle des eaux souterraines
- Modélisation de la possibilité de contamination des aquifères par les fuites de gaz de méthane
- Renforcer la réglementation par des décrets qui encadrent la technologie de la fracturation hydraulique.
- Créer une commission nationale pour une évaluation stratégique sur tous les enjeux d'exploitation des gaz de schiste (environnemental, économique, sociale,...).
- Assurer l'intégrité des puits pour qu'ils ne polluent pas la nappe phréatique

A la fin on peut dire que l'Algérie doit adopter le principe de **reculer pour mieux sauter**, elle doit réviser et prendre en charge l'aspect de sérieux dans les études et faire élargir la discussion avec tous les parties prenantes.

## Annexe 1 : Liste des études environnementales sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste

Ces tableaux présentent des études réalisées par des universités aux Etats Unis sur les gaz de schiste et ces impacts sur l'environnement.

Auteurs (année)	Contexte géographique	Titre	Commentaire
<b>Bilan de gaz à effet de serre</b>			
Burnham et coll. (2012)	États-Unis	Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum	Comparé au gaz conventionnel, au charbon et au pétrole.
Cathles et coll. (2012)	Général	A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations	Comparé au charbon.
Environmental Protection Agency (U.S. EPA, 2010a)	États-Unis	Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry - Background technical support	Première évaluation des émissions fugitives du gaz de schiste
Howarth et coll. (2011)	États-Unis (Louisiane, Texas, Utah, Colorado)	Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations	Se distingue par une évaluation des émissions fugitives plus élevés. Compare au gaz conventionnel, au charbon et au diesel.
Howarth et coll. (2012)	États-Unis	Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll.	Comparé au gaz conventionnel, au charbon et au diesel.
Hughues (2011)	États-Unis	Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies	Article corrigeant les valeurs et conclusions avancées par Skone (2011)
Jiang et coll. (2011)	États-Unis (Bassin de Marcellus)	Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus schiste gas	Comparé au GC, charbon et au gaz naturel liquéfié (GNL)
O'Sullivan (2012)	États-Unis	Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions	Couvre 3 948 puits aux États-Unis en 2010
Skone (2011)	États-Unis	Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States	Comparé au gaz conventionnel et au charbon
Stephenson et coll. (2011)	États-Unis	Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production	Comparé au gaz conventionnel
<b>Analyse comparative de diverses études (basée sur le bilan de gaz à effet de serre)</b>			
Alvarez et coll. (2012)	États-Unis	Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure	Tente d'évaluer l'ampleur des émissions fugitives qui rendrait le gaz de schiste équivalent à d'autres filières énergétiques

## ANNEXES

Weber et Clavin (2012)	États-Unis	Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications	Compare au gaz conventionnel. Article de revue critique.
------------------------	------------	---	---

Auteurs (année)	Organisme	Localisation	Contaminants étudiés	Contamination mesurée
Davis (2011)	Université de Durham	Pennsylvanie	Méthane	Mesure de terrain : Contamination au méthane
Di Giulio et coll. (2011)	U.S. EPA	Wyoming	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane; contamination probable par fluides
Kresse et coll. (2011)	USGS	Arkansas	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : aucune contamination
Myers (2012a)	Hydrologic Consultant	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination au méthane, contamination possible pour les fluides
Osborn et coll. (2011)	Nicholas School of the Environment et Université de	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane, aucune contamination par les fluides
Rozell et Reaven (2012)	State University of New York	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination par les fluides et méthane
Saba et Orzechowski (2011)	Exponent, Inc	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de shale
Schon (2011)	Université Brown	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de shale

## Annexe 2 : Les mesures de contrôle à prendre durant le cycle de vie de développement de gaz de schiste

Development & Production Stage	Step	Groundwater contamination and other risks	Surface water contamination risks	Water resource depletion
Site Selection and Preparation	Site identification	Identify sites away from aquifers and/or with impervious cap	Identify sites away from sensitive surface waters	
	Site selection	Select sites away from aquifers	Select sites away from sensitive surface waters	
	Site preparation		Normal good practice measures to control run-off and erosion during site preparation	
Well Design	Deep well (directional) Shallow vertical	Ensure well design appropriate and adequate to protect any aquifers		Design well and HF process to minimise use of HF fluids
Well drilling, casing and cementing	Drilling	Procedures to prevent spillage of water or oil-based drilling fluids leading to contamination of surface water body or near- surface aquifer	Normal good practice measures to prevent discharge and ensure proper disposal of drilling mud and cuttings	
	Casing	QA/QC on well design to ensure proper well construction and avoid risk of subsurface contaminant migration pathways for groundwater pollution Design of well casings to withstand potentially repeated hydraulic fracturing		
	Cementing	Ensure complete cement delivery to isolate aquifers from target formation		
Hydraulic Fracturing	Water sourcing: surface water and ground water withdrawals	Assess potential for changes in groundwater quantity or quality due to surface water abstraction,	Assess potential for changes in surface water quality due to surface water abstraction, and manage abstraction accordingly	Minimise HF water volumes by monitoring and control of operation
		and manage abstraction accordingly		and manage water abstraction to avoid potentially significant impacts.
	Water sourcing: Reuse of flowback and produced water	Proper design, construction and inspection/maintenance of surface impoundments. High operating standards to minimise risk of spillages with consequent risk of indirect effects	Proper design, construction and inspection/maintenance of surface impoundments. High operating standards to minimise risk of spillages with consequent risk of effects on surface water quality Ensure appropriate road vehicle design and operational standards to minimise accident risk during transportation of flowback waters for re-use offsite	Re-use of fracturing fluids where appropriate Use of lower quality waters where appropriate
Chemical additive transportation and storage; mixing of chemicals with water and proppant	Minimise risk of spillages as for surface water Describe impacts.		Minimise risk of chemical transportation accidents Procedures and bunding to minimise risk of surface spill contaminating aquifer via infiltration into soil or surface water from: Tank ruptures Equipment / surface impoundment	
			failures Overfills Vandalism	

