# Université libre de Bruxelles Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du territoire Faculté des sciences

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

# Pétrole et gaz non conventionnels: opportunité ou menace? Le cas de l'Algérie

Mémoire de fin d'étude présenté par Mourad Naciri en vue de l'obtention du grade académique de Master en Sciences et Gestion de l'Environnement Finalité Gestion de l'Environnement ENVI5G-M

Année Académique 2015-2016

Directeur: Prof. Pierre L. Kunsch

"L'humanité n'est pas sortie de l'âge de pierre parce qu'il n'y avait plus de pierres" Ahmed Zaki Yamani ancien ministre saoudien du Pétrole et des Ressources minérales

#### **RESUME**

L'appellation "pétrole et gaz non conventionnels" n'est pas liée à la nature des hydrocarbures récupérés, mais aux caractéristiques pétrophysiques de la roche dans laquelle ils se trouvent, les conditions dans lesquelles ils sont retenus dans cette roche, les techniques et les coûts nécessaires à leur exploitation. La frontière entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels peut donc être tracée soit par des critères technico-économiques, soit par des critères physiques. De ce fait, il n'existe pas de définition stricte à ce terme, mais la limite entre "conventionnel" et "non conventionnel" évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie. Ainsi, ce qui se définit actuellement par non conventionnel peut tout à fait devenir la norme, déjà dans un proche avenir.

Les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde et représentent des ressources stratégiques dont l'exploitation pourrait permettre de compléter les apports d'hydrocarbures conventionnels et d'assurer en partie le futur énergétique de la planète.

L'exploitation de ces ressources, dont les contraintes géologiques, techniques et économiques différentes de celles des ressources conventionnelles, a été rendue possible grâce aux innovations liées aux méthodes de forages, de fracturation et d'extraction in situ. Cependant, cette industrie implique des risques potentiels pour l'environnement et la santé et suscite des préoccupations concernant l'acceptabilité sociale.

Vu le succès économique que rencontre le développement des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord, l'Algérie, comme de nombreux pays en développement qui disposent de réserves considérables, s'engage dans des projets d'exploitation de ces ressources.

L'Algérie, étant un pays dont l'économie est fortement dépendante de sa production pétrolière, est confrontée à l'augmentation de la consommation interne et au recul de sa production et de ses exportations qui constituent la majeure partie de sa recette fiscale. L'intérêt porté aux ressources d'hydrocarbures non conventionnels pourrait constituer une solution ou au moins une partie de la solution pour sauver son économie et assurer la sécurité énergétique à long terme.

L'analyse des opportunités et des menaces, liées à cette industrie à la lumière du retour d'expérience nord-américaine et les leçons retenues, nous montrent qu'il n'est pas opportun pour l'Algérie d'exploiter ces ressources en l'état actuel des technologies sans une réelle amélioration en matières techniques, environnementales et réglementaires qui réduirait les impacts sur l'environnement et la santé tout en augmentant la rentabilité. Dans l'attente de techniques éprouvées comme à risque convenablement maîtrisé, on pourra non seulement préserver un cadre de vie sain mais aussi protéger les ressources naturelles.

į

#### **REMERCIEMENT**

Je remercie vivement mon promoteur, le professeur Pierre-Louis Kunsch, pour son aide précieuse.

# **TABLE DES MATIERES**

RE	SUM	E		I	
LIS	TE C	DES AC	RONYMES ET ABREVIATIONS	VII	
1	INT	RODUC	CTION GÉNERALE	1	
2	HYE	DROCA	RBURES NON CONVENTIONNELS : GENÈSE	5	
	2.1		uction		
	2.2		ation des huiles et du gaz		
	2.3	Pétrol	e et gaz conventionnels vs non conventionnels		
		2.3.1	Gisements conventionnels	7	
		2.3.2	Gisements non conventionnels		
		2.3.3			
	2.4	Conclu	usion	14	
3			DLUTION ÉNERGÉTIQUE ?		
	3.1		uction		
	3.2		révolution" confinée en Amérique du Nord		
	3.3	Persp	ective d'exporter la révolution vers le reste du monde	18	
	3.4	Conclu	usion	19	
4			ET RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON		
			IONNELS		
	4.1		uction		
		4.1.1	Les techniques d'exploitation		
		4.1.2	La fracturation hydraulique		
		4.1.3	Les techniques alternatives		
	4.2		e conceptuel		
	4.3	•	t sanitaire		
	4.4		atmosphériques		
	4.5		aux usées		
	4.6	Dispei	rsion des contaminants dans la nappe souterraine	31	
	4.7	Impacts sur les eaux de surface			
	4.8		e de contamination des sols		
	4.9		t sur les ressources		
		4.9.1	2000		
	4.40	4.9.2			
			t sur le paysage		
	4.11		t sur l'affectation du sol et sur les écosystèmes		
			e lié à l'abandon post fermeture		
			e sismiquet aur la alimat		
	4.14		t sur le climat		
			Gaz non conventionnels		
	1 15		usion	_	
5			TION ET EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNEL		
,			ANALYSE SWOT		
	5.1		uction		
	5.2		ssources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels		
	0.2	5.2.1	Quelques définitions		
		5.2.2	Gaz et huile de "schiste"	50	
	5.3		/drocarbures non conventionnels en Algérie	52	
	0.0	5.3.1	Cadre réglementaire		
		5.3.2	Les enjeux environnementaux		
		5.3.3	Les enjeux économiques		
		5.3.4	Les enjeux sociaux		
		5.3.5	La transition énergétique		
	5.4		se SWOT		
	J. r	5.4.1	Identification des forces liées à l'exploitation des hydrocarbures non convention		
		5.4.2	Identification des faiblesses liées à l'exploitation des hydrocarbures non	J. 11 1010 1 Z	
		J.⊣.∠	conventionnels	72	
		5.4.3	Identification des opportunités liées à l'exploitation des hydrocarbures non		
		5.⊣.5	conventionnels	73	

		ploitation des hydrocarbures non conventionnels
	5.5 Conclusion	73
6		
7		
8		
•	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	
	ABLEAUX	all and all the Nie for the all and the Paris
	ableau 4-1 : Sources d'émissions de polluants dans l'	
(D)	Divers ressources, Auteur) ableau 4-2 : Potentiel de réchauffement global sur 10	0 and (DDC100) do qualques substances
	source rapport GIEC 1995-2014)	
(οι Τa	fableau 5-1 : Demande énergétique mondiale à l'horiz	on 2040 selon différentes perspectives (Mtoe)
	source WEO 2015)	
	ableau 5-2 : Demande mondiale de pétrole selon le ty	
	politique » (mb/j) (source WEO 2015)	
Ta	ableau 5-3: Tábleau synthétique de l'analyse SWOT .	74
	<b>Figures</b> Figure 1-1- Cours du pétrole décembre 2015 (source h	ttn://privdubaril.com/\
	igure 1-1- Cours du petrole decembre 2013 (source fi igure 1-2- Production pétrolière mondiale (source EIA	
	rigure 1-2- Froduction petrollère mondiale (source ElA Figure 2-1- Transformation du kérogène en fonction de	
	Figure 2-2- Schéma général de la formation de l'huile e	
	Figure 2-3- processus de migration et accumulation de	
	igure 2-4- Types de pièges structuraux et stratigraphi	
	le sel (source Wikimedia)	
	figure 2-5- Processus d'accumulation des hydrocarbui	
	igure 2-6- Prospection séismique (Source http://www.	
Είς	Figure 2-7- Forages complexes (source IFPEN)	
Fig	igure 2-8- Types d'hydrocarbures et voie d'accumulat igure 2-9- Triangle des ressources (Source : diverses	ion (Caineng Zou et al. 2012)10
	rigure 2-9- mangle des ressources (Source : diverses Figure 2-10- Définition d'un système pétrolier sur base	
	British Petroleum)	
	igure 2-11- Distinction entre huile lourde, extra-lourde	
	igure 2-12- Triangle des ressources modifié (source S	
Fiç	igure 3-1- Evolution de la production du gaz naturel a	ux Etats-Unis depuis 1920 jusqu'à 2015 (Source
Εl/	[IA]	16
	Figure 3-2- Evolution de la production du pétrole brut a	
⊏I/ ⊑i∂	EIA) Figure 3-3- Prévisions d'approvisionnement en pétrole	at gaz da "schista" à l'horizon 2035 (Source BP
າ ເ 20	2016 Energy Outlook)	17
Fiç	Figure 3-4- Evolution des importations du pétrole brut d	des Etats-Unis à partir du Canada (Source EIA)
		18
	figure 4-1- Site d'exploitation avec la fracturation hydra	
ďě	l'équipements mis en œuvre (source Halliburton)	21
	Figure 4-2 Illustration des étapes de la fracturation hy	
	Figure 4-3– Le rapport des différents composants du fl https://hydrocarbures.gouv.qc.ca	
	Figure 4-4- Modèle conceptuel lié au processus de la f	
	http://www.unep.org)	
Fiç	igure 4-5- Les différents contaminants issus des eaux	produites lors de la fracturation hydraulique
(sc	source M.D. Holloway and O. Rudd, 2013)	29
	igure 4-6- Vue aérienne d'un site d'exploitation avec l	
	lécantation des eaux usées (source Environmental He	
	Figure 4-7- Représentation schématique des voies de	
	outerraine igure 4-8- Les sources et volume d'eau mise en œuvi	
•	Narcellus (a) et des "schistes" de Barnett (b) avec le n	·
	le traitement des déchets), UIC (injection dans le sous	
	Figure 4-9- Diagramme de flux d'énergie dans le proce	
Ya	aritani, J. Matsushima, 2014)	35

rigure 4- It	- Paysage d'exploitation du gaz de "schiste" dans le Wyoming (USA) (source
www.dama	scuscitizensforsustainability.org/)
	ta.eot.su)
	- Variation mensuelle de la production de pétrole de "schiste" à Bakken contre le nom
	ı puits ajouté à la production depuis 2006 jusqu'à 2015 (source Drillinginfo, Septembre
2015)	- Profil de production type d'un puits horizontal de gaz de "schiste" de Bakken (source
	Septembre 2015)  - Courbe de pression et de débit du gaz en fonction du temps (Durand, 2013)
	- Evolution du nombre de séismes (magnitude cumulés) en fonction des zones
	ues considérées aux Etats-Unis (source www.usgs.gov/)
	- Les émissions cumulées de CO <sub>2</sub> et le budget restant à respecter pour ne pas dépass
	chauffement de 2 °C (Source www.globalcarbonproject.org/)
	- Comparaison du budget carbone 2°C et les émissions potentielles des réserves
d'hydrocarl	oures fossiles (Source carbontracker.org)
Figure 4-18	- L'empreinte carbone des huiles pétrolières (D. Gordon, 2012)
	- Analyse de contribution des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et d
	au bilan GES (source CIRAIG)
Figure 4-20	- Comparaison des émissions des GES du gaz de schiste avec les autres hydrocarbui
sur deux é	chelles de temps (Howarth, 2014)
	- Comparaison de données récentes sur les émissions de méthane avec celles de R. V
	011)
	Système de classification des ressources (Source Society of Petroleum Engineers)
	Répartition du gaz et huile de "schiste" dans le monde (Source EIA)
	Répartition des hydrocarbures non conventionnels dans le monde (source IHS)
	- Les 10 premiers pays avec les ressources récupérables en gaz de schiste (Source II
	Energy research)
	Cartes de maturité thermique des niveaux "hot shales" Silurien et Frasnien de la plate
saharienne	(Source Sonatrach)
	Illustration des différentes étapes de cycle de l'eau dans le processus de fracturation e
	sociés (source : EPA, auteur)
	Localisation du bassin du Système Aquifère du Sahara septentrional (en bleu) par rap
	s identifiés en Algérie comme potentiels en gaz et pétrole de "schiste" (Source :
	sidentifies en Algerie comme potentiels en gaz et petrole de "scriiste" (Source :
	Localisation des gisements de gaz et pétrole de "schiste" dans les zones soumises au
	que (source World Resources Institute)
	Consommation totale par région de l'énergie (Mtep) : comparaison entre 1973 et 2013
	/orld Energy Statistics 2015)
	- Evolution de la consommation de l'énergie dans le monde entre 1989 et 2014
	- Production totale par source d'énergie (Mtep) : comparaison entre 1973 et 2013 (Sou
World Ene	gy Statistics 2015)
	- Evolution de la population, de la croissance économique et de la demande énergétiq
(source Ex	ronMobil)
Figure 5-13	- Production totale du gaz naturel selon le scénario central (source WEO 2015)
Figure 5-14	Les exportations algériennes de pétrole (2015) et du gaz naturel (2014) par destination
-	4)
	Évolution de la production et de l'exportation du pétrole et du gaz naturel en Algérie
	4)
	Réseau de transport de pétrole et du gaz naturel en Algérie (Source Sonatrach)
	- Structure des coûts de production dans le Bakken (Source : www.thebakken.com)
Figure 5-18	- Evolution de la production d'un puits conventionnel et non conventionnel (LTO : Light
	temps (Source WEO2013)
	. Manifestations à In salah en 2015 (source https://reporterre.net/)
	Évolution prévisible d'ici 2035 du mix énergétique (British Petroleum, 2016)
_	Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables (source :
	l.cder.dz)
Figure 5-22	Prévisions de la production, de la consommation interne et de l'exportation du gaz na
•	30 (Aissaoui A., 2016)
Figure 5-23	Mind Map des enjeux liés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (sou
Figure 5-23 auteur)	
Figure 5-23 auteur)	·

## LISTE DES ACRONYMES ET ABREVIATIONS

API American Petroleum Institute

ARI Advanced Ressources International

bbl baril (= 159 litres), mb : million de barils

BTU British Thermal Unit. MMBTU: million BTU

Bm<sup>3</sup> Milliards de mètres cubes

Bcfd billion cubic feet per day (milliard de pieds cubes par jour)

BP British Petroleum

BREE Bureau of Resources and Energy Economics
BTEX Benzène, Toluène, ethylbenzène, xylènes

COV Composés organiques volatils

CSS Cyclic Steam Stimulation

EIA U.S. Energy Information Administration

EPA Environmental Protection Agency

EROEI Energy Returned on Energy Invested (Energie récupérée sur énergie

investie)

EUR Estimated Ultimate Recoverable

GES Gaz à effet de serre

HAP Hydrocarbures aromatiques polycycliques (Polycyclic aromatic

hydrocarbons (PAHs)

IEA International Energy Agency

IFPEN IFP Energies nouvelles ex Institut Français du Pétrole (IFP)

Mb/j million de barils par jour

MMBTU million de BTU

Mtep million de tonnes équivalent pétrole

OCDE Organisation de coopération et de développement économiques

OPEP Organisation des pays exportateurs de pétrole (Organization of the

Petroleum Exporting Coutries (OPEC)

PIIP Petroleum Initially in Place

SAGD Steam Assisted Gravity Drainage SPE Society of Petroleum Engineers

Tcf Trillion cubic feet (mille milliards de pieds cubes ; 1  $m^3$  = 35,314 cf)

Tm<sup>3</sup> mille milliards de mètres cubes

TRR Technically Recoverabe Resources

UE Union Européenne USGS US Geological Survey

VAPEX Vapour Extraction Process

WEO World Energy Outlook

WTI West Texas Intermediate

# INTRODUCTION GÉNERALE

Les crises de 1973 et 1979 ont révélé la dépendance du monde industriel au pétrole bon marché. Depuis, des alertes aux pénuries à court terme ont été lancées par des analystes. C'était certain: « nous n'aurons plus de Pétrole dans 30 ans » que les spécialistes disaient. En 2011, la banque HSBC prévenait « dans 49 ans, il pourrait ne plus rester de pétrole exploitable sur Terre, même si la demande n'augmente pas »1. Aujourd'hui, c'est le contraire, malgré l'augmentation mondiale de la consommation on en a encore trop : le monde regorge de pétrole et de gaz.

En effet, avec le développement technologique, les ressources fossiles non exploitables auparavant et réputées particulièrement abondantes, viennent prolonger notre dépendance aux énergies fossiles et amplifier les tensions liées aux évolutions climatiques et entraver les efforts de développer de nouveaux modèles énergétiques. Il s'agirait de gisements non conventionnels, soit des ressources dont l'exploration et l'exploitation requièrent davantage qu'un traditionnel forage vertical.

Aux états Unis, où les conditions propices de recherche et de développement des technologies d'extraction, l'exploitation du gaz et pétrole non conventionnels a provoqué une révolution qui promet un «golden-age». La capacité de production est en train de croître à un rythme qui conduit à une surproduction et pousse les prix à la baisse depuis juin 2014 (figure 1-1).

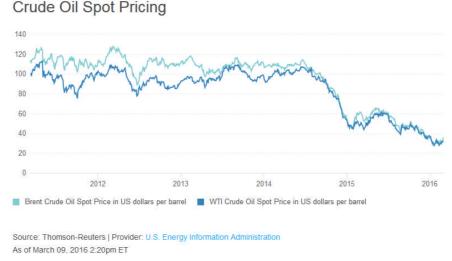


Figure 1-1- Cours du pétrole décembre 2015 (source http://prixdubaril.com/)

Le continent américain n'est pas le seul à posséder ces gisements. Les ressources non conventionnelles seraient relativement bien réparties dans le monde, notamment dans des pays ouverts à la concurrence pour leur exploitation et avec des ressources conventionnelles en voie d'épuisement. L'intégration des hydrocarbures non conventionnels dans les estimations pousse les estimations des ressources en pétrole brut à environ 6.000 milliards de barils<sup>2</sup>, et à 780 Tm<sup>3</sup> de ressources en place

1

Energy in 2050 Will fuel constraints thwart our growth projections? Global Economics & Climate Change March 2011 HSBC Global Research

BP statistical review 2015, WEO 2015

pour le gaz naturel<sup>1</sup>. Ce qui prolongera notre consommation à plus de 100 ans pour le pétrole et à plus de 200 ans pour le gaz naturel.

La demande en ressource pétrolière est en croissance. La production pétrolière a dépassé les 90 mb/j pour atteindre 96 mb/j (figure 1-2). Ce changement contribue à révolutionner le paysage et à modifier passablement la vision à moyen terme du secteur pétrolier et gazier.