## ANNEXES

Development & Production Stage	Step	Groundwater contamination and other risks	Surface water contamination risks	Water resource depletion
			<p>Accidents</p> <p>Fires</p> <p>Improper operations</p> <p>Provision of adequate toxicological information on hydraulic fracturing fluid</p> <p>Appropriate storage to avoid surface water run-off</p>	
	Perforating casing (where present)	<p>Ensure appropriate charge used to perforate casing to avoid impacts on well integrity</p> <p>Ensure additional chemicals from introduction of explosives into geologic environment do not have significant environmental effects</p>		
	Well injection of hydraulic fracturing fluid	<p>Prevent movement of naturally occurring substances to aquifers via induced fractures extending beyond target formation to aquifer through biogeochemical reactions with chemical additives via pre-existing fracture or fault zones and/or via pre-existing man-made structures</p> <p>Ensure potential effects of reusing flowback containing dissolved elements for further hydraulic fracturing operations are properly addressed</p>	<p>Avoid pollution risk to surface water as described for groundwater</p> <p>Ensure proper treatment and disposal of flowback containing these substances in solution</p> <p>Proper disposal of water treatment residues (potentially containing NORM)</p>	
	Pressure reduction in well to reverse fluid flow, recovering flowback and produced water	<p>Avoidance of surface spill or releases of flowback and produced water via Tank ruptures</p> <p>Equipment or surface impoundment failures</p> <p>Overfills</p> <p>Vandalism</p> <p>Fires</p> <p>Improper operations</p> <p>Wastewaters contain HF fluid, naturally occurring materials as well as potentially reaction and degradation products including radioactive materials.</p> <p>Ensure no disruption to groundwater flows</p> <p>Avoid wastewater uses which pose risks due to inappropriate use or disposal of produced water</p>	<p>Avoid pollution risk to surface water as described for groundwater</p>	
Well Completion	Handling of waste water during completion (planned management)	<p>Implementation of measures to prevent inappropriate re-use of waste water, having regard to risks posed by:</p> <p>Salinity</p> <p>Trace elements (mercury, lead, arsenic)</p> <p>NORM</p> <p>Organic material (organic acids, polycyclic aromatic hydrocarbons)</p>	<p>Prevention of direct discharge to surface streams</p> <p>Management of discharges to municipal sewage treatment plant or centralised waste treatment.</p>	
	Handling of waste water		<p>Implementation of measures to avoid surface spill or releases of</p>	

## ANNEXES

	during completion (accident risks)		<p>flowback and produced water via Tank ruptures Equipment or surface impoundment failures Overfills Vandalism Fires Improper operations</p>	
	Connection to production pipeline			
	Well pad removal		Normal good practice measures to prevent runoff, erosion and silt accumulation in surface waters from well pad and impoundment facilities.	
Well Production	Production (including produced water management)	Inspect and maintain well to avoid failure of mechanical integrity of well leading to potential aquifer contamination	<p>Prevent surface spill or release of produced water during storage on site Avoid uses which pose risks due to inappropriate use or disposal of produced</p>	
	Pipeline construction and operation		Implement procedures and controls to minimise risk of spillage of materials during construction of pipeline	
	Re-fracturing	Similar to “Hydraulic Fracturing” above	Similar to “Hydraulic Fracturing” above	Similar to “Hydraulic
Well / Site Abandonment	Remove pumps and downhole equipment			
Well / Site Abandonment	Plugging to seal well	Ensure proper well abandonment (e.g. adequate and properly installed cement plugs) to avoid subsurface pathways for contaminant migration leading to groundwater pollution	Ensure no contamination of surface water resources as described in relation to groundwater	

## ANNEXES

Development & Production Stage	Step	Release to air of HAPs/ O <sub>3</sub> precursors/ odours	Land take	Biodiversity impacts
Site Selection and Preparation	Site identification	Identify sites away from sensitive locations such as residential areas	Identify sites of low agricultural/ ecological value	Identify sites away from protected/ sensitive areas
	Site selection	Select sites away from sensitive locations such as residential areas	Select sites of low agricultural/ ecological value	Select sites away from protected/ sensitive areas
	Site preparation	Minimise number of wellheads to facilitate capture of fugitive emissions	Design site layout to minimise area of land take	Minimise disturbance to wildlife during site preparation e.g. due to traffic, noise, heavy plant Take care not to introduce new/invasive species
Well Design	Deep well (directional) Shallow vertical			
Well drilling, casing and cementing	Drilling	Normal good practice procedures to prevent oil spillage		Minimise disturbance to wildlife during drilling e.g. due to excessive noise
	Casing			
	Cementing			
Hydraulic Fracturing	Water sourcing: surface water and ground water withdrawals		Minimise water volumes used to minimise requirement for on-site water storage	Minimise distances to surface water resources to minimise traffic movements Avoid introduction of invasive species to water bodies from use of make-up water from a different catchment
	Reuse of flowback and produced water	Ensure flowback/produced water fully degassed and trace contaminants collected prior to re-use		
	Chemical additive transportation and storage; mixing of chemicals with water and proppant			Minimise risks to natural ecosystems from spillages etc
	Perforating casing (where present)			
	Well injection of hydraulic fracturing fluid	Prevent movement of naturally occurring substances to aquifers Affected naturally occurring substances could include: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gases (natural gas (methane, ethane), carbon dioxide, hydrogen sulphide, nitrogen and helium)</li> <li>• Organic material (volatile and semi-volatile organic compounds)</li> <li>• helium</li> </ul> Ensure proper treatment and disposal of flowback containing these substances in solution		

## ANNEXES

	Pressure reduction in well to reverse fluid flow, recovering flowback and produced water	Capture and treatment of organic vapours from flowback and produced waters	Minimise requirements for storage of flowback water and produced water	
Well Completion	Handling of waste water during completion (planned management)	Use of green completion techniques to minimise emissions to air	Minimise flowback water storage requirement	
	Handling of waste water during completion (accident risks)			Implementation of measures to avoid surface spill or releases of flowback and produced water as for surface water
Well Production	Production (including produced water management)	Minimise fugitive losses during production phase via program of leak checking etc. Collect and treat gases dissolved in produced water along with methane	Ensure no encroachment from site during operational lifetime	Operate facility to minimise disturbance to natural ecosystems. End operations at the earliest opportunity
	Pipeline construction and operation	Minimise fugitive losses from pipeline via program of leak checking etc.	Locate sites close to existing pipeline infrastructure	Design and construct pipelines to minimise impacts on sensitive habitats

## ANNEXES

Development & Production Stage	Step	Noise	Seismicity	Visual impact	Traffic
Site Selection and Preparation	Site identification	Identify sites away from sensitive locations	Avoid high seismicity risk areas	Identify sites with low visual impact	Identify sites close to transportation routes and sources of water
	Site selection	Select sites away from sensitive locations	Avoid high seismicity risk areas	Select sites with low visual impact	Select sites close to transportation routes and sources of water
	Site preparation	Minimise plant noise during site preparation using established techniques.		Minimise visual intrusion during site preparation using established techniques.	Minimise traffic impacts during site preparation using established techniques. Minimise length and properly design access roads
Well Design	Deep well (directional) Shallow vertical	Design well to minimise operational noise via location/ screening etc		Design well to minimise visual impacts via location/ screening etc	
Well drilling, casing and cementing	Drilling	Minimise operational noise via location/ screening/ use of low-noise plant etc		Minimise visual impacts via location/ screening etc	
	Casing				
	Cementing				
Hydraulic Fracturing Reuse of flowback and produced water Chemical additive transportation and storage; mixing of chemicals with water and proppant Perforating casing (where present) Well injection of hydraulic fracturing fluid Pressure reduction in well to reverse fluid flow, recovering flowback and produced water	Water sourcing: surface water and ground water withdrawals	Design and operate plant to minimise noise levels			Ensure road design and vehicle operational standards to minimise emissions, noise and accident risk during transportation to site
	Reuse of flowback and produced water				(Potential benefit in reduced water usage)
	Chemical additive transportation and storage; mixing of chemicals with water and proppant			Minimise visual impact of chemical additive storage infrastructure via location/sizing/ screening	Ensure road design and vehicle operational standards to minimise risks of spillage of chemicals during transportation to site
	Perforating casing (where present) Well injection of hydraulic fracturing fluid		Monitor well to detect any potentially significant events and halt operations if any detected.		
	Well injection of hydraulic fracturing fluid		Monitor well to detect any potentially significant events and halt operations if any detected.	Minimise visual impact of hydraulic fracturing fluid injection plant via location/sizing/ screening	
	Pressure reduction in well to reverse fluid flow, recovering flowback and produced water	Operate well so as to minimise noise			
Well Completion	Handling of waste water			Waste water tanks and related plant could	Minimise distance to water disposal facilities

## ANNEXES

Development & Production Stage	Step	Noise	Seismicity	Visual impact	Traffic
	during completion (planned management)			constitute a potentially significant visual intrusion, particularly in  non-industrial settings as above	Ensure road design and vehicle operational standards to minimise risks of spillage of produced water during offsite transportation
	Handling of waste water during completion (accident risks)				Minimise distance to water disposal facilities Ensure road design and vehicle operational standards to minimise risks of spillage of produced water during offsite transportation
Well Production	Production	Operate facility to minimise noise	Monitor well to detect any potentially significant events and halt operations if any detected.	Ensure visual screening maintained to a high standard during operational lifetime	Ensure road design and vehicle operational standards to minimise risks of spillage of produced water during offsite transportation
	Pipeline construction and operation	Design pipelines to avoid sensitive residential areas. Carry out construction programme to minimise noise		Design route to avoid sensitive areas. Bury pipelines where appropriate to minimise visual impact	Ensure road design and vehicle operational standards to minimise noise, accident risk etc
	Re-fracturing	Similar to “Hydraulic Fracturing” above	Similar to “Hydraulic Fracturing” above	Similar to “Hydraulic Fracturing” above	Similar to “Hydraulic Fracturing” above
Well / Site Abandonment	Plugging to seal well			Ensure site restored to a high standard to avoid residual visual impacts	

## **Annexe 3 : Liste des standards ISO applicable à l'industrie pétrolier**

### **General**

ISO 13879 Content and drafting of a functional specification  
 ISO 13880 Content and drafting of a technical specification  
 ISO 13881 Classification and conformity assessment of products, processes and services  
 ISO/TS 29001 Sector-specific quality management systems – requirements for product and service supply organizations  
 ISO 14224 Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment  
*ISO 15156 series: Materials for use in H<sub>2</sub>S-containing environments in oil and gas production:*  
 ISO 15156-1: General principles for selection of cracking-resistant material  
 ISO 15156-2: Cracking-resistant carbon and low alloy steels, and the use of cast irons  
 ISO 15156-3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys  
*ISO 15663 series: Life cycle costing:*  
 ISO 15663-1: Methodology  
 ISO 15663-2: Guidance on application of methodology and calculation methods  
 ISO 15663-3: Implementation guidelines