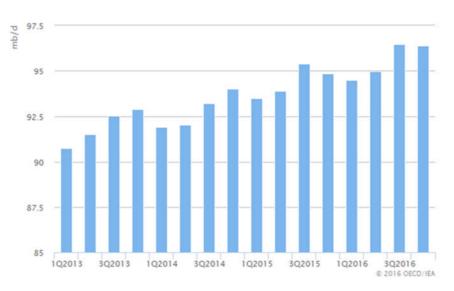


Figure 1-2- Production pétrolière mondiale (source EIA)

Cependant, si l'exploitation de ces ressources, dont les contraintes géologiques, techniques et économiques différentes de celles du pétrole et gaz conventionnels, a été rendu possible grâce aux innovations liées aux méthodes de forages, de fracturation et d'extraction in situ. Les conséquences sur l'environnement, la santé et les ressources sont inquiétantes.

Devant le succès économique que rencontre le développement des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord depuis une dizaine d'années, en dépit de la révélation de conséquences environnementales importantes, de nombreux pays émergents ou en développement montrent des ambitions à développer des programmes d'exploration et d'exploitation de ces ressources, dont le potentiel est considérable dans nombre d'entre eux. Parmi ces pays, l'Algérie qui détient un potentiel important de ces ressources. L'Algérie, entièrement dépendante des hydrocarbures et l'un des principaux fournisseurs du pétrole et du gaz de l'Union Européenne, veut développer ces énergies fossiles non conventionnelles pour sécuriser son avenir énergétique et assurer son développement économique et social.

#### Problématique et question de recherche

La question de recherche développée dans le cadre de ce travail s'articule autour des conséquences du développement de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels et les défis de la production de ces ressources au-delà des frontières nord-américaine. Le présent travail établira l'importance que l'on donne à ces gisements en Algérie, en se basant sur l'analyse des opportunités et des menaces

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> World Energy Outlook 2015

liées à cette industrie à la lumière du retour d'expérience nord-américaine et les leçons retenues.

#### Motivation du choix du sujet

Le choix de ce sujet revient d'une part au grand intérêt que j'accorde à la question des hydrocarbures fossiles vu leur rôle et leur importance vitale dans les différents secteurs de la vie économique : commercial, industriel, résidentiel, transport...et d'autre part à la complexité de la problématique et la nécessité cruciale d'une analyse par des outils d'aide à la décision.

La diminution des ressources énergétiques fossiles conventionnelles, l'essor des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord et les vives réactions quant à leur exploitation dans certains pays, m'a poussé à focaliser ce travail sur l'Algérie.

#### Pourquoi l'Algérie?

- Il s'agit d'un pays producteur et exportateur du gaz et pétrole ;
- Il est confronté au déclin de ces réserves conventionnelles et à la hausse de sa consommation domestique;
- Il dépend fortement de la recette des hydrocarbures exportés ;
- Le pays dispose d'un potentiel énorme de pétrole et gaz non conventionnels;
- Sa relation avec l'UE, qui cherche à assurer sa sécurité d'approvisionnement énergétique, renforce le secteur des hydrocarbures et défavorise fortement ses possibilités de diversifier l'économie hors de ce domaine.

#### Méthodologie

Ce travail qui s'inscrit dans le cadre du Master en science et gestion de l'environnement, couvre plusieurs disciplines, tant dans le domaine des sciences exactes que dans celui des sciences humaines. Celui-ci permettra en premier lieu d'avoir un aperçu général sur la problématique de ces ressources énergétiques en identifiant les articles scientifiques, les notes de recherches, les débats et toutes autres sources pertinentes qui traitent cette matière. La littérature consultée comprend essentiellement les articles, rapports et les textes académiques réalisés par des chercheurs ou par des instances hautement compétentes et reconnues.

En deuxième lieu, étant donné que le sujet est trop vaste et complexe, il était important de focaliser le travail sur un pays dépendant de sa production pétrolière comme l'Algérie et dont les enjeux seront plus marqués.

En dernier lieu, la problématique sera contextualisée dans une approche systémique qui servira de base dans l'évaluation par les outils d'aide à la décision. Dans ce contexte, l'analyse SWOT reposera sur le diagnostic d'un nombre de critères qui vise donc à identifier les forces, faiblesses, opportunités et menaces du secteur d'exploration et d'exploitation du gaz et pétrole non conventionnels en Algérie. Cette analyse sera renforcée par une modélisation suivant la dynamique des systèmes qui mettra en évidence l'interaction entre les différents enjeux dans le but de dégager des pistes de solutions.

#### Organisation du mémoire

La première partie de ce travail sera exclusivement consacrée à définir l'origine du pétrole et du gaz naturel et consistera à apporter une compréhension du contexte géologique dans lequel se forment les hydrocarbures non conventionnels ainsi que les différentes classifications adoptées par les experts.

La deuxième partie mettra l'accent sur les causes de l'essor de cette filière en Amérique du nord et les enjeux qui y sont associés.

Ensuite, une troisième partie se focalisera sur les risques environnementaux que pourrait engendrer l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Afin de mieux comprendre les menaces qui pèsent sur l'environnement et la santé, il était important d'avoir un aperçu général des principales méthodes utilisées pour extraire ces ressources et les différentes solutions alternatives. Du fait qu'elle suscite des grands débats dans plusieurs pays, l'analyse des risques sera réalisée pour la technique de la fracturation hydraulique qui s'est énormément popularisée ces dernières années. Cette analyse s'appuiera sur les données de la littérature et est complétée par le retour d'expérience des opérateurs et organismes qui sont actifs dans cette filière.

Dans une dernière partie, l'analyse des paramètres clés : sociaux, environnementaux économiques et réglementaires permettra de définir la capacité de l'Algérie à développer cette filière. Dans cet objectif, l'analyse SWOT peut être un outil utile pour souligner la bonne décision concernant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Algérie.

#### 2 **HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS: GENÈSE**

#### 2.1 Introduction

Avant d'aborder la question de la genèse des hydrocarbures non-conventionnels et pour pouvoir mieux saisir l'importance du contexte géologique, il est nécessaire de commencer par un succinct exposé sur l'origine du pétrole et du gaz.

Le terme pétrole provient de la composition de deux mots latins qui sont « Pétra Oléum » signifiant bien en français « huile de pierre »<sup>1</sup>. Il est un fluide combustible, source d'énergie indispensable dans l'économie industrielle contemporaine et le carburant par excellence du développement et de la croissance.

#### 2.2 Formation des huiles et du gaz

Le pétrole et le gaz se forment suite à de multiples phénomènes sédimentaires, tectoniques et géodynamiques. Les sédiments (dont la nature peut être argileuse, marneuse ou carbonatée et même évaporitique), riches en matière organique d'origine animale ou végétale (dont les constituants majeurs sont les protéines, les lipides et les glucides) se déposent dans des bassins qui se caractérisent par une forte subsidence et un flux thermique élevé au moins au début de leur histoire géologique. La richesse en matière organique du sédiment (à l'origine de la roche mère) est souvent associée à des périodes d'intense productivité primaire en surface.

A mesure qu'elle s'enfonce, sous l'effet de la pression et de la température la matière organique subit des transformations : c'est la phase de la diagénèse au cours de laquelle se forment dans les sédiments essentiellement le kérogène (résidu organique totalement insoluble) et accessoirement du méthane et du protopétrole qui évoluera en pétrole par perte d'azote et d'oxygène sous forme de CO<sub>2</sub>.

La seconde phase est qualifiée de catagenèse, à ce stade le kérogène subit un craquage thermique sous l'effet du couple température et pression en fonction du temps, et donne naissance aux hydrocarbures (condition requises: 1.200 à 3.000 m de profondeur ; 60 à 120°C) (B.P.Tissot, D.H.Welte, 1984). Elle est caractérisée aussi par la perte en CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>. Cette phase correspond à la fenêtre de formation des huiles (figure 2-1).

5

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> ALAIN FAUCOULT (2005), Dictionnaire géologique, 6ème éd. NZK

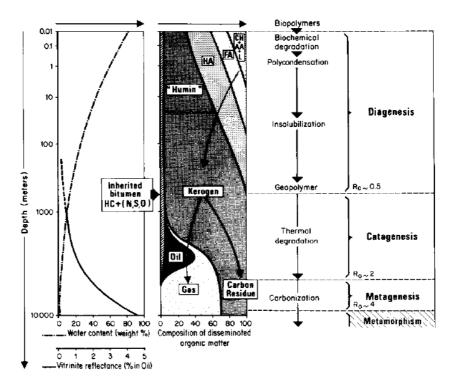
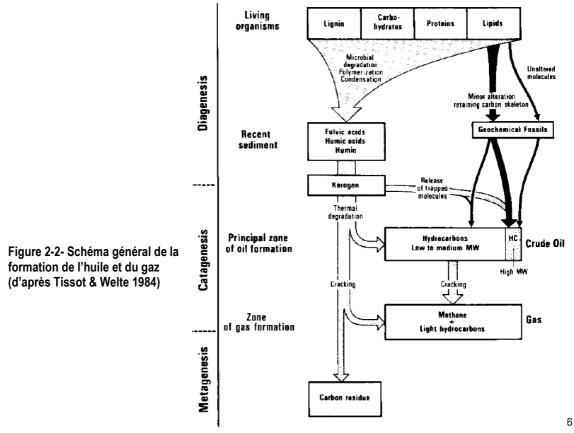


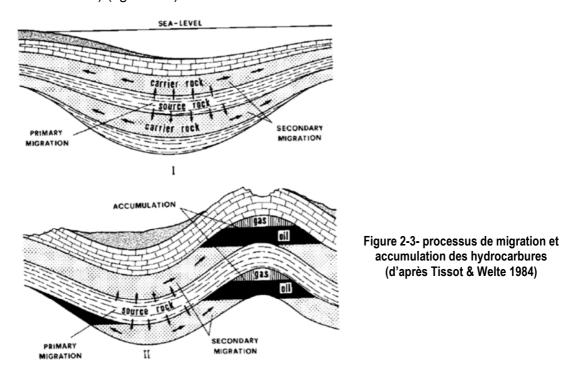
Figure 2-1- Transformation du kérogène en fonction de la profondeur (d'après Tissot & Welte 1984)

Les gaz se forment en partie pendant la catagenèse (gaz humides) et pendant la métagenèse (gaz secs), requérant des conditions de pression et de température plus importantes. La profondeur minimum à atteindre pour générer des huiles (et gaz) dépendra largement du gradient géothermique locale et de la pression lithostatique mais aussi du type du kérogène. La proportion de liquides et de gaz générés dépend de la profondeur et de la nature de la roche mère (B.P.Tissot, D.H.Welte, 1984).

La figure ci-dessous représente l'évolution de la matière organique avec la profondeur d'enfouissement.



Ces pétroles bruts seront par la suite expulsés (phénomène de migration verticale et latérale de l'ordre du kilomètre voire de la dizaine de kilomètres) vers les roches réservoirs où ces huiles seront piégées (récifs, anticlinaux). Ce sont ces derniers niveaux qui seront recherchés par l'industrie pétrolière et exploités pour produire des combustibles fossiles. Cette migration a lieu en deux étapes : la migration primaire (expulsion de la roche mère du pétrole en émulsion dans l'eau) et la migration secondaire (migration à travers des couches vers le haut et séparation des gaz, huiles et eau) (figure 2-3).



#### 2.3 Pétrole et gaz conventionnels vs non conventionnels

L'industrie pétrolière nomme conventionnels les gisements contenus dans des roches poreuses et perméables et dont l'exploitation est relativement "facile", elle nomme non conventionnels tous les autres. La différence réside donc dans les conditions d'accumulation dans le sous-sol et dans les techniques utilisées dans leur exploitation. Cependant, la limite entre les deux notions évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie : dans toutes les industries, ce qui était hier technologie de pointe peut être aujourd'hui méthode de routine.

#### 2.3.1 Gisements conventionnels

#### 2.3.1.1 Formation et accumulation

Rappelons que les roches-mères constituent la matrice de l'accumulation originelle de matière organique et de sédiments fins au fond des océans. Après l'enfouissement progressif au cours des temps géologiques de ces horizons riches en matière organique (kérogène), et suite à l'élévation de la pression et de la température et la maturation qui en résultent, le kérogène s'est transformé en pétrole ou en gaz puis a migré vers des pièges géologiques appropriés (roche sédimentaire poreuse surmontée d'une couverture imperméable). On parle dès lors d'un système pétrolier conventionnel.

La migration des hydrocarbures se fait en 2 étapes :

- Migration primaire de la roche mère vers la roche réservoir<sup>1</sup>: le gaz expulse progressivement l'eau et le pétrole vers une couche géologique voisine, apparemment solide, mais très poreuse et perméable. Il s'agit de la roche réservoir;
- Migration secondaire des hydrocarbures le long du réservoir jusqu'au piège : ceci se traduit par la flottabilité des hydrocarbures, la pression capillaire et le système hydrodynamique. Les hydrocarbures continuent leur remontée, vers la surface cette fois-ci. Si rien ne stoppe la remontée du pétrole, il s'échappe alors sous forme de suintements, et se solidifie en bitume à la surface de la terre.

Le pétrole et le gaz s'accumulent dans des pièges stratigraphiques ou structuraux fermés pour former des réservoirs conventionnels. Tout dépend des phénomènes géologiques qui se sont produits à cet endroit (figure 2-4).

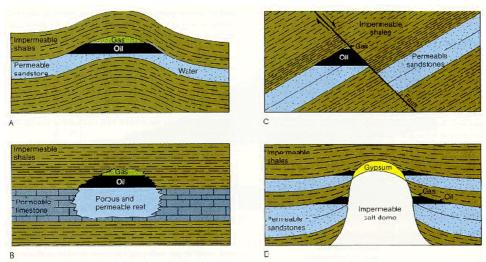


Figure 2-4- Types de pièges structuraux et stratigraphiques. A) Anticlinal, B) Récifs, C) Faille, D) Diapir de sel (source Wikimedia)

Le plus courant des "pièges à pétrole" est l'anticlinal, qui résulte du plissement convexe de roches stratifiées. Sous le dôme ainsi formé, on peut trouver du pétrole prisonnier de la roche couverture imperméable.

La figure ci-dessous résume le processus d'accumulation des hydrocarbures

conventionnels.

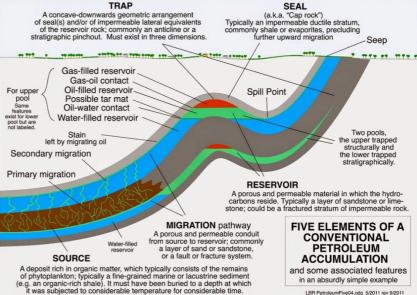


Figure 2-5- Processus d'accumulation des hydrocarbures (Source http://www.geologyin.com/)

<sup>1</sup>Un réservoir pétrolier est une formation rocheuse perméable dont l'espace poreux est partiellement saturé par des hydrocarbures (huile, gaz)

#### 2.3.1.2 Exploitation

La première étape de l'exploitation d'un gisement de pétrole est donc tout simplement de le localiser.

Les études sismiques constituent la première étape dans l'exploitation du pétrole. Cela consiste à générer des ondes sonores puissantes, généralement d'une basse fréquence. Leur réflexion depuis les couches souterraines fournit des informations sur les caractéristiques générales de la structure souterraine et des données sur le potentiel en pétrole et en gaz de la zone (figure 2-6). Dès que les études sismiques révèlent une zone prometteuse pour la découverte de pétrole, on effectue des sondages d'exploration pour déterminer s'il y a ou non du pétrole ou du gaz. Dans l'affirmative, si le gisement est économique, il sera mis en production.

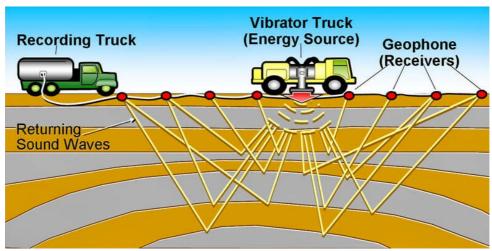


Figure 2-6- Prospection séismique (Source http://www.planete-energies.com)

Cela consiste tout d'abord à installer un certain nombre de puits (dits puits de production) à des endroits stratégiques (dôme du réservoir par exemple). Au moment du premier forage, presque tout le pétrole brut est sous pression. Cette pression naturelle décroît à mesure que le pétrole et le gaz sont extraits du réservoir, pendant les trois phases de la durée de vie de ce dernier:

- Au cours de la première phase, dite de production éruptive, le débit est déterminé par la pression naturelle dans le réservoir, qui vient du gaz dissous dans le pétrole, du gaz piégé sous pression au-dessus du pétrole et de la pression hydraulique de l'eau piégée sous le pétrole;
- La récupération assistée, qui est la deuxième phase, consiste à injecter du gaz sous pression dans le gisement lorsque la pression naturelle a baissé ;
- La troisième phase, celle de la production marginale, intervient lorsque les puits ne produisent plus que par intermittence.

Les méthodes d'exploitation des puits se sont développées au cours du temps afin de permettre une augmentation du taux de récupération. Ainsi, la technique de forage la plus répandue est celle du forage Rotary qui s'est beaucoup renouvelée, en particulier avec les forages déviés - permettant de contourner un obstacle souterrain - ou horizontaux – permettant de traverser le réservoir sur toute sa longueur. Les puits multidrains, quant à eux, permettent de produire plusieurs parties d'un réservoir à partir d'un seul puits et ainsi limiter le nombre de forages, en traitant plusieurs parties du réservoir à partir d'un point unique (figure 2-7).

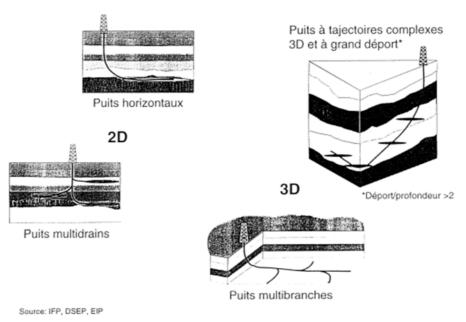


Figure 2-7- Forages complexes (source IFPEN)

#### 2.3.2 Gisements non conventionnels

L'appellation "hydrocarbures non conventionnels" n'est pas liée à la nature de l'hydrocarbure récupéré, mais aux caractéristiques pétrophysiques de la roche dans laquelle il se trouve, les conditions dans lesquelles il est retenu dans cette roche et les techniques nécessaires à son exploitation. L'accumulation des hydrocarbures non conventionnels est différente de celle des hydrocarbures conventionnels sur plusieurs aspects qui incluent le piège, le réservoir, la roche mère, les mécanismes de formation et de distribution (figure 2-8). Ils comptent environ 80% des ressources et ne peuvent être extraits par les méthodes traditionnelles.