### **Pipeline transportation systems**

ISO 13623 Pipeline transportation systems  
 ISO 13847 Welding of pipelines  
 ISO 14313 Pipeline valves  
 ISO 14723 Subsea pipeline valves  
 ISO 16708 Reliability-based limit state methods  
*ISO 15590 series: Induction bends, fittings & flanges for pipeline transportation systems:*  
 ISO 15590-1 Induction bends  
 ISO 15590-2 Fittings  
 ISO 15590-3 Flanges  
*ISO 15589 series: Cathodic protection of pipeline transportation systems:*  
 ISO 15589-1 On-land pipelines  
 ISO 15589-2 Offshore pipelines  
 ISO 3183 Steel pipe for pipeline – Transportation systems  
 ISO 21329 Pipelines Repairs – Test procedures for mechanical connectors

### **Fluids**

*ISO 10414 series: Field testing of drilling fluids*  
 ISO 10414-1 Water-based fluids  
 ISO 10414-2 Oil-based fluids  
 ISO 10416 Drilling fluids laboratory testing

ISO 13500 Drilling fluid materials – Specifications and tests  
 ISO 13501 Drilling fluids  
 ISO 10426 series: Cements & materials for well cementing:  
 ISO 10426-1 Specification  
 ISO 10426-2 Testing of well cements  
 ISO 10426-3 Testing of deep-water well cement formulations  
 ISO 10426-4 Preparation and testing of atmospheric foam cement slurries at atmospheric pressure  
 ISO 10426-5 Shrinkage & expansion of well cement  
 ISO 10427 series: Equipment for well cementing:  
 ISO 10427-1 Bow-spring casing centralizers  
 ISO 10427-2 Centralizer placement & stop collar testing  
 ISO 10427-3 Performance testing of cementing float equipment  
 ISO 13503 series: Completion fluids & materials  
 ISO 13503-1 Measurement of viscous properties of completion fluids  
 ISO 13503-2 Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing & gravel-packing operations  
 ISO 13503-3 Testing of heavy brines  
 ISO 13503-4 Measuring stimulation & gravelpack fluid leakoff  
 ISO 13503-5 Measuring long-term conductivity of proppants

### **Drilling and production equipment**

ISO 10423 Wellhead & christmas tree equipment  
 ISO 10424-1 Rotary drilling equipment  
 ISO 10424-2 Threading, gauging & testing of rotary connections  
 ISO 13533 Drill through equipment  
 ISO 13534 Inspection, maintenance repair & remanufacture of hoisting equipment  
 ISO 13535 Hoisting equipment  
 ISO 13625 Marine drilling riser couplings  
 ISO 13626 Drilling & well-servicing structures  
 ISO 14693 Drilling & well-servicing equipment subsurface safety valve systems:  
 ISO 10417 Design, installation, operation & repair  
 Downhole equipment:  
 ISO 10432 Subsurface safety valve equipment  
 ISO 14310 Packers & bridge plugs  
 ISO 16070 Lock mandrels & landing nipples  
 ISO 17078-1 Slide-pocket mandrels  
 Progressing cavity pump systems for artificial lift:  
 ISO 15136-1 Pumps  
 ISO 15136-2 Drive heads

**Casing, tubing & drill pipes for wells**

- ISO 10405 Care and use of casing & tubing
- ISO 11960 Steel pipes for use as casing or tubing for wells
- ISO 11961 Steel pipes for use as drill pipe – Specification
- ISO 15463 Field inspection of new casing, tubing & plain end drill pipe
- ISO 13679 Procedures for testing casing & tubing connections
- ISO 13680 Corrosion resistant alloy seamless tubes for use as casing, tubing, & coupling stock
- ISO 13678 Evaluation & testing of thread compounds for use with casing, tubing & line pipe
- ISO 15546 Aluminium alloy drill pipe

**Rotating equipment**

- ISO 10437 Steam turbines – Special purpose applications
- ISO 10438 series: Lubrication, shaft-sealing & control-oil systems & auxiliaries:
  - ISO 10438-1 General requirements
  - ISO 10438-2 Special purpose oil systems
  - ISO 10438-3 General purpose oil systems
  - ISO 10438-4 Self-acting gas seal support systems Flexible couplings for mechanical power transmission: ISO 10441 Special purpose applications
- ISO 14691 General purpose applications
- ISO 13691 Gears – High-speed special purpose gear units
- ISO 13709 Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical & natural gas industries
- ISO 13710 Reciprocating positive displacement pumps
- ISO 21049 Shaft sealing systems for centrifugal & rotary pumps  
Petroleum, chemical & gas service industries:
  - ISO 10439 Centrifugal compressors
  - ISO 10442 Packaged, integrally geared centrifugal air compressors
  - ISO 13631 Packaged reciprocating gas compressors
  - ISO 13707 Reciprocating compressors
  - ISO 10440-1 series: Rotary-type positive-displacement compressors
    - ISO 10440-1 Process compressors
    - ISO 10440-2 Packaged air compressors (oil-free)
- Gas turbines – Procurement:
  - ISO 3977-5 Applications for petroleum & natural gas industries

**Static equipment**

- ISO 13703 Design & installation of piping systems on offshore production platforms
- ISO 14692 series: Glass-reinforced plastic (GRP) piping:

## ANNEXES

ISO 14692-1 Vocabulary, symbols, applications & materials ISO 14692-2 Qualification & manufacture  
ISO 14692-3 System design  
ISO 14692-4 Fabrication, installation & operation  
ISO 15649 Piping  
ISO 13704 Calculation of heater-tube thickness in petroleum refineries  
ISO 13705 Fired heaters for general refinery service  
ISO 13706 Air-cooled heat exchangers  
ISO 15547-1 Plate heat exchangers  
ISO 15547-2 Brazed aluminium platefin type heat exchangers  
ISO 16812 Shell-and-tube heat exchangers  
ISO 10434 Bolted bonnet steel gate valves for petroleum & natural gas industries  
ISO 15761 Steel gate, globe & check valves for sizes DN 100 & smaller, for petroleum & natural gas industries  
ISO 17292 Metal

## Annexe 4 : Diagnostic des traitements de la pollution appliqués sur HMD

### 1 Traitement par stabilisation/solidification :

Dans l'objectif d'évaluer les traitements du type stabilisation/solidification (Khodja et al., 2005d et 2007b), une série d'analyse a été effectuée sur des dizaines d'échantillons de cuttings avant et après traitement durant la période 2003-2006 selon les procédures françaises (AFNOR, 1998). Après extraction liquide/solide, les hydrocarbures et les différents éléments présents dans le filtrat ont été dosés. La pollution organique a été caractérisée par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

- Les cuttings ont été collectés dans des bouteilles en verre. La matière organique a été extraite par CCl<sub>4</sub> (AFNOR, 1979). Une méthode spectroscopique a été utilisée pour le dosage des hydrocarbures totaux (AFNOR, 1979). Les détails de la méthode sont donnés dans.
- le dosage du carbone organique total a été effectué selon la norme NF ISO 10694 après une extraction au CCl<sub>4</sub>.
- L'absorption atomique (AAS) a été utilisée pour le dosage des métaux (Cr total, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Cd et Pb) et la colorimétrie pour le dosage du Cr (VI).
- Le mercure a été dosé par Spectrométrie d'absorption atomique en vapeur froide (volatile hydride by Cold Vapor : CVAAS).
- Les chlorures ont été dosés par la méthode de Mohr.

La concentration initiale en hydrocarbures totaux dans les bourbiers varie entre 0,13 et 4,40 mg/L. Après traitement, la concentration chute entre 0,04 et 0,5 mg/L. Pour les métaux lourds, on note une diminution significative de la concentration souvent inférieure à celle requise par la réglementation algérienne 20 mg/L (J. O. République Algérienne, 1993). La teneur élevée en chlorures est expliquée par l'utilisation d'une salinité importante dans les fluides de forage ou par la présence de sels dans les formations traversées durant le forage. Cette salinité importante peut influencer la biodégradation (Okpokwasili et Odokuma, 1990).

Durant la période 2005-2007, l'analyse de plusieurs échantillons de cuttings après traitement par solidification a montré que la totalité des échantillons renfermaient une concentration en métaux lourds inférieure à la norme : en fait, dans la majorité des cas, la concentration initiale en métaux avant traitement était déjà inférieure à la norme. Le tableau 1 donne un exemple des résultats obtenus.

Le traitement physique par solidification a été la méthode employée pendant quelques années pour réhabiliter les sites de forage. Cependant, plusieurs études ont montré que cette technique n'est pas suffisante car elle permet l'immobilisation du polluant mais non son élimination.

D'autres limitations sont généralement signalées au sujet de l'application de la technique de solidification à savoir :

- la teneur en hydrocarbures ne doit pas dépasser 45% en masse,
- la présence d'au moins de 15% de solides est exigée,
- la présence d'une quantité excessive de fines particules de sol, ou la présence excessive de particules de grandes dimensions est indésirable.

**- Tableau 1: Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourdes après solidification -**

Concentration (mg/L)	Techniques analytiques	Ech. 1	Ech. 2	Ech. 3	Ech. 4	Ech. 5
Hydrocarbures totaux	XPT 90-114	0,29	0,29	0,46	0,04	0,50
Hg	CVAAS	<0,001	<0,001	<0,001	<0,001	<0,001
Cd	AAS AAS	<0,1	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
Cr total	Colorimétrie	0,40	0,20	<0,05	0,50	<0,05
Cr VI	AAS	0,07	0,08	0,01	0,23	0,04
Ni	AAS	<0,06	<0,06	<0,06	<0,06	<0,06
Zn	AAS	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Pb		<0,10	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

## 2 Traitement thermique :

L'analyse d'une dizaine d'échantillons de cuttings après traitement thermique montre que cette technique permet de traiter une variété de fluides et de récupérer la totalité des huiles utilisées (99%) avec un maximum d'élimination des hydrocarbures (teneur résiduelle ne dépassant souvent pas 0,1% seulement). Elle est très recommandée dans le cas des borbiers contenant des OBM, de même qu'elle peut réduire la mobilité des composés inorganiques tels que les métaux et les sels (Bansal et Sugiarto, 1999). Un traitement additionnel est recommandé en fonction de la finalité des déchets. Le coût du traitement thermique est évalué entre 75 \$ et 150 \$/t (Bansal et Sugiarto 1999).

Cependant, cette technique contribue à la présence des métaux lourds dans les aérosols. Leur comportement dépend des conditions thermiques et chimiques de l'environnement. Les métaux à l'état de traces sont émis sous forme de fines particules dans la phase gazeuse après combustion (Roy et Kenneth, 1987 ; Dajnak et al., 2003 ; Ninomiya et al., 2004 ; Leckner et al., 2004 ; Åmand et Leckner, 2004). Les études de santé et d'environnement (Utsonomiya et al. 2004) ont montré que les nanoparticules de As, Cr, Pb et Se posent de sérieux problèmes pour la santé humaine. L'augmentation de la solubilité et de la réactivité des métaux sous forme de nanoparticules favorise l'absorption par les tissus pulmonaires (Hochella, 2002). Plusieurs pays ont établi de strictes régulations pour le contrôle de ces métaux (Linak et Wendt, 1993 ; Moritomi, 2001).