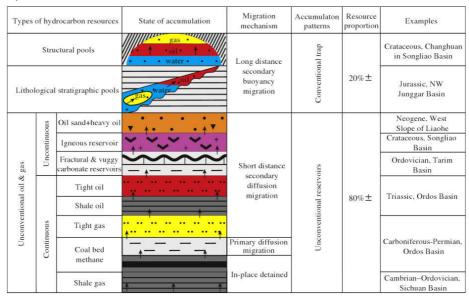


Figure 2-8- Types d'hydrocarbures et voie d'accumulation (Caineng Zou et al. 2012)

#### 2.3.3 Classification

On distingue de nombreux types d'hydrocarbures, tant liquides que gazeux. Ils sont présentés ci-après (figure 2-9), selon une représentation sous forme de triangle classiquement utilisée pour la classification des hydrocarbures en fonction de la nature de la roche dans laquelle ils sont piégés.

Le « pétrole non conventionnel » regroupe le pétrole de "schiste" (shale oil), huile extraite de "schistes" bitumineux, les huiles extra-lourdes, les bitumes des sables asphaltiques et le pétrole de réservoirs compacts (tight oil). Il s'agit d'une huile restée piégée dans la roche mère ou dans une roche dont la porosité est extrêmement faible.

Pour les "gaz non conventionnels", ils recouvrent principalement trois types de ressources gazières : le gaz de "schiste" (ou shale gas), le tight gas et le gaz de couche de charbon (ou coal bed methane). Ce n'est pas leur nature chimique qui les distingue du gaz "conventionnel" (il s'agit dans tous les cas de gaz naturel), mais les caractéristiques pétrophysiques de leur réservoir.

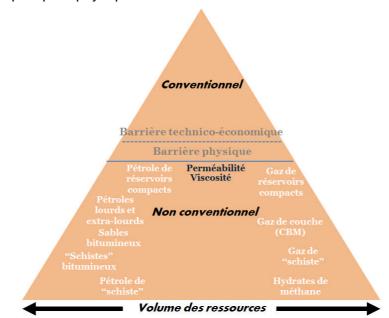


Figure 2-9- Triangle des ressources (Source : diverses sources, auteur).

Cependant, une définition des ressources non conventionnelles peut se baser simplement sur les paramètres de perméabilité et de viscosité (Harris Cander, 2012), ce qui permet de différencier les ressources non conventionnelles des ressources conventionnelles en tenant compte également de la propriété du fluide (figure 2-10).

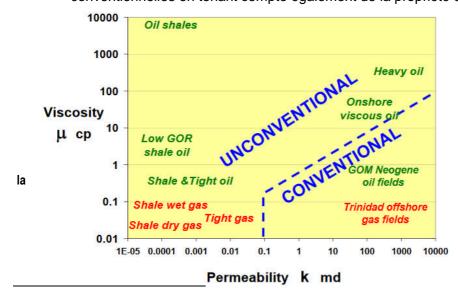


Figure 2-10- Définition d'un système pétrolier sur base de perméabilité et de la viscosité (source British Petroleum)

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> La terminologie de « gaz » ou « huiles de schiste » est géologiquement incorrecte puisque les roches mères ne sont pas à proprement parler des schistes (roches métamorphiques d'aspect feuilleté). En fait le terme de « schiste » dans ce contexte est la traduction française approximative du mot anglais shale qui désigne notamment des couches sédimentaires argileuses d'aspect plus ou moins feuilleté. Il sera toujours mis entre guillemets dans ce travail.

Pour les pétroles non conventionnels, certains experts, toutefois, utilisent une définition basée sur la densité des hydrocarbures pétroliers ou le degré API (conçu par American Petroleum Institute) et qui est une caractéristique physique importante généralement utilisée pour catégoriser les différents types de pétrole brut : léger, moyen, lourd et extra-lourd. Par exemple, le pétrole ayant un degré API en dessous de 20° API, c'est-à-dire une densité supérieure à 0,934 g/cm³, est considéré être non conventionnel. Cela comprend les pétroles lourds et extra-lourds (densité API < 10) et les bitumes. Cependant, bien que le pétrole de l'offshore profond au Brésil ait un degré API de 20, il est exploité par des techniques conventionnelles¹.

#### 2.3.3.1 Les huiles lourdes, extra lourdes et les bitumes

Les caractéristiques physiques particulières des huiles lourdes ou extra-lourdes, ou encore des bitumes sont principalement la densité et la viscosité (figure 2-11).

Ces produits lourds sont généralement le résultat d'altération d'huiles plus légères par oxydation, biodégradation, pertes des fractions légères et enrichissement en résines et en asphaltènes.

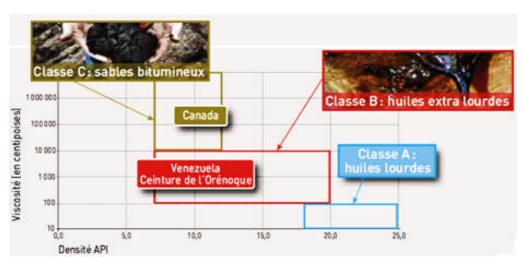


Figure 2-11- Distinction entre huile lourde, extra-lourde et bitume (source Total)

Les sables bitumineux ou asphaltiques (oil sands, tar sands) sont des dépôts de sable souterrain imprégnés de bitume. Le bitume dans ces sables situés en profondeur ne peut pas être pompé à moins qu'il ne soit chauffé sous terre à l'aide de vapeur pour le rendre fluide. Quand ils sont situés en surface, ils sont exploités à ciel ouvert.

Ces sables bitumineux sont très abondants en Amérique du Nord, surtout au Canada (Atabaska, au Nord-Est de la province d'Alberta). Les grands gisements des huiles lourdes sont rencontrés au Vénézuela (sur les rives de l'Orénoque)<sup>2</sup>.

#### 2.3.3.2 Le gaz et huile de réservoir compact (tight gas and tight oil) :

Ce sont des hydrocarbures ayant migrés hors de la roche mère et piégés dans des roches peu poreuses et peu perméables. Des valeurs conventionnelles de porosité et de perméabilité avaient été retenues aux États-Unis comme indicateurs du caractère conventionnel ou non d'un gisement pour l'attribution de crédits d'impôt (Kidnay A.J. et al., 2011). Selon ce critère, la notion de «tight» dépend toutefois

12

AIE, World Energy Outlook 2010

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> http://www.tarsandsworld.com/

directement de la nature des hydrocarbures que l'on souhaite extraire. Ainsi, un réservoir avec des caractéristiques de porosité et de perméabilité données va être tantôt considéré comme « tight » lorsqu'il contient du pétrole (moins facile à mettre en production) et tantôt considéré comme conventionnel s'il contient du gaz. Comme indiqué précédemment, la notion de « tight » reste relative et il est parfois très difficile de définir si les hydrocarbures extraits proviennent de réservoirs compacts ou de mauvais réservoirs conventionnels.

#### 2.3.3.3 Les "schistes" bitumineux (oil shales):

Les "schistes" bitumineux sont des argiles feuilletées noires très riches en matière organique peu transformée (kérogène) du fait de son faible enfouissement (inférieur à 1000 m).

Contrairement à leur nom, ces roches ne sont ni des "schistes" ni du bitume. Ce sont généralement des marnes qui renferment des substances organiques en quantité suffisante pour faire l'objet d'une valorisation énergétique

Exploités en carrières, les "schistes" bitumineux doivent ensuite être chauffés à de fortes températures (450°C) pour générer de l'huile qui est ensuite récupérée. La production de pétrole de "schistes" bitumineux s'apparente donc à l'exploitation minière conventionnelle des "schistes" suivie par un traitement thermique.

Les "schistes" bitumineux sont destinés à plusieurs fins :

- la conversion en hydrocarbures à travers le processus chimique de la pyrolyse ;
- la combustion directe de basse qualité pour la production d'électricité ;
- l'utilisation comme matériaux de base (industries chimiques, agriculture, construction).

#### 2.3.3.4 Le gaz et huile de "schiste" (shale oil and shale gas)

Il s'agit des huiles et gaz dispersés au sein d'une roche argileuse (argilite), non poreuse.

Le gaz de "schiste", l'huile de "schiste" et les "schistes" bitumineux se différencient en fonction de la maturité de la roche-mère. Cela dépend en première analyse de la profondeur de son enfouissement à l'échelle des temps géologiques. L'huile (ou pétrole) de "schiste" (shale oil) est générée à une profondeur de l'ordre de 2.000 à 3.000 mètres mais elle reste piégée dans la roche mère. Le gaz de "schiste" (shale gas) est du méthane généré pour un enfouissement de la roche-mère de plus de 3.000 mètres.

Du fait de la très faible perméabilité de ces roches, ces hydrocarbures ne peuvent être exploités avec les modes de production classiques. En effet, un puits vertical classique, utilisé pour un réservoir conventionnel, ne permettrait d'en capter qu'une infime partie. Leur extraction nécessite l'utilisation de la fracturation hydraulique combinée à des forages horizontaux.

#### 2.3.3.5 Le gaz d'houille ou méthane de couche de charbon (Coal bed methane ou CBM)

Il s'agit du gaz naturel issu de la maturation des matières organiques essentiellement ligneuses d'origine terrestre (évolution bois et autres végétaux  $\rightarrow$  tourbe  $\rightarrow$  charbon $\rightarrow$  anthracite). Le processus est identique à la formation du gaz naturel dans un système pétrolier. La maturation de la matière organique résulte de son

enfouissement, au cours des temps géologiques et sous l'effet des pressions et des températures croissantes avec la profondeur (gravité, gradient thermique), la matière organique est décomposée puis transformée en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, le charbon. Le processus de décomposition de la matière organique sous l'action des microorganismes puis la transformation thermique génèrent principalement du méthane (Caineng Zou, 2012).

Ce méthane adsorbé dans les veines de charbon, qui présentent des fracturations (cleats) en gisement peu profond, peut se dégager spontanément et donc être directement exploité des anciennes exploitations minières. Toutefois en profondeur, Il est extrait des couches de houille à l'aide de forage horizontaux et fracturation hydraulique, comme pour le gaz de "schiste". L'injection de gaz sous pression (Azote, CO<sub>2</sub>) améliore également sa récupération.

#### 2.4 Conclusion

Selon les auteurs, la frontière entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels peut être tracée soit par des critères technico-économiques, soit par des critères physiques (figure 2-12).

La définition des gisements qui ne peuvent être exploités par des techniques d'extraction courantes par gisements non conventionnels, change, bien entendu, avec le développement des techniques de forage. Ainsi, ce qui se définit actuellement par non conventionnel peut tout à fait devenir la norme, déjà dans un proche avenir.

L'exploitation de pétrole non conventionnel n'apparait accessible que lorsque le prix du pétrole augmente suffisamment pour encourager les investissements. Dès lors, progrès techniques et prix pétroliers en hausse font que les réserves non traditionnelles deviennent rentables. Toutefois, leur exploitation nécessite bien plus d'énergie et de ressources que la production du pétrole traditionnel et génère plus d'impacts sur l'environnement.

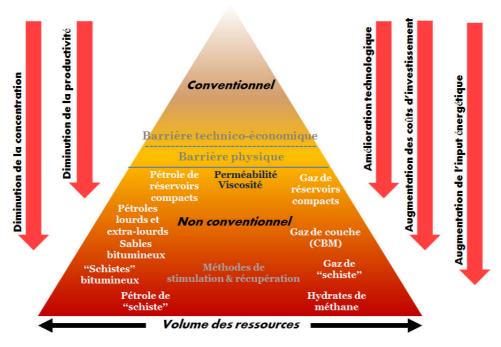


Figure 2-12- Triangle des ressources modifié (source Society of Petroleum Engineers, auteur)

Par ailleurs, d'autres sources d'hydrocarbures non conventionnels, non détaillées dans ce travail, pourraient aussi faire l'objet d'exploitation à long terme (forages offshore en régions arctiques rendues accessibles par le réchauffement climatique, les hydrates de méthane des fonds marins etc.).

# 3 UNE RÉVOLUTION ÉNERGÉTIQUE ?

#### 3.1 Introduction

Depuis la crise de 1973, la notion d'indépendance énergétique a pris beaucoup d'importance dans les débats politiques aux Etats-Unis, non parce que les puits de pétrole s'étaient asséchés mais plutôt parce que les compagnies ne pouvaient plus atteindre les ressources et de plus les prix d'extraction étaient très élevés. Dès lors, assurer la sécurité des approvisionnements et diminuer la dépendance énergétique constituaient des enjeux croissants.

Le terme "révolution" s'est imposé face au développement très rapide et à grande échelle de la production des hydrocarbures non conventionnels favorisée par les progrès technologiques. Cette production constitue l'un des facteurs du bouleversement de la donne énergétique mondiale, auquel nous assistons.

#### 3.2 Une "révolution" confinée en Amérique du Nord

En 2008, l'Agence d'information sur l'énergie (Energy Information Agency (EIA)) prévoyait un déclin de la production de gaz de 568 milliards de mètres cube à 544 milliards de mètres cube en 2030. Mais en 2014, grâce à l'exploitation des gaz non conventionnels, la production de gaz américaine s'élevait à 740 milliards de mètres cube (figure 3-1).

#### **U.S. Dry Natural Gas Production**

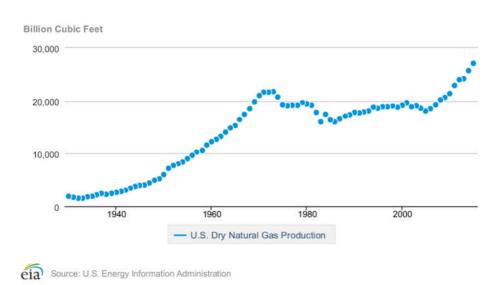


Figure 3-1- Evolution de la production du gaz naturel aux Etats-Unis depuis 1920 jusqu'à 2015 (Source EIA)

Concernant le pétrole, depuis l'introduction de nouvelles technologies, la production des puits a été augmentée d'une manière exceptionnelle et les Etats Unis sont devenus le premier à augmenter leur production de 1 mb/j pendant trois années consécutives. Ils atteignent encore des records à plus de 9,4 mb/j en 2015. Les Etats Unis deviennent les premiers producteurs de pétrole dans le monde (figure 3-2).

#### U.S. Field Production of Crude Oil

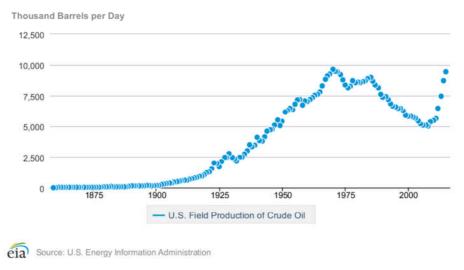
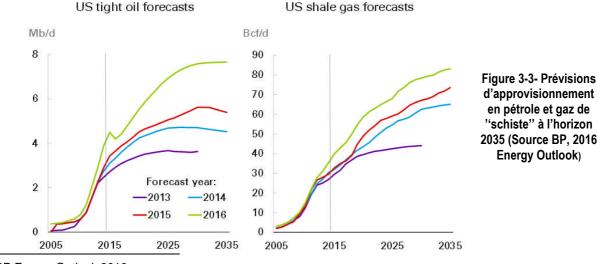


Figure 3-2- Evolution de la production du pétrole brut aux Etats-Unis depuis 1860 jusqu'à 2015 (Source EIA)

Cette "révolution" énergique découle principalement des progrès technologiques réalisés dans l'extraction du gaz et de l'huile de "schiste". Les États-Unis sont devenus ainsi en 2014 le premier producteur mondial d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), dépassant la Russie et l'Arabie saoudite. Avec le Canada, ils sont les seuls à exploiter cette filière en quantités commerciales. En effet, le développement du gaz et de l'huile de "schiste" a transformé l'approvisionnement énergétique aux États-Unis. Depuis 2009, les importations de pétrole ont diminué de plus de trois millions de barils par jour. L'effet fut encore plus sensible dans le secteur du gaz.

Cette "révolution" a fait passer le prix de 10 à 3 dollars/MMBTU entre 2008 et 2012. Mais, alors qu'il y a bien un marché pétrolier mondial, ce n'est pas le cas pour le gaz naturel pour lequel coexistent trois grands marchés régionaux. La chute des prix était donc restée confinée au marché nord-américain.

La production du pétrole et gaz de "schiste" aux Etats-Unis est supposée croître avec l'apport technologique. Les prévisions à différentes périodes ont donc été sujet de révisions à plusieurs reprises<sup>1</sup>. Ces prévisions ont été toujours à la hausse (figure 3-3).



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> BP Energy Outlook 2016

En plus de réduire le déficit commercial américain, cette "révolution" du gaz et pétrole de "schiste" a rendu plus compétitives les entreprises américaines. Elle a même généré une nouvelle ère d'industrialisation. L'accès à bon marché de l'énergie aux États-Unis a eu un effet direct sur le processus de délocalisation des entreprises américaines. Un grand nombre de compagnies choisissent de revenir en territoire américain<sup>1</sup>.

Un autre aspect de cette révolution réside dans le développement de l'exploitation des sables bitumineux en Alberta au Canada.

Le canada dispose d'immenses réserves de sables bitumineux. Avec la diminution des réserves de pétrole conventionnelles, le sable bitumineux représente un potentiel énergétique. Ce bitume ultra-visqueux a propulsé le Canada au rang de pétro-Etat en lui offrant les troisièmes réserves mondiales de brut<sup>2</sup> et le premier fournisseur de pétrole des Etats-Unis (figure 3-4).

#### U.S. Imports from Canada of Crude Oil and Petroleum **Products**

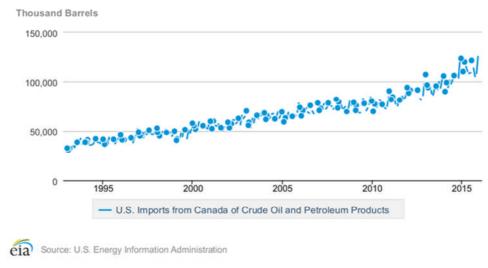


Figure 3-4- Evolution des importations du pétrole brut des Etats-Unis à partir du Canada (Source EIA)

La production de pétrole du Canada devrait croître de manière constante entre 3,74 Mb/j en 2014 jusqu'à 5,4 Mb/j en 2030 ce qui montre que la production de pétrole brut au Canada représentera plus de 40% de la production de l'Amérique du Nord<sup>3</sup>. Cependant, cette "révolution" aussi soudaine qu'inattendue engendre également de nouveaux défis, notamment en ce qui concerne l'acheminement de cette production intérieure vers le marché.

#### 3.3 Perspective d'exporter la révolution vers le reste du monde

D'autres pays possèdent d'importantes réserves de pétrole et gaz non conventionnels (c'est notamment le cas de la Chine, de la Russie Vénézuela et l'Algérie) et en profiteront dans un horizon à long terme. Toutefois, pour développer cette industrie, peu d'entre eux réunissent autant de conditions favorables que les États-Unis : vastes marchés énergétiques locaux, infrastructures déjà en place,

BP Statistical Review of World Energy June 2015

Gilles Vandal Révolution énergétique aux Etats-Unis, 2015

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Crude Oil Forecast, Markets & Transportation Canadian Association Of Petroleum Producers, June 2015

expertise technique sophistiquée, ressources hydriques et réglementations accommodantes.

#### 3.4 Conclusion

Les gaz et le pétrole non conventionnels ont jusqu'ici été développés essentiellement en Amérique du nord, en réponse à la baisse de la production des ressources conventionnelles. L'exploitation de ces ressources a été rendue possible grâce aux innovations technologiques.

Cette "révolution", qui a été facilitée par plusieurs facteurs liés aux conditions géologiques, politiques, économiques, technologiques et juridiques<sup>1</sup>, a joué un rôle important pour sortir les États-Unis de leur pire récession économique et a modifié si profondément l'équilibre du marché international de l'énergie que le rôle dominant des pays exportateurs comme la Russie et l'Arabie saoudite en a été affaibli. En permettant aux États-Unis de redevenir le premier producteur d'hydrocarbures dans le monde, cette révolution a ouvert une nouvelle ère de domination américaine dans la géopolitique mondiale.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Le sous-sol appartient au propriétaire du sol et il peut le louer, ce qui permet l'exploitation par des petites sociétés indépendantes prêtes à prendre le risque et incite à améliorer la technologie

# 4 IMPACTS ET RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

#### 4.1 Introduction

Les ressources non conventionnelles constituent la nouvelle cible de l'industrie pétrolière puisqu'elles permettront de renouveler les réserves et assurer en partie le futur énergétique de la planète. Toutefois, le développement rapide de l'exploitation de ces ressources et au-delà des performances industrielles avec la mise au point des technologies de forage directionnel et des méthodes de récupération in situ, cette industrie représente aussi un enjeu environnemental d'importance.

Cette section vise à présenter une étude générale sur les risques et impacts de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, principalement le pétrole et le gaz de "schiste", induits sur la santé humaine et l'environnement. Cette analyse est réalisée en tenant compte de l'ensemble des étapes des procédés d'extraction non conventionnels depuis la mobilisation des équipements jusqu'à la phase postfermeture. Elle s'appuie principalement sur les données de la littérature et est complétée par le retour d'expérience des opérateurs et organismes qui sont actifs dans cette filière.

L'analyse de la littérature met en évidence qu'une large majorité des analyses des risques est liée à la méthode de fracturation hydraulique du fait qu'elle suscite des grands débats dans plusieurs pays. De ce fait, l'analyse des risques et des impacts se focalisera sur cette technique qui présente également des enjeux en commun avec plusieurs méthodes utilisées dans l'exploitation des ressources non conventionnelles.

#### 4.1.1 Les techniques d'exploitation

Les propriétés physiques et chimiques des réservoirs dits non conventionnels diffèrent significativement des réservoirs conventionnels et dès lors s'impose un shift dans le paradigme de l'exploration et la production. Du fait de leur état ou de la nature de la roche dans lesquels ils se trouvent, on les en extrait par des méthodes dites "non conventionnelles" par rapport aux techniques couramment utilisées par l'industrie pétrolière et gazière.

Les réservoirs non conventionnels sont des réservoirs qui ne peuvent produire des volumes de pétrole et de gaz économiquement rentables sans faire appel à des méthodes de stimulation et des technologies de traitement massif.

Ces méthodes consistent en la création artificielle aux abords du puits d'une zone dans laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par l'accroissement de la perméabilité, soit par la réduction de la viscosité de ces fluides<sup>1</sup>.

Parmi les nombreuses méthodes utilisées dans la production et la récupération stimulée des ressources non conventionnelles, on distingue les catégories suivantes:

• Les techniques mécaniques : la fracturation hydraulique ou par explosifs, qui affectent la perméabilité de la formation;

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Role of Technology in Unconventional Gas Resources. The Future of Natural Gas Supplementary Paper SP 2.3

- Les techniques thermiques : le chauffage du puits et de son environnement grâce à des appareils descendus dans le puits ou par injection de fluide comme la vapeur d'eau qui agit sur la viscosité des fluides en place (exemple : CSS, SAGD VAPEX...);
- Les techniques chimiques: la production d'un puits est augmentée en introduisant directement des produits chimiques dans un réservoir productif afin d'ouvrir des passages d'écoulement par réaction de ces produits chimiques avec les minéraux et/ou les fluides en place (exemple: les traitements acides, injection de solvants...).

En ce qui concerne les gaz et huiles de "schiste", les gaz et huile des formations compactes, les gaz de couche (CBM), l'extraction fait appel à la technologie de la fracturation hydraulique combinée au forage directionnel. Cette méthode qui s'est énormément popularisée ces dernières années, sera détaillée dans le paragraphe suivant.

#### 4.1.2 La fracturation hydraulique

Les hydrocarbures non conventionnels se trouvant dans un milieu imperméable, leur production nécessite de créer une perméabilité de façon artificielle en fissurant la roche. La technique la plus employée actuellement est la fracturation hydraulique. Cette technique, a été introduite à la fin des années 1940 comme technique de stimulation de la production, pour des puits connaissant une productivité réduite. Les premières fracturations hydrauliques expérimentales ont été réalisées en 1947 dans les champs gazifières de Hugoton, dans le Kansas. Leur première utilisation opérationnelle a été initiée par la compagnie pétrolière Halliburton dans le Texas en 1949<sup>1</sup>.



Figure 4-1- Site d'exploitation avec la fracturation hydraulique et les quantités considérables d'équipements mis en œuvre (source Halliburton)

Dans l'exploration des puits des hydrocarbures non conventionnels (huile ou gaz de "schiste"), la fracturation des roches mères est une opération inévitable pour fissurer et disloquer ces dernières non poreuses et peu perméables afin de permettre à l'effluent piégé et emprisonné de se libérer, circuler et s'échapper. La fracturation s'effectue seulement sur le long du drain horizontal du puits de 1500 à 2000 m à travers un tube perforé par injection sous pression d'un fluide mélangé en volume

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> http://aoghs.org/technology/hydraulic-fracturing/

moyen (95% d'eau douce + 4.5% agent de soutènement + 0.5% additifs chimiques complexes divers).

Pour que le sable soit bien mobile dans l'eau de forage, sans faire de «bouchon» ou sans s'accumuler dans des «points bas», pour qu'eau et sable puissent bien s'insinuer dans les fissures des additifs, tels que des épaississants (gomme de guar) et autres composés aux propriétés physiques, chimiques ou bactériologiques particulières, seront mêlés à l'eau.

les paramètres d'injection sont en environs de: 300 ≤ Pinj ≤700 bars ;Vinj ≤2400 m/s, s'ajoutant aux 2,5.10<sup>7</sup> Pa de pression hydrostatique, afin de fracturer les roches, et donc de les rendre perméables¹. Chaque jet peut fracturer en horizontale jusqu'à 100 m et en verticale 10 m pour cette raison l'opération se répète 5 à 10 fois dans un puits avec une consommation d'eau cumulée allant jusqu'à 20000 m³. La refracturation d'un puits permet de prolonger sa durée de vie économique. Ceci peut se produire après 5 ans de production, quelques fois après 1 an minimum ou 10 ans maximum.

Pour rentabiliser la production, il faut avoir plusieurs puits sur une parcelle limitée. 30 à 50% de cette eau est récupérée pendant la production mais chimiquement polluée; on la traite pour la réutiliser dans d'autres fracturations tandis que le reste, est perdues dans la formation.

Les fissures ainsi créées viennent interconnecter le réseau déjà existant de fissures naturelles de la roche, ce qui permet de drainer les hydrocarbures (figure 4-2). Le fluide de fracturation récupéré est stocké dans des bassins avant d'être transporté vers des lieux de traitement.

#### Hydraulic fracturing - how it works

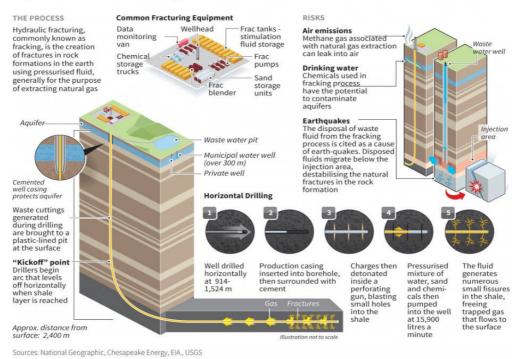


Figure 4-2- Illustration des étapes de la fracturation hydrauliques et des risques qui y sont liés<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Source <a href="http://blog.thomsonreuters.com/index.php/hydraulic-fracturing-fracking-graphic-of-the-day/">http://blog.thomsonreuters.com/index.php/hydraulic-fracturing-fracking-graphic-of-the-day/</a>). Consulté le 20 janvier 2016

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Shale Gas and Hydraulic Fracturing Framing the Water Issue.SIWI Report 34, 2014

#### 4.1.2.1 Composition des fluides injectés

L'eau représente généralement environ 94 % du fluide, le sable entre 5 % et 6 % et les additifs chimiques 0,15 % à 0,25 %.

Du sable plus ou moins fin est souvent utilisé comme agent de soutènement (Proppants), qui empêche les fractures de se refermer.

Enfin, des additifs sont ajoutés à l'eau pour s'assurer de l'efficacité et de l'efficience de la fracturation. Les additifs utilisés sont utilisés dans des proportions de 0,5% à 2% du fluide et sont présentés dans la figure ci-dessous.

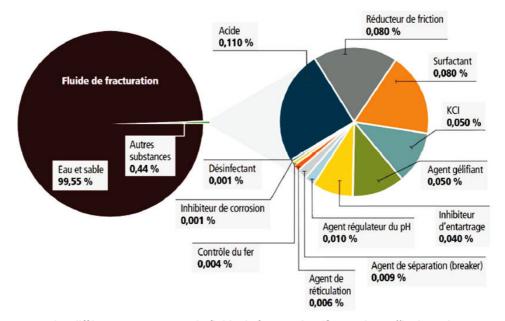


Figure 4-3 – Le rapport des différents composants du fluide de fracturation (Source https://hydrocarbures.gouv.qc.ca)

L'exploitation des hydrocarbures par la méthode de forage directionnel combiné à la fracturation hydraulique présente des risques (figure 4-2) ce qui a imposé des moratoires et des interdictions dans certains pays.

#### 4.1.3 Les techniques alternatives

A cause de certains moratoires sur la fracturation hydraulique et son impact sur les ressources hydriques et l'environnement, les opérateurs étudient d'autres techniques alternatives (Lenoir J. C., Bataille C., 2013). Comme par exemple :

- la facturation au propane qui a l'avantage d'un très bon taux de récupération (80%) mais elle est coûteuse et délicate. La société ecorpStim a mis au point une technique d'extraction à l'heptafluoropropane, propane fluoré dont le principal intérêt est d'être ininflammable<sup>1</sup>;
- la fracturation thermique: il s'agit de créer des différences de température. D'une part, ce chauffage permet de déshydrater la roche, ce qui conduit à une rétractation et donc à une fissuration de celle-ci. L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité de la roche, L'expulsion de l'eau favorise celle des hydrocarbures. D'autre part, le chauffage a pour effet d'augmenter la maturation du kérogène ou de favoriser la transformation d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers. Ce procédé nécessite une grande quantité d'énergie;
- la fracturation aux mousses (foams) d'azote (N<sub>2</sub>) ou de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>): pour fracturer des veines de charbons on utilise généralement de

-

<sup>1</sup> http://www.ecorpstim.com/fr/

l'azote. La fracturation au dioxyde de carbone est une technique avantageuse en termes d'élimination à la fois du besoin en eau et de la production des eaux usées (Tsuyoshi I. et al., 2012). Cependant, le volume de réservoir stimulé reste faible et le procédé nécessite des installations coûteuses ;

- La fracturation par arc électrique : 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. Cette technique 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.
- La fracturation pneumatique : elle 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 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 je range cette technologie dans la catégorie de la fracturation pneumatique. Elle se rapproche toutefois de la troisième catégorie de techniques alternatives : celles fondées sur des liquides sous pression autres que l'eau.

Cependant, il est clair que la rentabilité des puits demeure la principale raison qui pousse les entrepreneurs à chercher d'autres alternatives surtout quand les prix des hydrocarbures baissent et impacte le coût d'investissement (Olson B., Murtaugh D., 2014). Le recherche de techniques moins consommatrice d'eau s'explique par le fait que l'eau de facturation qui reste piéger dans les formations empêche le flux des hydrocarbures et par conséquent ralenti la production du puits et sa durée de vie (Bullis K. 2013)<sup>1</sup>.

### 4.2 Modèle conceptuel

Le modèle conceptuel est un outil souvent utilisé dans les évaluations environnementales et qui illustre les conditions et les activités sur le site, les sources de contamination, ainsi que les processus physiques, chimiques et biologiques qui influent sur le transport des contaminants vers les récepteurs potentiels du milieu. Le diagramme illustré dans la figure 4-4 concerne le processus de la fracturation hydraulique et représente les principales voies de transfert des contaminants. Les sources de contaminations sont décrites comme équipements, produits chimiques et fluides utilisés.

Le choix du processus de la fracturation hydraulique dans ce modèle est essentiellement lié aux quantités importantes d'intrants mis en œuvre, les contaminants potentiels préoccupants (Constituents of potentiel concern (COPC)) et la diversité des voies d'exposition.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> https://www.technologyreview.com/s/512656/skipping-the-water-in-fracking/ Consulté le 15 mai 2016

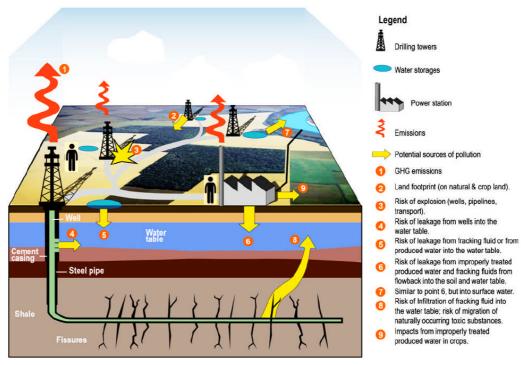


Figure 4-4- Modèle conceptuel lié au processus de la fracturation hydraulique (source http://www.unep.org)

Sur la base de ce schéma, les impacts seront étudiés pour chaque cible identifiée.

#### 4.3 Impact sanitaire

L'exploitation des ressources non conventionnelles engendre des risques potentiels pour la santé. Néanmoins, ces risques ne sont pas suffisamment documentés et les études qui permettraient de sortir du doute sur leur réalité et l'ampleur de ces risques potentiels, manquent. Il faut noter que ces études se sont focalisées sur l'impact à court terme et reflètent le développement récent et rapide de l'extraction de ces ressources<sup>1</sup> et donc sans tenir compte de l'effet chronique ou cumulatif (S.Gosman, 2013). La plupart de ces études concernent l'impact sur les ressources en eau et comment elle peut affecter la santé humaine.

Comme mentionné précédemment, une centaine de produits chimiques jouent un rôle important dans le processus d'extraction des hydrocarbures non conventionnels. Une liste des produits fréquemment utilisés dans la fracturation hydraulique est reprise en annexe 1. Le secret gardé sur ces produits chimiques ainsi que sur leur mélange utilisés dans la technique de fracturation a soulevé beaucoup d'inquiétudes et de débats sur le risque potentiel d'atteinte à la santé humaine (Cleary, 2012; Kibble et al., 2013; Peduzzi and Harding Rohr Reis, 2013). Le problème est qu'il existe peu d'informations sur la composition des fluides de fracturation. Cela est dû au fait que les entreprises ont l'habitude de concevoir leurs propres fluides avec des additifs spécifiques et préfèrent garder leurs compositions confidentielles, espérant ainsi préserver un avantage économique sur leurs concurrents (K. B. Hall, 2013).

Selon EPA, il y a plus que 435 produits avec 344 composants chimiques qui sont utilisés dans la complétion d'un forage. La majorité de ces produits ne dispose que

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Environmental health impacts of unconventional natural gas development: A review of the current strength of evidence Angela K. Werner, Sue Vink, Kerrianne Watt, Paul Jagals

peu d'information quant à leur caractère nocif. Toutefois, 75% de leurs composants sont connus comme irritants, tandis que 37% sont de possibles perturbateurs endocriniens et entre 20% et 30% comme cancérigène. A noter que même utilisés en faibles concentrations, un grand nombre de produits chimiques peuvent avoir potentiellement des effets nocifs liés à l'exposition chroniques (Colborn et al., 2011; Rafferty and Limonik, 2013).

Le risque pour la santé humaine existe par le biais de différentes voies d'exposition principalement à travers l'air et l'eau. Ceci se produit en particulier durant le transport des eaux usées, de leur entreposage, utilisation du sable (ingestion de particules y compris la silice) ou causé par un confinement défaillant des gaz et des fluides, dues à une mauvaise cimentation des puits et donc perte d'étanchéité. Ainsi, les composés toxiques qui se retrouvent dans l'air ou dans l'eau sont susceptibles d'entraîner notamment des cancers, des problèmes pulmonaires, des allergies, des atteintes aux organes ou des problèmes neurologiques (Colborn et al., 2011).