### **3 Traitement biologique :**

La voie biologique est actuellement en plein essor et suscite de nombreux travaux. Sur le plan technique, un des problèmes fréquemment soulevés était celui de la croissance des micros - organismes sur les hydrocarbures. Sur un site de forage, il est possible d'utiliser les techniques biologiques en continu. Par exemple, le procédé de land farming est de conception simple, ne nécessitant pas un appareillage encombrant, ni une intervention importante de main d'œuvre. Les premiers essais pilotes réalisés sur les chantiers de forage en Algérie entraînent un coût attractif de 40 \$/t de sol avec un temps de traitement de 5 mois.

Le taux de biodégradation est alors de 88 % (Khodja et al., 2005d, 2007b). C'est une méthode écologiquement propre : on élimine presque totalement la pollution et les produits finaux issus du métabolisme microbien sont des composés tels que le CO<sub>2</sub>, l'eau et les sels inorganiques.

Les travaux reportés par Portier et al. (1995) ont démontré une réduction de 70–85% de la concentration en constituants hydrocarbonés sur chantier durant 120 jours. La vitesse attendue d'élimination des TPH (Total Petroleum Hydrocarbons) est de  $36 \pm 3,5$  mg.kg<sup>-1</sup>.sol.jour<sup>-1</sup>. Les travaux de McMillen et al. (2001) résument l'expérience d'une dizaine d'années dans le domaine du bio traitement de la pollution causée par les activités d'exploration et de production.

**Aquifère** : (nom masculin) : Formation géologique constituée de roches perméables (poreuses et/ou fissurées) contenant de façon temporaire ou permanente une nappe d'eau souterraine mobilisable. L'aquifère est capable de restituer cette eau naturellement et/ou par exploitation (drainage, pompage).

**Biogénique (gaz)** : (adjectif) : Fermentation de sédiments organiques par des bactéries permettant de créer du gaz. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique possède moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du dioxyde de carbone) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

**Boue de forage** : (nom féminin) : Dans le domaine de la géotechnique, les boues de forage font partie des "fluides de forage" (à ne pas confondre avec les « fluides de fracturation » qui sont injectés par les mêmes voies). Deux des principales fonctions de la boue de forage (ou d'un fluide de forage en général) sont la lubrification du trépan et la remontée des résidus de forage en surface (flow back).

**Carottage** : (nom masculin) : Prélèvement d'un échantillon du sous-sol terrestre ou marin obtenu à l'aide d'un tube appelé carottier que l'on fait pénétrer dans le sous-sol. L'échantillon ainsi obtenu s'appelle une carotte. Celle-ci est qualifiée d'échantillon stratigraphiquement représentatif, donc non perturbé.

**Complétion** : (nom féminin) : Ensemble des opérations qui permettent la mise en service d'un forage, que ce soit en production, en injection ou en observation. Le compléteur en est responsable et y travaille avec le foreur.

**Couche cible** : (nom féminin) : Etage géologique susceptible de renfermer la ressource que l'on souhaite exploiter.

**Déblais de forage** : Débris solides arrachés à la formation rocheuse et ramenés à la surface au cours du forage.

**Décantation (bassin de)**: (nom féminin) : La décantation est une opération de séparation mécanique, sous l'action de la gravité, de plusieurs phases non miscibles dont l'une au moins est liquide. On peut ainsi séparer soit plusieurs liquides non miscibles de densités différentes, soit des solides insolubles en suspension dans un liquide.

**Diagenèse** : (nom féminin) : Ensemble des processus physico-chimiques et biochimiques par lesquels les sédiments sont transformés en roches sédimentaires. Ces transformations ont généralement lieu à faible profondeur, donc dans des conditions de pression et température peu élevées.

**Diagraphies** : (nom féminin) : Enregistrement continu à l'aide de plusieurs sondes des variations, en fonction de la profondeur, d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. Suivant ces caractéristiques et le moment où les mesures sont enregistrées, on parlera de diagraphies de boue, de diagraphies en cours de forage ou de diagraphies différées, ces dernières étant appelées ainsi parce qu'elles ne peuvent être effectuées qu'après plusieurs passes d'outils et l'arrêt du forage.

**Eau de formation** : Eau provenant du sous-sol et remontant à la surface avec les eaux de reflux. Le schiste d'Utica est généralement sec, il ne produit donc que peu, voire pas, d'eau de formation.

**Essai de production** : Opération consistant à laisser le gaz naturel remonter librement par le puits de façon à évaluer le potentiel de production et la rentabilité économique de ce dernier. Dans un gisement de schiste, cette étape suit la fracturation. Eau sous forme de vapeur contenue dans le gaz sortant du puits. Il s'agit d'un mélange d'eau de reflux et d'eau de formation

**Évent** : Système de sécurité d'évacuation des gaz destiné à éviter les surpressions dangereuses

**Faille / fissure** : (noms féminins) : Une faille est une fissure avec déplacement relatif des parties séparées (couches géologiques). Une fissure est une discontinuité créée dans une roche sous l'effet de contraintes internes ou externes, elle peut être de taille très faible (micro fissure) ou de grande taille (faille).

**Fermeture définitive** : Cessation des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de cesser toute activité et de ne plus poursuivre les travaux dans un puits, lequel est désigné puits abandonné.

**Fermeture temporaire** : Interruption des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux.

**Flow back** : (anglicisme) : Le flow back correspond au reflux du liquide de fracturation lors de la fracturation hydraulique. Après fracturation, le liquide est récupéré et stocké dans des bassins de décantation.