En effet, étant donné que les forages d'injection sont en contact direct avec les différents aquifères, notamment les moins profonds utilisés comme ressource d'eau douce, une mauvaise étanchéité des puits peut causer la diffusion des contaminants dans la nappe souterraine qui draine la pollution pour impacter le sol et les zones de captages d'eau (voir section 4.5 et 4.6). Cette contamination des eaux souterraines peut représenter un risque pour la santé humaine à travers diverses voies d'exposition : contact dermique, bain, inhalation, intrusion de vapeur de composés organiques volatils et d'oxyde de soufre, eau de boisson...etc (Split Estate by Bullfrog Films, Colborn et al., 2011).

En outre, plusieurs contaminants associés à la fracturation, comme le benzène, le xylène et le diméthylformamide, constituent des perturbateurs endocriniens (Colborn et al, 2012; Kassotis et al, 2014; Picot, 2012). Les effets peuvent survenir même avec de petites doses de composés toxiques (Vandenberg et al, 2012).

Il est important de noter que le flowback présente plus de risque d'intoxication que les fluides d'injection. En effet, Pendant le forage puis la remontée des fluides à la surface (le flowback), le méthane peut fuir : il longe les tuyaux et pompes jusqu'à la surface où il s'échappe dans l'atmosphère. De plus, lorsque le fluide de fracturation remonte (on estime que 30% à 50% du fluide de fracturation remonte à la surface), il apporte avec lui des gaz toxiques, les produits chimiques qui étaient contenus dans les additifs (certains d'entre eux sont volatils) ainsi que les contaminants présents dans les formations traversées : les métaux lourds qui, même à faible concentration, peuvent engendrer un risque pour la santé humaine (Colborn et al, 2011).

En ce qui concerne la qualité de l'air, l'impact de la production des ressources non conventionnelles, surtout sur les zones proches des lieux d'exploitation, peut avoir un effet néfaste sur la santé de la population exposée aux émissions atmosphériques. Les émissions chimiques dans l'air : COV, BTEX, HAP, O<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub>... engendreraient diverses maladies (McKenzie et al, 2012).

#### 4.4 Rejets atmosphériques

Globalement, les émissions générées par la combustion des énergies fossiles ne se résument pas à la production de CO<sub>2</sub>. Une série d'autres gaz, composés et particules fines sont également émises, à savoir<sup>1</sup> :

- oxydes de soufre, dont SO<sub>2</sub> impliqués dans la formation de pluies acides qui acidifient les océans et perturbent la santé des écosystèmes;
- oxydes d'azote dont protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), impliqués dans la formation de pluies acides et dans la formation d'ozone troposphérique;
- noir de carbone (black carbon);
- composés organiques volatiles (COV);
- hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP);
- métaux lourds.

En outre, l'exploitation de ressources non conventionnelles requiert d'autres procédés et techniques qui contribuent à augmenter la pollution atmosphérique.

Les émissions dans l'air associées à la production du gaz et du pétrole non conventionnels ont été soulevées comme un sérieux risque d'atteinte à la santé publique. Ces émissions ont été identifiées à différentes étapes de la production : travaux de forage et de complétion, fluides de retour (flowback), traitement, stockage et transport.

Un nombre non négligeable de polluants est émis vers l'atmosphère durant les différentes étapes de l'extraction. Ces polluants sont majoritairement les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les particules (PM), dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les composés organiques volatils (COV), Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et le méthane (R.A Field, J. Soltis, S. Murphy, 2014). De plus, certains des polluants atmosphériques contribuent à la formation de gaz à effet de serre, comme les COV et les NOx qui forment l'ozone.

Les principaux polluants qui émanent des opérations d'exploitation et de production sont repris dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4-1 : Sources d'émissions de polluants dans l'air associées à la fracturation hydraulique (Divers ressources, Auteur)

Type de source	Origine des émissions	Type de polluants
Sources fixes	Les machines (installation du process, transformateurs, condensateurs, compresseurs, etc)	70 % émissions NOx
		CO, SO <sub>2</sub> , COV, BTEX, HAP, $H_2S$ , $n$ -hexane, Formaldéhyde
	Déshydratation du gaz	
Sources mobiles	Engins pneumatiques (véhicules de	NOx, COV
	transport ex. les camions, foreuses mobile)	50% des émissions de méthane, PM
Sources fugitives	Emanations fugitives : équipements, mélange de produits chimique, fluides de retour (flowback), bassins de stockage d'eau produite	COV, HAP, méthane, BTEX
	Evénements exceptionnels (incendies, accidents)	

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> EPA (United States Environmental Protection Agency)

-

Une fois l'eau et le gaz récupérés à la surface, le gaz doit être déshydraté avant d'être envoyé dans les gazoducs, pour condenser l'eau et les hydrocarbures lourds qui réduisent l'efficacité du flux de gaz. Pour cet effet on utilise du glycol, qui absorbe l'eau et les COV lourds (dont les hydrocarbures aromatiques : BTEX). Puis on chauffe pour régénérer le glycol, et à ce moment les BTEX et d'autres COV sont relâchés. Ce sont des polluants atmosphériques dangereux, il est donc préférable de les brûler plutôt que de les stocker. Cependant même si la combustion est une meilleure solution, elle génère quand même des émissions atmosphériques importantes (R.A Field, J. Soltis, S. Murphy, 2014).

L'eau produite récupérée en surface est stockée dans des bassins d'entreposage. Dans ces bassins il y a des phénomènes de dégazage et d'évaporation importants, et une quantité très importante de produits chimiques passe dans l'air.

Il faut noter que des fuites très importantes de méthane ont lieu pendant toutes les étapes de l'extraction : forage, fracture, flowback, séparation de l'eau/du gaz, stockage de l'eau produite, etc.

Il est aussi intéressant de remarquer que l'extraction est une activité qui nécessite de nombreuses opérations de maintenance : il faut régulièrement reforer, refracturer (workovers). Ceci élève donc le taux de pollution atmosphérique global à cause du nombre important d'engins motorisés employés à ces fins.

Un autre phénomène existe également dans les vieux puits : l'accumulation d'hydrocarbures liquides ralentit et peut bloquer la production de gaz (liquids loading). Ils doivent alors être retirés : c'est le liquids unloading. C'est un processus polluant pour l'atmosphère car lors de cette opération de retrait d'importantes émissions de méthane sont constatées (R.A Field, J. Soltis, S. Murphy, 2014).

Enfin, le torchage est également une source de pollution de l'air. Le gaz brûlé en torchère contient en effet des hydrocarbures comme du méthane, du propane, de l'éthylène, du propylène, du butadiène et du butane. La combustion souvent inefficiente et incomplète génère des imbrûlés ou produits intermédiaires – composés organiques volatiles, des hydrocarbures aromatiques polycycliques, des oxydes de soufre, oxydes d'azote etc. – particulièrement néfastes pour l'environnement.

Parmi les atteintes à l'environnement générées par le torchage, on peut citer, également:

- émission de gaz à effet de serre et donc contribution aux changements climatiques;
- formation de pluies acides qui impactent la qualité des sols, de l'eau et les écosystèmes agricoles, forestiers et marins;
- problèmes de croissance de la végétation (perturbation du cycle de floraison);
- dégradation des sols, notamment par un changement de l'activité microbiologique dû à une modification du pH et de la densité apparente.

# 4.5 Les eaux usées

Les eaux usées correspondent aux eaux récupérées du puits subséquemment à la fracturation hydraulique. D'une part, elles comprennent les eaux de reflux (flowback), soit la portion des fluides de fracturation injectés qui remonte. D'autre part, elles se composent de l'eau qui se trouvait naturellement dans les formations géologiques (produced water) liées aux couches contenant les hydrocarbures.

En plus des produits chimiques et du sable utilisés initialement, des éléments chimiques potentiellement polluants sont libérés des formations géologiques lors de la fracturation, notamment des sels, des hydrocarbures, des métaux lourds et des éléments radioactifs (figure 4-5).

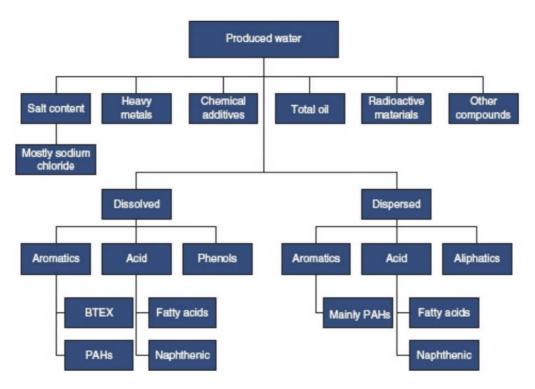


Figure 4-5- Les différents contaminants issus des eaux produites lors de la fracturation hydraulique (source M.D. Holloway and O. Rudd, 2013)

Ces eaux usées sont stockées sur le site dans des grands bassins de décantation avant d'être traitées et rejetées dans les eaux de surface ou éliminer directement en les réinjectant dans des puits profonds ou bien, réutilisées à nouveau dans le processus de fracturation (figure 4-6). Dans ce dernier cas, les opérateurs stockent ces eaux dans des citernes. Cette pratique limite les émissions des polluants volatils dans l'atmosphère (M.D. Holloway and O. Rudd, 2013).



Figure 4-6- Vue aérienne d'un site d'exploitation avec la fracturation hydraulique et le bassin de décantation des eaux usées (source Environmental Health Perspectives (EHP))

En effet, à l'heure actuelle, il existe quatre solutions de gestion des eaux usées, soit<sup>1</sup>:

- le traitement par le biais des unités mobiles de traitement ou par des ouvrages municipaux avant le rejet dans les eaux de surface. Le cas échéant, la technologie de traitement retenue varie selon les volumes d'eaux usées, ainsi que la concentration et le type de contaminants.
- la réutilisation des eaux de reflux dans une fracturation subséquente. Cette pratique est courante aux États-Unis, après un traitement partiel des eaux, permettant de réaliser des économies importantes². Le recyclage a l'avantage théorique de diminuer le nombre de prélèvements d'eau requis pour la fracturation. Toutefois, seule une proportion de 30 à 50 % des eaux de fracturation remonte à la surface, ce qui implique que la part de l'eau recyclée est bien faible par rapport à la totalité de l'eau requise. Enfin, plusieurs éléments, notamment du baryum, du calcium, du fer et du magnésium, se trouvent en proportion importante dans les eaux usées. Puisque ces éléments peuvent former du tartre, les fractures sont susceptibles d'être bloquées par le biais de la réutilisation des eaux³.
- l'injection en profondeur dans les formations géologiques.

<sup>3</sup> Coalition Eau Secours, 2014

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Québec. MDDEFP. Direction des politiques de l'eau. Service des eaux industrielles, 2012

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Québec. Comité de l'ÉES sur le gaz de "schiste", 2014

Il existe finalement peu d'informations disponibles au sujet des meilleures pratiques à adopter pour le traitement et la disposition des eaux de reflux relativement aux exploitations déjà en activité aux États-Unis. Les méthodes et les infrastructures actuellement prévues ne sont pas adéquates. Pourtant, il s'agit d'un enjeu majeur à considérer étant donné les risques que ces eaux sont susceptibles d'engendrer sur l'environnement et la santé<sup>1</sup>. En effet, en réponse à ce problème, des usines de traitement spécialisées ont été mises sur pied aux États-Unis. Toutefois, même une usine de traitement spécialisée ne semble être en mesure d'éliminer complètement la contamination des eaux de reflux. En effet, une étude récente (Warner et coll., 2013) fait état d'une contamination des eaux de surface causée par l'effluent d'une usine de traitement spécialisé (« brine treatment plant »). L'usine en question traite exclusivement les eaux de reflux de l'exploitation du gaz de "schiste" en Pennsylvanie. À une distance de 2 km de l'usine, les concentrations de chlore, de bromure et de radium (élément radioactif) étaient respectivement 5, 40 et 200 fois plus élevées que les concentrations de fond (background concentrations) de ces substances (Warner et coll., 2013).

# 4.6 Dispersion des contaminants dans la nappe souterraine

L'existence de chemins préférentiels entre la nappe souterraine et les sources potentielles de contaminants rend cette ressource vulnérable.

En effet, les contaminants présents dans les liquides de fracturation et dans les eaux de production et de reflux peuvent atteindre la nappe souterraine selon divers mécanismes, parmi lesquels (T. Myers, 2012) :

- Défaut d'étanchéité des tubages (casing) des forages d'injection. Les liquides de fracturation, tout comme les hydrocarbures libérés par la fracturation et diverses substances qui risquent d'être mises en solution du fait d'interactions physico-chimiques entre le fluide injecté et le massif rocheux, pourraient voyager à l'extérieur du puits afin d'atteindre les aquifères souterrains;
- un déversement accidentel en surface; les contaminants pourraient alors migrer de la surface jusqu'aux aquifères souterrains;
- la remontée des hydrocarbures, du liquide de fracturation et diverses substances des profondeurs jusqu'aux aquifères par des failles naturelles du sol. Ces produits ne suivraient plus le chemin défini par le puits, mais remonteraient à la surface selon d'autres chemins préférentiels et de façon non contrôlée.

Toutefois, malgré certaines mesures mises en place par l'industrie visant à éviter la contamination des aquifères souterrains, telles que l'installation de tubes en acier recouverts de ciment à l'intérieur des puits, les opérations de fracturation induisent souvent des fissures dans la cimentation et provoquent la migration des contaminants (T. Myers, 2012). Ces voies de transfert sont illustrées dans le schéma repris dans la figure ci-dessous.

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Coalition Eau Secours, 2014; Environnement Jeunesse, 2014; Québec. MDDEFP. BCÉS, 2013c.

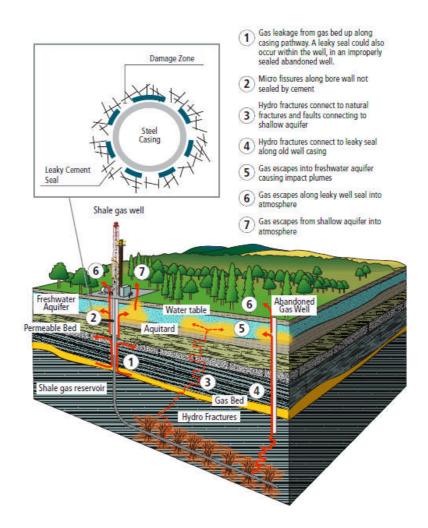


Figure 4-7- Représentation schématique des voies de transfert des contaminants vers la nappe souterraine<sup>1</sup>

# 4.7 Impacts sur les eaux de surface

Comme mentionné, l'utilisation de larges volumes d'eau requis pour la fracturation hydraulique ou pour tout processus de traitement des hydrocarbures non conventionnels (le cas du gaz de houille, des huiles extra-lourdes et des bitumes), génère un large volume d'eau contaminé pouvant atteindre les aquifères, mais également les eaux de surface. Différents mécanismes peuvent généralement résulter en une contamination des eaux de surfaces (Rozell et Reaven, 2012):

- rejet des eaux de reflux et de production dans les eaux de surface ;
- fuite des bassins de décantation sur le site vers les eaux de surfaces ;
- déversement accidentel lors du transport vers le lieu de traitement ;
- déversement lors du traitement des eaux...

La nature de ces eaux usées, avec des concentrations en sels et substances chimiques, limite les options de traitement et d'élimination. Il est considéré que le traitement des eaux de reflux ne peut être accompli par un traitement des eaux

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Environmental Impacts Of Shale Gas Extraction In CANADA. The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction, 2014. Council of Canadian Academies

usées conventionnelles (Rozell et Reaven, 2012). Le cas échéant, une quantité importante de sels, de solides en suspension de substance chimique est émise dans les eaux de surface (Rozell et Reaven, 2012). Dès lors, les effets associés aux rejets de ces eaux sur les masses d'eau superficielles environnantes engendrent des conséquences néfastes pour l'environnement. Les impacts recensés sont associés à des modifications de la quantité et de la qualité de l'eau (salinité, turbidité, débit, température et PH).

Afin d'éliminer complètement le risque de contamination des eaux de surface, il ne resterait donc que l'option d'éliminer les eaux usées en les réinjectant dans des formations géologiques profondes. Cette pratique est courante en Amérique de Nord, particulièrement aux Etats-Unis (figure 4-8)<sup>1</sup>.

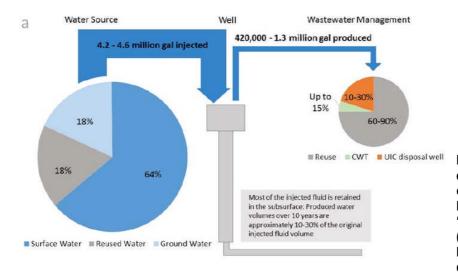
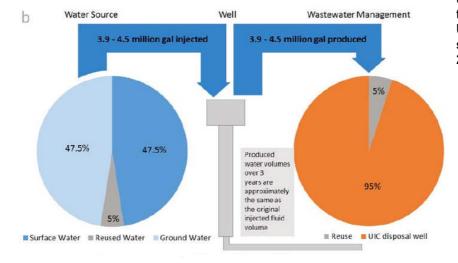


Figure 4-8- Les sources et volume d'eau mise en œuvre dans l'exploitation des "schistes" de Marcellus (a) et des "schistes" de Barnett (b) avec le mode de gestion des eaux usées. CWT (centre de traitement des déchets), UIC (injection dans le sous-sol) (source : EPA, 2015)



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> United States Environmental Protection Agency (EPA), 2015

# 4.8 Risque de contamination des sols

La contamination des aquifères ne peut se produire sans passer par une contamination préalable des sols. L'ampleur de cette contamination dépend de la quantité et de la composition des hydrocarbures, de la composition du liquide de fracturations et eaux de reflux et de production déversées au sol.

Si on considère que de nombreuses activités d'extraction des hydrocarbures non conventionnels se trouvent dans des zones agricoles, les émanations peuvent se répandre dans les environs et l'épandage d'eaux chargées en sels à la surface de sols peut localement mettre en péril la qualité des cultures et de l'élevage<sup>1</sup>.

Cependant, il est difficile d'évaluer les effets réels de ces diverses substances considérant leur très faible concentration dans les liquides d'injection qui est composé de plus de 99 % d'eau et de sable. Mais, une dégradation potentielle des services écosystémiques des sols n'est pas exclue.

# 4.9 Impact sur les ressources

## 4.9.1 Besoin en eau

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels exige des quantités importantes d'eau qui proviennent essentiellement des eaux de surface. Ces quantités d'eau requises pour les activités d'exploration et d'exploitation varient selon la composition et la profondeur de la formation géologique, la longueur des forages horizontaux et les fluides injectés<sup>2</sup>.