**Forage** : Action de forer un trou dans une ou plusieurs formations géologiques. On y entend aussi l'ensemble des techniques permettant de creuser un puits gazier.

**Fracturation hydraulique** (fracking) : (nom féminin) : Dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro - fissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

**Levé sismique** : Opération géophysique consistant à utiliser une source sismique pour produire artificiellement des ondes acoustiques qui se propagent dans la terre et sont réfléchies ou réfractées par les couches souterraines, puis enregistrées.

**Migration de gaz** : Écoulement non contrôlé de gaz dans le sol ou dans l'eau souterraine provenant du puits gazier.

**Nappe captive** (ou profonde) : (nom féminin) : On parle de nappe captive quand il n'y a pas de surface libre. Elle est recouverte d'une formation imperméable qui la contraint à une mise en pression. Lors d'un forage, la pression est libérée et l'eau jaillit (puits artésien).

**Nappe phréatique** (ou libre) : (nom féminin) : Ensemble des eaux comprises dans la zone saturée (immergée) d'un aquifère. On parle de nappe libre quand l'aquifère comporte une zone non saturée (émergée) et une zone de fluctuation du niveau d'eau. Elle n'est pas recouverte par une couche imperméable et n'est donc pas sous pression.

**Pression lithostatique** : Correspond à la pression exercée à une profondeur définie du sous-sol par le poids des roches sus-jacentes.

**Réseau de collecte** : Réseau de conduites allant de la tête du puits à l'unité de traitement des gaz.

**Réseau de transport** : Réseau de conduites allant de l'unité de traitement des gaz au réseau de distribution. Réseau de distribution Réseau de conduites allant du réseau de transport au consommateur.

**Résidus de forage** : Toute substance solide ou liquide, à l'exception de l'effluent final, rejetée par les activités de forage dont les fluides usés de forage, les boues et les déblais de forage.

**Roche-mère** : (nom féminin) : Désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux.

**Roche-réservoir** : (nom féminin) : désigne une roche où des hydrocarbures s'accumulent. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz.

**Schiste** : (nom masculin) : Ce terme sert à désigner toute roche ayant un débit en feuillets parallèles, épais de quelques millimètres ou moins. Presque toutes les roches peuvent devenir un schiste, mais rares sont les roches formées de feuillets dès leur origine. Le plus souvent le feuilletage est l'effet d'un aplatissement, après le dépôt du sédiment originel, soit sous le simple poids des roches sus-jacentes, soit sous l'effet d'une compression tectonique.

**Sédiment** : (nom masculin) : Un sédiment est un ensemble de particules en suspension dans l'eau, l'atmosphère ou la glace et qui finit par se déposer par gravité, souvent en couches ou strates successives. Leur consolidation est à l'origine de la formation des couches sédimentaires rocheuses.

**Site** : Un site fait référence à l'espace au sol aménagé pour recevoir tous les équipements nécessaires pour le forage et la complétion du puits ainsi que pour l'extraction du gaz de schiste. La taille du site varie au cours de la vie du puits.

**Stimulation** : Toute action ou ensemble d'actions visant à libérer le gaz emprisonné dans la roche

**Téledétection** : (nom féminin) : technique d'observation de la surface terrestre à partir d'images prises par des avions ou des satellites.

**Thermogénique** : (adjectif invariable) : relatif à la thermogénie, série de techniques de production de chaleur naturelle ou artificielle.

**Trépan** : (nom masculin) : Tête de foreuse dotée de dents en acier très dur, parfois diamanté, mis en rotation rapidement par un train de tiges creuses reliées à une tour verticale d'une trentaine de mètres de haut dans laquelle sont regroupés la table de rotation et les pompes d'aspiration et d'injection

## Références bibliographiques

- AEA, 2012: Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe, Report for European Commission DG Environment, AEA Technology 2012. <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf> Consulté 2013/09/15.
- ANCRE, 2012 : Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, de l'Université Joseph Fourier Grenoble I.43
- ATC Association Toxicologie Chimie, 2012 : l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique, Paris, 56p. [http://atctoxicologie.free.fr/archi/bibli/BILAN\\_TOXICOLOGIE%20CHIMIE\\_GAZ\\_DE\\_SCHISTE.pdf](http://atctoxicologie.free.fr/archi/bibli/BILAN_TOXICOLOGIE%20CHIMIE_GAZ_DE_SCHISTE.pdf)
- Athur, J., D., Alleman, D. et Langhus, B. (2008). An overview of modern shale gas development in United States. In All Consulting. <http://www.alllc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf> (Page consultée le 5 avril 2012)
- BAPE Bureau d'Audience Publique sur l'Environnement, 2011:Développement durable de l'industrie de gaz de schiste au Québec, rapport273. <http://www.bape.gouv.qc.ca/> .consulter juin 2012.
- Bellatache Samira, 2013 : traitement des rejets générés sur un puits de gaz de schiste. Journée d'étude «Tight, shale réservoir » SONATRACH, Alger
- Chen, W, 2010 : Fracturation électrique des géo matériaux: Etude de l'endommagement et de la perméabilité, thèse de l'Université de Pau.169pages <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00577790/document>
- Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 27 novembre 2013 : les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, rapport, 242 pages.
- CIRAIG, 2013 : analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec, rapport technique, 215 pages. [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz\\_de\\_schiste\\_enjeux/documents/PR3.8.4.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste_enjeux/documents/PR3.8.4.pdf)