La fracturation hydraulique est aujourd'hui la technique très majoritairement employée pour l'exploitation des gisements non conventionnels. Cette technique de fracturation hydraulique nécessite une quantité d'eau importante : en moyenne, il faudra approximativement 1670 m³/fracturation (870 à 3400 m³/fracturation) (CIRAIG, 2014) ce qui se traduit (si l'eau de reflux n'est pas réutilisée sur site) :

- o près de 20 000 m³/puits (870 à 61 200 m³/puits pour 1 à 18 fracturations par puits) ;
- o près de 160 000 m³ d'eau par site (approximativement la quantité d'eau contenue dans 64 piscines olympiques).

Afin de diminuer les quantités d'eau prélevée, l'industrie privilégie la réutilisation des eaux de production et de reflux. Toutefois, même en considérant une réutilisation de l'eau sur site, il est estimé que seulement 30 à 50% de l'eau injectée dans le puits remontera à la surface (CIRAIG, 2014); un apport d'eau « neuve » sera donc nécessaire.

Selon plusieurs rapports, il est estimé que 50 à 70 % de l'eau injectée lors de fracturations hydrauliques ne revient pas à la surface. Comme mentionné précédemment, appliquées sur ce 30 à 50 % d'eau, les possibilités de recyclage évoquées par certaines compagnies comme mesure d'économie d'eau n'auraient qu'une portée limitée, et ce, pour les cas où une telle mesure serait mise en place.

<sup>2</sup> Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de "schiste", 2014

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Collectif scientifique sur la question du gaz de "schiste" au Québec, 29 mai 2014

Les prélèvements aux fins des opérations de fracturation peuvent créer des conflits d'usage, notamment avec les écosystèmes aquatiques, l'approvisionnement en eau potable, l'agriculture et les besoins des autres industries (H. Cooley, 2013).

# 4.9.2 Besoin en énergie

L'extraction des huiles et gaz non conventionnels exige des processus et des technologies qui diffèrent considérablement de ceux utilisés dans les ressources conventionnelles, en terme d'intrants énergétiques, de coût et d'impacts sur l'environnement.

L'énergie requis pour produire des hydrocarbures est relativement faible dans les gisements conventionnels (6% de l'énergie produite). Cette proportion augmente considérablement dans le cas où il faut faire appel à la fracturation et aux procédés thermiques pour extraire du pétrole, parce qu'ils sont là finement disséminés dans la roche mère. D'autant plus qu'il s'agit des hydrocarbures lourds comme le cas des sables et "schistes" bitumineux dont la viscosité élevée nécessite un apport supplémentaire d'énergie (ETSAP, 2010)<sup>1</sup>.

Une analyse de la balance énergétique du développement du gaz de "schiste", basée sur le taux de retour énergétique (energy return on investment (EROI)), avait démontré que l'énergie dépensée dans l'exploiation du gaz de "schiste" dépasse celle investie dans le gaz naturel conventionnel (figure 4-9). Cette différence est due essentiellement à la technique de fracturation (H. Yaritani, J. Matsushima, 2014). L'énergie dépensée dans chaque étape de la fracturation est présentée dans le schéma ci-dessous.

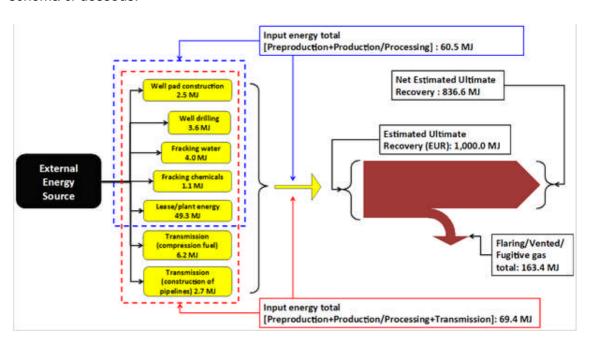


Figure 4-9- Diagramme de flux d'énergie dans le processus d'exploitation du gaz de "schiste" (H. Yaritani, J. Matsushima, 2014)

La production du pétrole non conventionnel s'avère plus énergivore que le gaz non conventionnel. Les intrants énergétiques pour la production des huiles extra-lourds sont estimés entre 20% et 25% de l'énergie produite, ils peuvent atteindre 30% pour les huiles de "schistes" bitumineux et sable bitumineux ce qui les rend cinq fois plus

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> http://www.iea-etsap.org/web/E-TechDS/PDF/P02-Uncon%20oil&gas-GS-gct.pdf

énergivore que le pétrole conventionnel. Ces proportions varient en fonction du procédé mis en œuvre : traitement in-situ ou ex-situ (A. R. Brandt, 2009).

Cependant, étant donné la limite de disponibilité des données, la majorité des auteurs marquent leurs incertitudes concernant ces résultats.

# 4.10 Impact sur le paysage

L'exploitation des huiles et gaz non conventionnels nécessite le déploiement d'installations de surface pour répondre aux besoins de forage, de collecte, de stockage, de traitement et de transport des fluides. Elle requiert également des installations spécifiques pour le mélange des fluides comportant divers produits chimiques et l'injection sous haute pression. Le stockage des eaux de reflux permet aux opérateurs de réutiliser ces fluides autant que possible pour de futures opérations de fracturation. Bien entendu, ceci suppose le traitement préalable de ces eaux ainsi qu'un surdimensionnement des bassins de rétention.

Ces activités nécessitent l'aménagement du site pour accueillir toutes ces infrastructures et installations avec des voies d'accès qui doivent être construites pour atteindre le site de forage. En outre, les exploitations de gaz non conventionnel exigent un nombre de puits important pour extraire la totalité de gaz d'une région contrairement au gaz naturel conventionnel qui n'a besoin que d'un puits. De ce fait, l'aménagement de l'ensemble des infrastructures requises entraîne la fragmentation des habitats, ce qui bouleverse le territoire en engendrant la création de plusieurs petites superficies isolées. La multiplication des puits de forage entraîne un mitage du paysage, aggravé par l'ensemble des autres infrastructures nécessaires à l'exploitation (figure 4-10).



Figure 4-10- Paysage d'exploitation du gaz de "schiste" dans le Wyoming (USA) (source www.damascuscitizensforsustainability.org/)

Etant donnée la proximité des puits les uns avec les autres, les exploitations sont entièrement fermées et peuvent prendre une surface de plusieurs dizaines d'hectares. L'espace nécessaire pendant la période de forage pour un puits est entre

2 et 3 hectares de superficie, car elles doivent permettre le forage de multiples puits et recevoir le matériel, les substances chimiques et le sable qui sont utilisés dans la fracturation hydraulique. Lorsque les forages sont terminés, l'espace occupé par l'exploitation reste très conséquent car les puits sont très espacés entre eux. Or, un territoire fragmenté est moins propice à la protection de la faune et de la flore. Les conséquences sont encore plus importantes si le morcellement se produit dans un territoire forestier<sup>1</sup>.

# 4.11 Impact sur l'affectation du sol et sur les écosystèmes

Vu l'espace occupé par les installations et les équipements de production, lorsque la mise en exploitation des gisements non conventionnels a lieu dans des zones boisées, il faut défricher le terrain pour permettre la construction des plateformes de forage et des autres éléments d'infrastructure. De même, l'activité agricole ou d'élevage ne peut être conciliée avec les activités d'exploitation (figure 4-11).



Figure 4-11- Localisation d'un site d'exploitation du gaz de "schiste" dans une zone agricole (source https://gazeta.eot.su)

Le défrichage de zones boisées et la consommation des terres pourraient fragmenter les écosystèmes et créer des zones de transition entre les habitats perturbés et les habitats intacts. Ces deux phénomènes peuvent perturber la structure et la fonction des écosystèmes, tout en modifiant le milieu physique et la disponibilité des ressources auxquelles la faune a accès<sup>2</sup>

De ce fait et considérant les nombreux impacts sur le milieu naturel identifiés précédemment, les écosystèmes seront affectés négativement par les diverses activités d'exploration et d'exploitation non conventionnelles :

modification, fragmentation et réduction de la taille des habitats;

<sup>2</sup> « Le gaz de "schiste" au Canada Risques environnementaux et réglementation ». Publication no 2015-18-F, 26 février 2015

Collectif scientifique sur la question du gaz de "schiste", 2014

- diminution des ressources hydriques : le prélèvement d'eau dans les eaux de surface pourrait réduire significativement leur débit, ce qui peut dégrader l'habitat du poisson;
- écotoxicité : exposition à des contaminants ;
- possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive;
- Interférence avec les activités et le comportement des animaux suite aux émissions de poussières/particules, à l'augmentation du bruit, à l'augmentation de la luminosité, à l'augmentation de la fréquence des transports et à toutes autres activités humaines potentielles.

# 4.12 Risque lié à l'abandon post fermeture

Les puits dans les gisements non conventionnels où la production est obtenue par la fracturation de la roche mère ont un fort débit la première année, mais ce débit décline bien plus rapidement que le déclin observé pour les puits dans les gisements classiques. L'augmentation de la production globale année après année avant 2014 était due principalement à l'augmentation constante du nombre de puits forés et fracturés (figure 4-12).

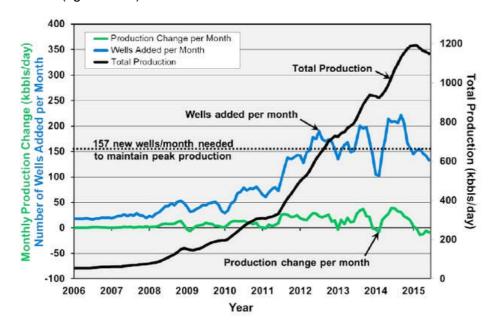


Figure 4-12- Variation mensuelle de la production de pétrole de "schiste" à Bakken contre le nombre de nouveau puits ajouté à la production depuis 2006 jusqu'à 2015 (source Drillinginfo, Septembre 2015)

Le déclin des puits de production par la fracturation se situe entre les 2/3 et 4/5 la première année (figure 4-13). C'est très diffèrent des gisements conventionnels où après 10 ans et plus, les puits débitent encore à 80% de leur production initiale (Durand, 2013).

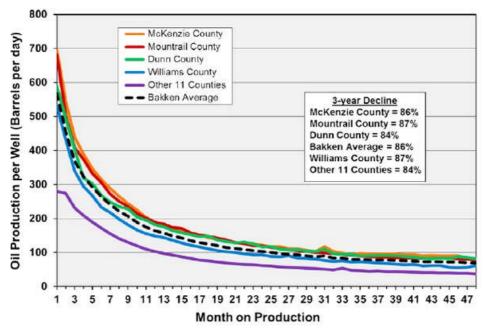


Figure 4-13- Profil de production type d'un puits horizontal de gaz de "schiste" de Bakken (source Drillinginfo, Septembre 2015)

A la fin des opérations commerciales de ces installations, le puits et le grand volume de roche modifié par la fracturation, ne peuvent pas être « démantelé ». C'est impossible d'enlever la présence du puits et de remettre le massif rocheux à l'état antérieur. La fracturation de ces formations dont l'exploitation est beaucoup plus intense et beaucoup plus étendue dans le temps comme dans l'espace par rapport aux gisements conventionnels, est une modification irréversible, permanente du substratum. La restauration d'un site ne se fait qu'en surface de façon cosmétique.

Le gaz et pétrole de "schiste" et formations compactes se remettent progressivement en pression en raison de l'écrémage très incomplet des hydrocarbures initialement présents. Cela signifie que bien que commercialement devenus inintéressants, ces débits faibles sont persistants dans le temps, malgré le vieillissement de la fracturation et par conséquent des fuites massives quasi-certaines se reproduiront après la fin de vie technologique et de l'abandon (figure 4-14) (Durand, 2013).

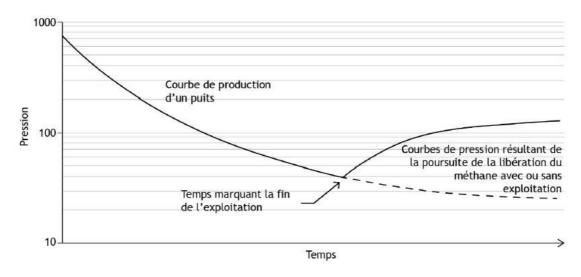


Figure 4-14- Courbe de pression et de débit du gaz en fonction du temps (Durand, 2013)

#### 4.13 Risque sismique

L'exploitation minière, pétrolière et gazière, en général, induit des séismes qui peuvent être liés à différents mécanismes<sup>1</sup>:

- l'augmentation de pression de pores suite à l'injection de fluide : cela diminue la friction interne de la roche et peut provoquer un déplacement par secousses le long des surfaces de rupture existantes ;
- la variation de volume des interstices de la roche liée à l'injection de liquides ou l'extraction de gaz dans le sous-sol influe sur les contraintes de pression et peut provoquer l'apparition de nouvelles failles ou réactiver des failles déjà existantes;
- o le comportement thermoélastique lié à l'injection de l'eau froide qui induit une des tensions liées à la contraction de la roche :
- le déficit de masse lors d'extraction minière massive.

L'exploitation du pétrole et du gaz non conventionnel par la technique de fracturation, afin d'augmenter la perméabilité des roches, ainsi que la réinjection des fluides dans le sous-sol induisent des modifications de la pression interstitielle et de température qui peuvent avoir des effets sur les forces et contraintes auxquelles les couches sont soumises. Cependant, certaines études montrent l'augmentation de la pression interstitielle lors de la fracturation hydraulique et l'apparition de fissures de traction, et de cisaillement dans une moindre mesure, sont limitées localement et génèrent assez rarement des secousses perceptibles. En effet, les argilites sont des formations rocheuses dotées d'une faible résistance interne ce qui limite la propagation des contraintes différentielles. Par conséquent, la probabilité d'occurrence d'un fort séisme est plus faible dans les argilites que dans les roches cristallines<sup>2</sup>.

Selon USGS, depuis 2010, l'augmentation du nombre de secousses aux Etats-Unis est principalement associée à l'activité d'exploitation des gisements non conventionnels (figure 4-15) et surtout à l'élimination des eaux usées par injection dans le sous-sol via des puits profonds, ce qui augmente considérablement la pression interstitielle comparée à celle générée par la fracturation hydraulique.

Des risques qui s'additionnent à ceux déjà encourus par les risques naturels de tremblement de terre. Ainsi, le fait d'inclure les secousses sismiques résultant d'activités humaines a fortement accru dans l'évaluation de risque dans plusieurs parties des Etats-Unis. Dans les six Etats les plus à risques, l'Oklahoma, le Kansas, le Texas, le Colorado, le Nouveau-Mexique et l'Arkansas, l'USGS a relaté des secousses puissantes et des dégâts dus à l'activité d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels<sup>3</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> http://www.seismo.ethz.ch/sed/100/Snapshots/03/index\_FR

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Risques, potentiels et opportunités liés à la fracturation hydraulique (fracking). Evaluation et actions recommandées par la Commission fédérale de géologie CFG. Confédération suisse.

http://earthquake.usgs.gov/research/induced/ consulté le 09 mai 2016

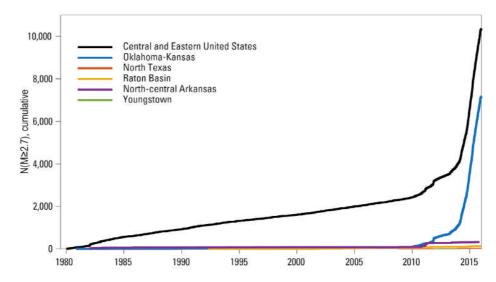


Figure 4-15- Evolution du nombre de séismes (magnitude cumulés) en fonction des zones géographiques considérées aux Etats-Unis (source www.usgs.gov/)

# 4.14 Impact sur le climat

Il est bien évident que l'extraction et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels vont prolonger l'ère des énergies fossiles, et par conséquent augmenter les émissions des GES. Or, il faut éviter de dépasser le seuil de 450 ppm pour avoir une chance de maintenir la hausse de température moyenne en deçà de 2 °C. Ce seuil de deux degrés fait l'objet d'un consensus international et a été repris par l'accord des chefs d'État à Copenhague en 2009. Mais certains chercheurs pensent que ce seuil de 2°C est peut-être trop élevé et jugent qu'il faudrait viser 1,5°C et ramener la concentration de CO<sub>2</sub> à 350 ppm<sup>1</sup>. Selon le GIEC le budget des émissions de CO2 dues à l'homme ne doit en aucun cas excéder 3200 milliards de tonnes de CO2 afin d'avoir 66% de chances d'éviter un réchauffement de plus de 2°C. Pour l'ensemble de la planète, le budget carbone pour limiter le réchauffement climatique à un maximum de 2°C est déjà épuisé aux deux tiers (figure 4-16). Au rythme des émissions actuelles de CO<sub>2</sub> d'origine humaine, de l'ordre de 40 milliards de tonnes par an, il est envisageable que le budget carbone "2°C" soit épuisé dans seulement 30 ans. Ces budgets sont susceptibles de varier si on prend en compte les autres gaz à effet de serre notamment le méthane (CH<sub>4</sub>).

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Cours « Climat sciences et politiques »

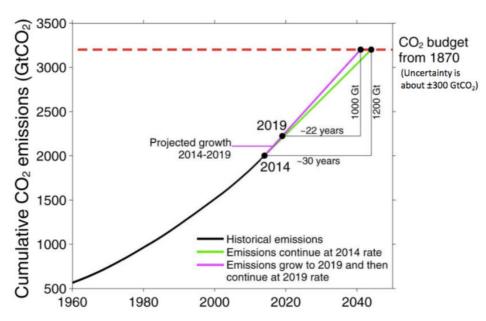


Figure 4-16- Les émissions cumulées de CO<sub>2</sub> et le budget restant à respecter pour ne pas dépasser la limite de réchauffement de 2 °C (Source www.globalcarbonproject.org/)

Dans un rapport publié par Carbon Tracker<sup>1</sup>, les émissions de CO<sub>2</sub> entre 2000 et 2050 au niveau mondial, ne doit pas excéder 886 gigatonnes .Or, le potentiel d'émission de CO<sub>2</sub> de toutes les réserves de combustibles fossiles actuellement connues (charbon, pétrole et gaz) s'élève, selon ce rapport, à pas moins de 2.795 gigatonnes, soit trois fois plus. Afin d'éviter la libération de CO<sub>2</sub> excédentaire qui entraînerait une élévation de la température supérieure à 2°C, 70 % de ces réserves fossiles devront rester dans le sol (figure 4-17).

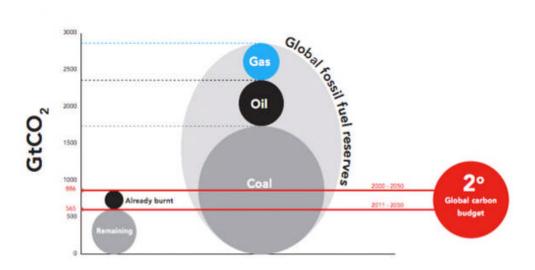


Figure 4-17- Comparaison du budget carbone 2°C et les émissions potentielles des réserves d'hydrocarbures fossiles (Source carbontracker.org)

De plus, un autre aspect qui est largement discuté par les auteurs est le fait que la nature des hydrocarbures non conventionnels et les méthodes mises en œuvre dans l'exploitation contribuent à l'aggravation des émissions des gaz à effet de serre. Dans

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> http://www.carbontracker.org consulté le 11 mai 2016

la suite de cette partie, les émissions associées aux huiles non conventionnelles et au gaz non conventionnel seront analysées séparément.

## 4.14.1 Huiles non conventionnelles

En général, l'intensité carbone de l'extraction des huiles non conventionnelles est supérieure à celles des huiles conventionnelles. Ainsi, pour le pétrole de "schiste" par exemple, l'intensité carbone est de 84 kg d'équivalent dioxyde de carbone (éqCO<sub>2</sub>). En d'autres mots, pour chaque baril de pétrole de "schiste" extrait, des émissions de gaz à effet de serre de 84 kg éqCO<sub>2</sub><sup>1</sup>. En contrepartie, le pétrole de type conventionnel, qui ne nécessite pas le recours à la fracturation hydraulique, a son intensité carbone beaucoup plus faible, soit autour de 33 kg éqCO<sub>2</sub><sup>2</sup>.

Toutefois, l'intensité carbone des huiles non conventionnelles dépend de la quantité et du type d'énergie mise en œuvre dans le processus de production ainsi que la nature de ces hydrocarbures (figure 4-18) : les huiles lourdes sont plus riches en carbone que les huiles légères, le procédé de raffinerie génère le coke du pétrole qui sera brûlé et donc augmente les émissions des GES (D.Gordon, 2012).

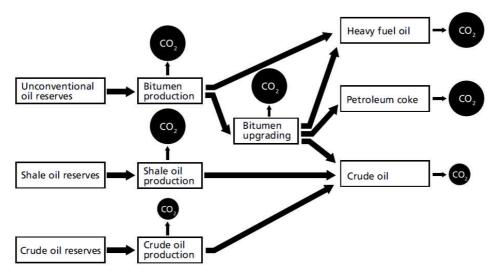


Figure 4-18- L'empreinte carbone des huiles pétrolières (D. Gordon, 2012)

# 4.14.2 Gaz non conventionnels

Afin de dégager les sources possibles d'émissions des GES dans la filière des gaz non conventionnels, certaines études se sont focalisées sur les étapes du cycle de production. L'étude réalisée par CIRAIG<sup>3</sup> sur le gaz de "schiste" avait mis en évidence l'importance des émissions fugitives dans le bilan des GES.

Les émissions fugitives sont les plus grands contributeurs au bilan GES ; elles représentent respectivement 54, 70 et 96% des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production et comptant pour 62 à 84% des émissions d'un site (figure 4-19).

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> CLIMATE CHANGE Supplementary Information Report Montana, North Dakota and South Dakota Bureau of Land Management, URS 2010

Land Management. URS ,2010 <sup>2</sup> CERA Oil Sands, Greenhouse Gases, and US Oil Supply Getting the Numbers Right— Update IHS CERA 2012 Update

Update <sup>3</sup> MDDEFP « Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effets de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec » CIRAIG, Novembre 2013

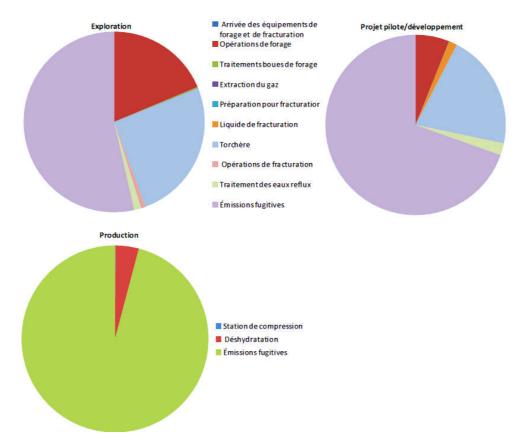


Figure 4-19- Analyse de contribution des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production au bilan GES (source CIRAIG)

En effet, les fuites de méthane lors de l'extraction, l'exploitation et la production du gaz non conventionnel pourraient avoir un impact négatif en matière climatique du fait que, sur un siècle, le méthane a eu un effet sur le changement climatique 36 fois plus important que le CO<sub>2</sub>.

À titre informatif le tableau ci-dessous présente les PRG100 des principaux gaz reliés à la combustion des carburants publiés dans les rapports successifs du GIEC. Comme on peut le voir dans le tableau ci-dessous, le GIEC a systématiquement réévalué le PRG du méthane à la hausse depuis 1995.

Cette réévaluation du GIEC résulte de l'intégration des effets indirects du méthane, de ses rétroactions sur le cycle du carbone à travers certains sous-produits comme l'ozone, vapeur d'eau.

Tableau 4-2 : Potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG100) de quelques substances (source rapport GIEC 1995-2014)

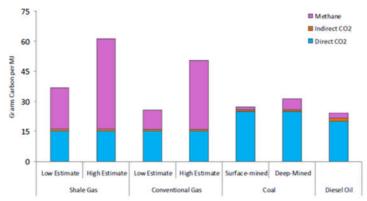
Substance	PRG100 de 1995 (kg éq.CO2/ kg)	PRG100 de 2001	PRG100 de 2007 (kg éq.CO2/ kg)	PRG100 de 2013 (kg éq.CO2/ kg)	PRG20 de 2013	Durée de vie (années)
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	1	1	1	1	1	
Méthane (CH₄)	21	23	25 (27.75 en considérant l'oxydation du CH4 en CO2)	36* (il tient compte des boucles de rétroaction)	87*	12
Protoxyde d'azote (N₂O)	310		298	298	268	114

<sup>\*</sup> CH<sub>4</sub> fossile

Plusieurs études, aux conclusions contradictoires, ont été répertoriées quant à l'estimation des émissions fugitives associées à la production de gaz de "schiste". A titre d'exemple, celle de Cathles et coll (2012)<sup>1</sup> qui défend les bénéfices en matière de réduction des émissions de GES par rapport au charbon. Mais, ces auteurs n'ont cité aucune source pour étayer leurs estimations.

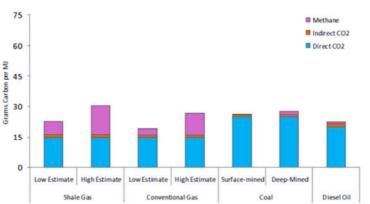
R.W. Howarth et coll (2011) remettent en question les bienfaits supposés du recours au gaz de "schiste" pour le climat et considère que les émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie sont équivalentes à celles du charbon. Bien que le temps de résidence du méthane dans l'atmosphère diminue avec le temps, il reste dominant dans les émissions liées à l'exploitation des gaz non conventionnels (figure 4-20).

# A. Période de 20 ans



En Période de 100 ans

émissions des GES du gaz de schiste avec les autres hydrocarbures sur deux échelles de temps (Howarth,



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. Lawrence M. Cathles, Larry Brown, Milton Taam & Andrew hunter, 2012.

Figure 4-20- Comparaison des

2014)

D'autres études viennent confirmer ces résultats et démontrent que la qualité des données recueillies semblent y influencées les résultats. Certaines études appuient ainsi leurs évaluations sur des données des émissions fugitives fournies par l'industrie qui concernent les meilleurs sites et les meilleures pratiques. La réalité semble toute autre si l'on se fie aux plus récentes études, de type top down, qui évaluent les émissions fugitives à partir de la caractérisation de la présence du méthane fossile dans l'atmosphère d'une région donnée au moyen de survols aériens. Les études de Karion et al. et Petron et al. dans le graphique ci-dessous, ont utilisé cette approche novatrice. Tandis que l'étude de Allen et al., qui donne un taux d'émissions de 0,42%,repose sur une coopération étroite avec l'industrie et a été financée par cette dernière (figure 4-21).

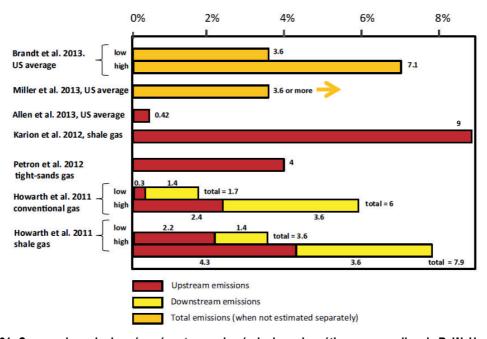


Figure 4-21- Comparaison de données récentes sur les émissions de méthane avec celles de R. W. Howarth (2011) (R. W.Howarth, 2014)

# 4.15 Conclusion

Avec les techniques d'extraction actuelles, les risques sanitaires environnementaux sont inévitables. Le débat sur conséquences les environnementales de la fracturation hydraulique est vif, il a conduit, dans la plupart des pays, à une réflexion sur les moyens de limiter les risques grâce à des réglementations et à des contrôles destinés à modifier les pratiques. La plupart des techniques de substitution à la fracturation hydraulique ne sont pour le moment qu'au stade de la R&D. Ces techniques présenteraient l'avantage de ne pas nécessiter d'eau. Elles devraient permettre de diminuer le nombre d'additifs employés. L'attente d'éventuelles techniques éprouvée comme à risque convenablement maîtrisé, permet non seulement de préserver un cadre de vie sain mais aussi les ressources naturelles.

# 5 EXPLORATION ET EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS EN ALGÉRIE : ANALYSE SWOT

# 5.1 Introduction

Le boom des énergies non conventionnelles aux États-Unis a fait naître d'immenses espoirs de richesse dans d'autres états dont les gouvernements se sont laissés convaincre par des promesses de croissance économique, d'indépendance énergétique et d'employabilité.

Cependant, l'émergence des hydrocarbures non conventionnels suscite un débat sur sa reproductivité en dehors de l'Amérique du Nord avec des effets économiques de même ampleur. Bien que ce développement résulte de la combinaison de plusieurs facteurs<sup>1</sup>:

- Une configuration géologique et géographique particulièrement favorable (grands champs dans des zones peu peuplées) ;
- Disponibilité de nombreuses données de forages ;
- La rentabilité rapide et élevée des investissements favorisée par les prix durablement élevés des produits pétroliers ;
- L'essor des technologies de récupération des hydrocarbures dans des environnements complexes : forages horizontaux, fracturation hydrauliques, récupération in-situ...;
- Une régulation très permissive ou très incitative : le gouvernement américain a facilité l'essor de ces ressources via une fiscalité attractive ;
- La souplesse du régime minier juridique américain : la propriété du sol l'emportant sur celle du sous-sol avec un intérêt direct pour les propriétaires à concéder l'exploitation des ressources disponibles dans leur environnement direct.
- Une industrie très concurrentielle : nombre d'acteurs élevé, transparence des prix, accès des tiers aux infrastructures...etc. ;
- Accès facile aux ressources hydriques ;
- Disponibilité des infrastructures de distribution ;
- Faible densité de population dans les zones d'exploitation.

Et malgré le retour d'expérience américaine avec un héritage important des impacts environnementaux, principalement liés aux techniques d'extraction et d'exploitation du gaz et pétrole non conventionnels, et la controverse autour des techniques utilisées ainsi que les nombreuses incertitudes concernant ses impacts et les interrogations sur les avantages économiques réels de cette industrie, l'Algérie, comme les autres pays qui disposent de ces ressources, a des ambitions d'exploiter les hydrocarbures non conventionnels pour sa sécurité énergétique à long terme,

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Diverses ressources

son développement économique et social et pour maintenir son rôle de grand pays fournisseur des énergies fossiles sur la scène énergétique internationale<sup>1</sup>.

Il est important de noter que depuis la crise ukrainienne, la menace russe sur l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel s'est installée, donnant des arguments aux décideurs européens de chercher à diversifier ses ressources en gaz en dehors de la Russie (T. Boersma et al. 2015). En outre, les considérations environnementales limitent l'utilisation de la fracturation hydraulique et certains gouvernements en Europe ont gelé ou interdit les permis d'exploration et d'exploitation. C'est en partie pour ces raisons que les compagnies pétro gazières cherchent à investir en Algérie et notamment dans les pays du Maghreb où les règlementations environnementales sont plus souples, voire inexistantes.

### 5.2 Les ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels

Avec l'exploitation du gaz et de l'huile non conventionnels, la carte énergétique mondiale est en pleine transformation. Les volumes disponibles permettent de satisfaire largement la demande future en énergies fossiles. La différence entre réserves prouvées et ressources disponibles dépend de plusieurs facteurs. D'importants potentiels existent dans différents pays (Chine, Algérie, Russie...), mais à ce jour, seuls les Etats-Unis et le Canada ont procédé à une mesure précise de leurs réserves. Le débat sur les réserves de pétrole et de gaz est donc relancé.

#### 5.2.1 **Quelques définitions**

Il est important de faire la distinction entre ressource et réserve quand il s'agit des hydrocarbures. Les ressources correspondent aux estimations de la quantité totale d'hydrocarbures disponibles, grâce aux connaissances actuelles, dans les gisements découverts et non découverts, qu'ils soient techniquement exploitables ou non. A celles-ci on ajoute également les quantités déjà produites. En outre, la notion de ressource inclut tous les types d'hydrocarbures considérés actuellement conventionnels ou non conventionnels.

Différentes définitions et différentes classifications coexistent. Les compagnies pétrolières utilisent généralement le système de classification des ressources et de réserves de SPE.PRMS.

Selon SPE.PRMS<sup>2</sup>, les ressources totales en hydrocarbures (PIIP) se divisent en deux groupes:

- les ressources découvertes (Discovered PIIP): ce sont les quantités d'hydrocarbures qui pourraient être contenues dans des gisements découverts dont une partie sera susceptible d'être produite. Dans ce groupe on distingue les hydrocarbures déjà produits, les réserves (prouvées, probables et possibles), les ressources pas encore commercialisables (contingent resources) et les non récupérables ;
- les ressources non découvertes (Undiscovered PIIP) : ce sont les quantités d'hydrocarbures qui pourraient être contenues dans des accumulations non découvertes. Parmi celles-ci les ressources prospectives qui correspondent

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> http://maghrebemergent.com/energie/hydrocarbures/item/37974-youcef-yousfi-juge-irresponsable-de-ne-pasexploiter-les-hydrocarbures-de-"schiste".html. Consulté le 15 mai 2016

Society of Petroleum Engineers. Petroleum Resources Managemen System, 2007

aux quantités éventuellement récupérables, une partie n'étant techniquement pas récupérable.

Les réserves correspondent à la portion des ressources présente dans les gisements recensés et pouvant être exploitée selon les technologies actuelles de manière profitable. Dans les systèmes pétroliers on distinguera :

- les réserves prouvées (1P) : correspondent aux quantités d'hydrocarbures que l'on peut produire avec une probabilité supérieur à 90%;
- les réserves probables (2P) : correspondent aux quantités d'hydrocarbures que l'on peut produire avec une probabilité comprise entre 50 et 90%;
- les réserves possibles (3P) : correspondent aux quantités d'hydrocarbures que l'on peut produire avec une probabilité comprise entre 10 et 50%.

Cette classification des ressources selon SPE est illustrée dans la figure 5-1.

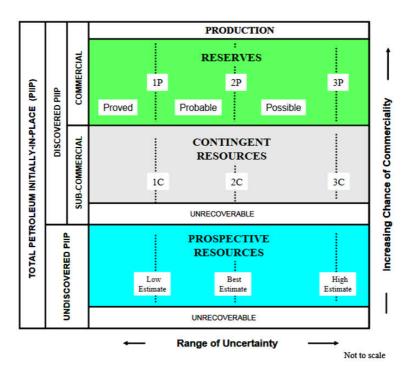


Figure 5-1- Système de classification des ressources (Source Society of Petroleum Engineers)

D'autres indicateurs sont également utilisés, je cite :

- TRR (Technically Recoverabe Resources): il s'agit des ressources qui peuvent être extraites avec les techniques actuelles indépendamment de toute considération économique. Il est calculé à partir de la superficie de la zone concernée, du nombre de puits mis en œuvre et du taux de récupération par puits;
- EUR (Estimated Ultimate Recoverable) : fréquemment utilisé et qui donne une approximation de la quantité d'hydrocarbures potentiellement récupérable ou a été déjà extraite. C'est la somme des réserves prouvées en une date donnée et la production cumulée à cette date ;
- URR (Ultimate Recoverable Resources): il s'agit des quantités réellement extractibles;

Le ratio R/P (Réserves/Production) permet de fixer un ordre de grandeur pour la durée de vie d'un gisement. Il est égal au rapport entre la quantité encore présente dans le gisement et la production annuelle. Cet indice est trompeur du fait que tant que le pic du gisement n'est pas atteint, le ratio R/P surestime généralement la durée de vie réelle du gisement, car les dernières années d'extraction ne pourront se faire au rythme des premières<sup>1</sup>.

Dans les bilans statistiques, il est le plus souvent fait référence aux réserves dites « prouvées ». En tout cas, ces estimations ont un caractère technico-économique, c'est-à-dire qu'elles sont fonction de la rentabilité économique du gisement (coût de production vs prix du marché) et des conditions technologiques à un moment donné. Ainsi certains pétroles non conventionnels, coûteux à extraire, peuvent devenir conventionnels avec la hausse des prix sur le marché, et le contraire est également vrai.

Les méthodes de la SPE s'appliquent aux gisements conventionnels mais pas au cas des ressources non-conventionnelles dans lesquelles les hydrocarbures sont contenus sous forme continue et diffuse (continuous-type deposits). On ne peut alors raisonner qu'en termes de volume en place (la seule notion vraiment géologique) et les réserves sont plus difficiles à estimer.