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- DeMong et Al. 2010: Coping with Surface and down hole Interference on Tightly Spaced Completion Pads in the Horn River, Apache Corporation, Society of Petroleum Engineers, SPE138026, 2010. <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview>
- Dr Abderrahmane Mebtoul, 2014 : L'exploitation du gaz de schiste en Algérie sera-t-elle vraiment rentable ? <http://www.lematindz.net/news/15408-lexploitation-du-gaz-de-schiste-en-algerie-sera-t-elle-vraiment-rentable.html>
- DUBOST D., 1991 : Ecologie, aménagement et développement agricole des oasis algériennes, Thèse Université de Tours, 550p.
- Gabriel Marty, 2011 : L'exploitation des gaz de schistes, entre promesses économiques et conséquences environnementales, Rapport d'Ambassade.39pages <http://www.nss-dialogues.fr/IMG/pdf/Gazschistes.pdf>
- Georges Denys, 2012 : Mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste - Rapport d'étude Département de Lot-et-Garonne.99pages [http://www.cg47.fr/fileadmin/A\\_la\\_une/Actu\\_semaine\\_46\\_2012/Rapport\\_Gaz\\_de\\_schiste\\_25\\_1\\_0\\_2012.pdf](http://www.cg47.fr/fileadmin/A_la_une/Actu_semaine_46_2012/Rapport_Gaz_de_schiste_25_1_0_2012.pdf)
- GONZÁLEZ, P., BERNARD, J.-T., TRABELSI, S. BEAUDOIN, G. (2012). Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney. Université Laval. Document réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste,72 pages. En ligne : [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/10/Rapport-etude-P1\\_b\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/10/Rapport-etude-P1_b_UL.pdf) [page consultée le 15 juillet 2013].
- Ground Water Protection Council and ALL Consulting. 2009: Modern Shale Gas Development in theUS: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale\\_gas\\_primer\\_2009.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale_gas_primer_2009.pdf). Consulter Décembre 12, 2012.
- IFP Energies nouvelles, 2012 : Les hydrocarbures non conventionnels <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels> .
- INERIS, 2012, Christophe Didier. Gestion des risques environnementaux liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère. Séminaire "Hydrocarbures non conventionnels : contexte, enjeux, technologies et risques potentiels", Feb 2012, Paris, France ;[https://hal.archives-ouvertes.fr/file/index/docid/973651/filename/2012-004\\_hal.pdf](https://hal.archives-ouvertes.fr/file/index/docid/973651/filename/2012-004_hal.pdf)
- Jackson RB, B Rainey Pearson, SG Osborn, NR Warner, A Vengosh,2011 Research and policy recommendations for hydraulic fracturing and shale gas extraction. Center on Global Change, Duke University, Durham, NC.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Mamadou Lamine Fall, 2011 ; La problématique associée à l'utilisation de l'eau dans l'exploration et l'exploitation des shales gazières, centre universitaire de formation en environnement université de Sherbrooke, Québec, 92p.  
[https://www.usherbrooke.ca/environnement/fileadmin/sites/environnement/documents/Essais2011/Fall\\_M\\_12-07-2011\\_.pdf](https://www.usherbrooke.ca/environnement/fileadmin/sites/environnement/documents/Essais2011/Fall_M_12-07-2011_.pdf)

Ministère des énergies et mines

Ministère des Ressources en Eau

Mirova, 2012 : Etude Gaz de schiste et autres Gaz non conventionnels : nouvelles ressources, nouveaux enjeux. Paris  
[http://www.mirova.com/Content/Documents/Mirova/publications/Etude\\_Gaz\\_de\\_schiste\\_Mirova\\_fin.pdf](http://www.mirova.com/Content/Documents/Mirova/publications/Etude_Gaz_de_schiste_Mirova_fin.pdf)

Mohamed KACED & Mohamed ARAB, 2012: The potential of shale gas plays in Algeria, conference international, KUALA LAMPUR.

OULD BABA SY, M., 2005 : Recharge et paléorecharge du système aquifère du Sahara septentrional, Thèse de doctorat de Géologie, Université de Tunis, 261p.  
pages [http://www.allianceenergie.fr/iso\\_album/ancrere\\_rapport\\_ghrm\\_%5B2012-07-20%5D.pdf](http://www.allianceenergie.fr/iso_album/ancrere_rapport_ghrm_%5B2012-07-20%5D.pdf)

U.S. Energy Information Administration (EIA), juin 2013: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Washington, DC 20585. [www.eia.gov](http://www.eia.gov) consulter December 2013

US Environmental Protection Agency. 2011. Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. PA/600/R-11/122. <http://www.epa.gov/hfstudy/>. Consulter November, 2012.

VAN DURME, G., MARTINEAU, G., MICHAUD, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Document synthèse réalisé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Département de génie chimique, Polytechnique Montréal. Août 2012, 51 pages. En ligne [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b\\_Rapport-Projet-type\\_avec-annexe-31aout2012.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf) [page consultée le 8 mai 2013]

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Veil, J., A, 2010: Water management technologies used by Marcellus shale gas producers. In US department of energy. E.V.S Environmental science division. [En ligne], [http://www.fracfocus.org/sites/default/files/publications/water\\_management\\_in\\_the\\_marcellus.pdf](http://www.fracfocus.org/sites/default/files/publications/water_management_in_the_marcellus.pdf) (Page consultée le 10 octobre 2014).
- YAËL KOUZMINE, 2007 : Dynamiques et mutations territoriales du Sahara algérien vers de nouvelles approches fondées sur l'observation. Univ de Franche-Comté, Thèse de doctorat, 1ere partie 147p. [https://tel.archivesouvertes.fr/file/index/docid/256791/filename/These\\_Kouzmine.pdf](https://tel.archivesouvertes.fr/file/index/docid/256791/filename/These_Kouzmine.pdf)