Afin de donner un aperçu sur l'ampleur des gisements d'hydrocarbures non conventionnels présents dans différents pays, on se focalisera sur les gaz et huiles de "schiste". Il faut noter que les projets pertinents à l'heure actuelle, se concentrent sur l'extraction du pétrole et du gaz de "schiste" et dont la littérature est riche en données statistiques.

#### 5.2.2 Gaz et huile de "schiste"

Il y a environ 700 gisements recensés sur plus de 150 bassins dans le monde. Actuellement, il n'y a qu'une petite partie de ces gisements qui a été évaluée pour leur production potentielle dont la majorité est située en Amérique du Nord. Les ressources estimées sont tellement énormes qu'elles peuvent contribuer à redessiner le marché du gaz et du pétrole dans le monde<sup>2</sup>.

Il existe différentes statistiques concernant les ressources mondiales en huile et gaz de "schiste". Les principales données sont publiées par l'Agence d'information sur l'énergie (EIA), à partir des estimations calculées par l'USGS<sup>3</sup> et la firme de consulting indépendante ARI<sup>4</sup>. Dans sa publication de juin 2013 "Technically recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources", l'EIA évalue les ressources de 137 formations de "schiste" dans 42 pays (Figure 5-2). Cette étude repose sur l'évaluation des ressources totales en hydrocarbures PIIP) et les ressources techniquement récupérables (TRR).

<sup>3</sup> US Geological Survey

Source http://oleocene.org/node/11. Consulté le 25 janvier 2016

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> World Energy Council 2013 World Energy Resources

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Advanced Resources International

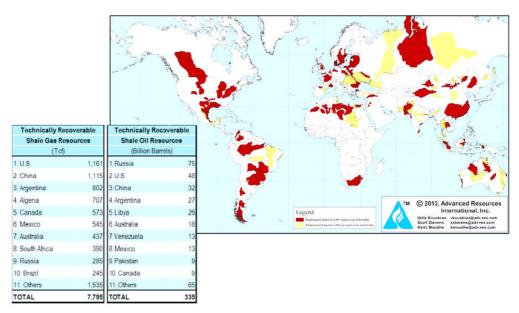


Figure 5-2- Répartition du gaz et huile de "schiste" dans le monde (Source EIA)

Plus de la moitié des ressources identifiées de pétrole de "schiste" hors Etats-Unis se trouve concentrée dans quatre pays : Russie, Chine, Argentine, et Libye. Les Etats-Unis se placent en deuxième place de ce classement derrière la Russie.

De même, plus de la moitié des réserves de gaz de "schiste" hors Etats-Unis, qui détiennent les quatrièmes réserves mondiales de gaz estimées, est concentrée dans cinq pays : la Chine, l'Argentine, l'Algérie, le Canada et le Mexique. Cette étude souligne que seuls les Etats-Unis et le Canada produisent ces ressources en quantités commercialisables.

Les informations sur les ressources ou réserves (notamment les réserves prouvées) sont également publiées par d'autres institutions comme BP Statistical review, l'OPEP, World Oil...etc.

En général, les hydrocarbures non conventionnels obligent à revoir drastiquement la notion de « réserves ». La méthode de la SPE s'applique bien aux gisements conventionnels mais pas au cas des roches-mères dans lesquelles les hydrocarbures non conventionnels sont contenus sous forme diffuse et la notion de « réserve » est difficile à appliquer. Même si l'on peut évaluer avec plus ou moins de précision la quantité d'hydrocarbures que recèle un gisement, on ne peut jamais dire à l'avance la part effective de pétrole ou du gaz qu'on pourra en extraire. C'est pourquoi, les réserves pétrolières présupposent des estimations qu'on pourra revoir éventuellement à la hausse ou à la baisse.

Les réserves, à la différence des ressources, ne constituent pas un volume géologique fixe, mais évoluent en fonction du développement des techniques de forage, de récupération et de la situation du marché. Si le prix du pétrole augmente, les réserves s'accroissent aussi, dès lors que les gisements non rentables auparavant deviennent tout à coup profitables.

Cependant, ce qui est important de mentionner est le fait que les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde (figure 5-3) et représentent des ressources stratégiques dont l'exploitation intensive pourrait permettre de compléter les apports d'hydrocarbures conventionnels et d'assurer en partie le futur énergétique de la planète.

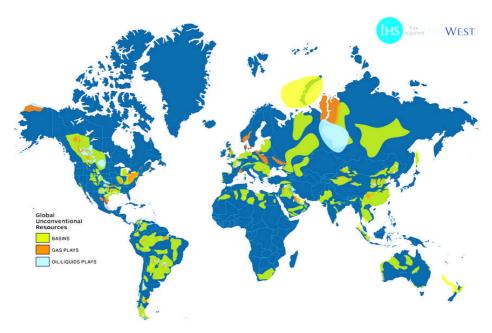


Figure 5-3- Répartition des hydrocarbures non conventionnels dans le monde (source IHS)

# 5.3 Les hydrocarbures non conventionnels en Algérie

Jusqu'à présent, les données relatives aux gisements non conventionnels sont essentiellement liées aux gaz et pétrole de "schiste". Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de "schiste" de 42 pays, l'EIA propulse l'Algérie à la 3ème place mondiale par ses réserves de gaz de "schiste", estimées à 20000 milliards de m³. Les réserves en pétrole de schiste s'élèvent à 5,7 milliards de barils, soit un peu plus de 10% des ressources mondiales pour le gaz de "schiste" et 2% pour le pétrole de "schiste"¹. Il faut signaler que ces chiffres sont les seuls disponibles et restent entourés de beaucoup d'incertitudes, notamment au regard de l'expérience d'autres pays qui ont vu leurs réserves annoncées diminuer.

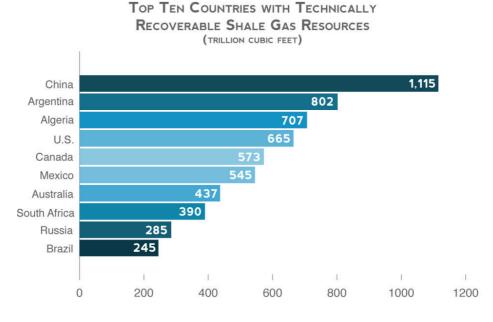


Figure 5-4- - Les 10 premiers pays avec les ressources récupérables en gaz de schiste (Source IER Institute for Energy research)

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Algeria\_2013.pdf consulté le 09 mai 2016

Les réserves de gaz et pétrole de "schiste" identifiées en Algérie sont localisées essentiellement dans 7 bassins du grand sud algérien: Mouydir, Ahnet, Berkine Ghadamès, Illiz, Timimoune, Reggane et Tindouf (figure 5-5) et contenues dans des argiles radioactives ('hot') shales du Silurien et du Dévonien.

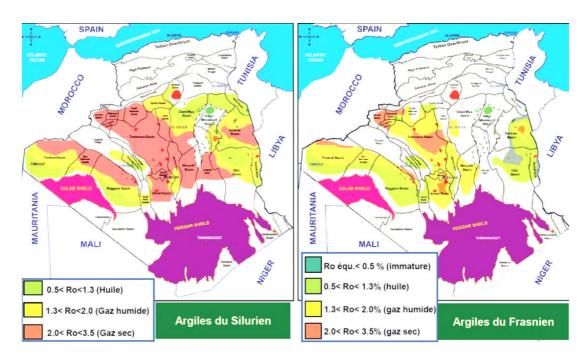


Figure 5-5- Cartes de maturité thermique des niveaux "hot shales" Silurien et Frasnien de la plateforme saharienne (Source Sonatrach)

D'une superficie de 3000 km², les ressources en place du Bassin d'Illizi (In Amenas) sont estimées à plus de 75 Tcf ; celles du Bassin de l'Ahnet-Gourara sont à plus de 370 Tcf sur une superficie de 42000 km² ; quant au Bassin de Reggane, dont la superficie est supérieure à 22500 km², les ressources sont estimées à plus de 150 Tcf.

Les caractéristiques des réservoirs et la qualité des roches frasniennes sont de première classe mondiale en termes : d'épaisseur du réservoir > 20 m, de volume d'argiles < 30%, de richesse en matière organique (TOC > 2%), de maturité (fenêtre gaz sec à gaz humide), de porosité et perméabilité (porosité effective atteignant une moyenne 9,5% et perméabilité >100 nanodarcies) et faible saturation en eau du réservoir (<25%) (H. ZEGRIR, 2014).

# 5.3.1 Cadre réglementaire

L'industrie pétrolière en Algérie est soumise à la loi du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'Ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006. Cette loi définit les modalités d'exercice des activités de recherche, exploitation, transport par canalisations, raffinage, transformation, commercialisation, stockage et distribution des produits pétroliers. Elle détermine également les droits et obligations des structures utilisées à cet effet. Les modifications de 2006 attribuent à l'Entreprise Nationale Sonatrach un taux de participation d'au moins 51% et devrait figurer dans tous les contrats de recherche et d'exploitation. En outre, les sociétés pétrolières internationales exerçant les activités de recherches et d'exploitation des hydrocarbures sont soumises à de nombreuses charges fiscales. Par conséquent, l'Algérie a rencontré des difficultés d'attirer les investissements étrangers et principalement dans l'octroi des licences.

Afin de réduire les contraintes et d'attirer les investissements étrangers, le gouvernement a apporté des amendements de la loi sur les hydrocarbures en février 2013<sup>1</sup>, modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures publiée au journal officiel. Parmi les principaux changements, les primes fiscales visant à encourager les activités en relation avec le gaz et pétrole non conventionnels et des prolongations en terme de durée d'exploration ; *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 ans. A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre 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).

Les modifications ont également augmenté les périodes d'exploitation et de production des hydrocarbures fossiles :

- trente ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels liquides;
- quarante ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux.

Cependant, l'aspect réglementaire recouvre une importance particulière dans la mesure où l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels suppose un encadrement réglementaire strict si l'on veut prévenir les nombreux risques environnementaux qui lui sont associés. A ce titre, l'Algérie dispose des lois et règlements qui s'appliquent à la protection de l'environnement :

- Etude d'impact sur l'environnement: Décret exécutif n°08-312, fixant les conditions d'approbation des Études d'impact pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures (2008)<sup>2</sup>;
- Contamination des eaux souterraines: Décret exécutif n° 07-399 du 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 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 règlementant les rejets d'effluents liquides industriels.

- Décret exécutif n° 06-141 du 19-04-2006 déterminant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels.
- Pollution de l'air :

<sup>1</sup> La loi n° 13-01 du 20 février 2013 relative aux hydrocarbures a été publiée au Journal Officiel n° 11 du 24 février 2013. Ce nouveau texte vient compléter et modifier l'ancienne loi n° 05-07 de 2005: <a href="http://www.mem-algeria.org/francais/uploads/Loi\_13-01\_modifiant\_loi\_hydro\_05-07-2013.pdf">http://www.mem-algeria.org/francais/uploads/Loi\_13-01\_modifiant\_loi\_hydro\_05-07-2013.pdf</a>

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> « Art. 2. – L'Étude d'impact sur l'environnement est introduite préalablement à toute activité hydrocarbures par le contractant ou opérateur concerné, ci-après désigné demandeur, auprès de l'autorité de régulation des hydrocarbures... ».

- 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 15-04-2006 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exercent leur contrôle.
- Décret exécutif n° 07-207 du 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.

Contrairement aux Etats-Unis où le développement des hydrocarbures non conventionnels est encadré par un ensemble de lois fédérales, étatiques et locales, l'Algérie ne dispose d'aucun règlement ou décret sorti pour mettre des exigences sur l'exploitation de ce type de ressources. D'ailleurs, dans le cas des énergies conventionnelles ou non, l'effet de la loi de l'étude d'impact sur l'environnement est oblitérée par le manque de ressource humaine dotée d'expérience pour faire des études d'impact qui feront autorité et d'organismes indépendants de suivi et de monitoring.

# 5.3.2 Les enjeux environnementaux

Comme mentionné dans la section 4, il y a une véritable levée de bouclier contre ce type d'hydrocarbures pour des raisons environnementales et sanitaires qui ne peuvent être solutionnées par les technologies actuelles. Ces risques ont soulevé l'opinion publique avec de fortes réactions contre les projets d'exploitation en Algérie. Un risque majeur qui mérite d'être développé dans cette partie est l'impact sur les ressources hydriques.

## 5.3.2.1 Cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique

A ce stade, il est très important de rappeler les principales problématiques liées à l'utilisation de l'eau dans l'industrie du gaz et pétrole de "schiste" retenues du model nord-américain. En fonction de l'interaction de l'eau avec le processus de la fracturation hydraulique, cinq phases ont été distinguées :

- l'acquisition de l'eau ;
- mélange de produits chimiques ;
- l'injection dans le puits ;
- reflux et eau de production ;
- le traitement des eaux usées et l'élimination des déchets.

Ces cinq étapes de cycle de l'eau de fracturation hydraulique sont illustrées dans la figure ci-dessous.

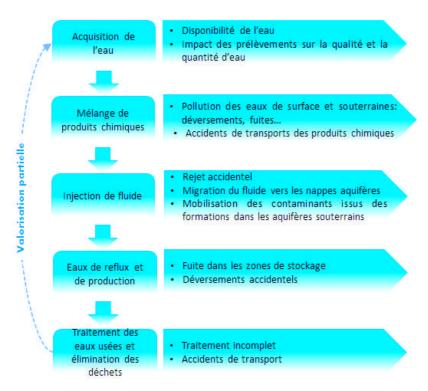


Figure 5-6- Illustration des différentes étapes de cycle de l'eau dans le processus de fracturation et les impacts associés (source : EPA, auteur)

L'analyse permet de dégager trois problèmes majeurs liés à l'utilisation de l'eau dans le processus de fracturation hydraulique en Algérie :

- L'approvisionnement en eau ;
- Risque de contamination des nappes phréatiques ;
- Traitement des eaux usées.

Comme indiqué précédemment, chaque puits peut nécessiter plusieurs milliers de mètres cubes de liquide de fracturation. L'eau peut provenir de sources de surface locales ou de nappes souterraines, ou être transportée par camions à partir de sites éloignés. Bien qu'une partie de l'eau utilisée puisse être recyclée lorsque le liquide de fracturation reflue, les volumes nets prélevés restent importants. En Algérie où les ressources en eau sont limitées, les défis sont importants et les risques de conflit avec les communautés qui dépendent de l'approvisionnement en eau peuvent bloquer le développement de ce secteur.

## 5.3.2.2 L'eau plus « sacrée que les hydrocarbures »

Les réserves des nappes du Sahara (bassin du Système Aquifère du Sahara septentrional) sont énormes (60.000 milliards de m³), mais les apports d'eau ne contribuent que partiellement à leur renouvellement. Le caractère « non renouvelable » due à la surexploitation de cette ressource et les contraintes physiques et géologiques qui caractérisent ces systèmes, en font un patrimoine fragile et nécessite une gestion rationnelle.

L'approvisionnement en eau pour l'exploitation de gaz et pétrole de "schiste" sera basé sur une seule source qu'est l'eau souterraine vu le positionnement des gisements du gaz et pétrole de "schiste". La figure ci-dessous superpose le système aquifère du Sahara septentrional aux sept bassins potentiels d'hydrocarbures non conventionnels identifiés et répertoriés en Algérie.

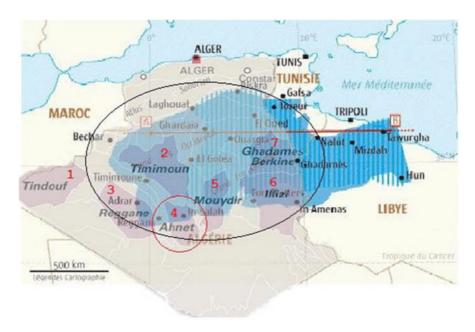
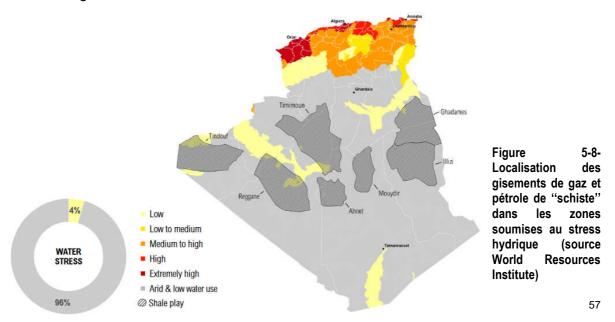


Figure 5-7- Localisation du bassin du Système Aquifère du Sahara septentrional (en bleu) par rapport aux bassins identifiés en Algérie comme potentiels en gaz et pétrole de "schiste" (Source : www.forcesdz.com)

Etant donné que l'Algérie manque d'eau et est en situation de « stress hydrique » permanent (figure 5-8), avec les technologies actuelles d'extraction du pétrole et gaz de "schiste" par la fracturation hydraulique et les risques qui y sont liés ainsi que l'absence d'un cadre réglementaire concernant ces technologies, les milliers de puits qui seront forés pollueront toutes les nappes d'eau de toutes les villes et oasis sahariens, tandis que les populations locales auront le choix entre la disparition ou l'exil. Quant aux immenses réserves d'eau de la couche albienne présente à travers tout le Sahara, elles subiront des dommages irréversibles les rendant inutilisables à jamais. Ceci était la raison principale de la mobilisation citoyenne en 2014 pour protester contre l'exploitation du pétrole et gaz de "schiste" dans cette région.

Les manifestants craignent effectivement les conséquences néfastes des activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et gaz de "schiste" sur l'environnement et les ressources en eau suite à la technique retenue de la fracturation hydraulique et à la technologie de forage utilisée qui exige un grand volume d'eau : une denrée rare en Algérie.



## 5.3.2.3 Risque de contamination des nappes aquifères

Voir section 4

## 5.3.2.4 Traitement des eaux usées

Le traitement des eaux usées ne pourra être performant que si une caractérisation des eaux usées est réalisée pour chaque site d'exploration et d'exploitation. Le choix d'une technologie adéquate de traitement des eaux usées pourra varier d'un bassin à un autre et d'un modèle à un autre, autrement dit, le choix d'une technologie va dépendre de la nature physico-chimique des eaux usées suite à la caractérisation. Une bonne gestion des eaux usées générées lors de la fracturation nécessite donc une caractérisation exhaustive de ces eaux.

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

- Technique de traitement sur site par évaporation ;
- Traitement par solidification/stabilisation;
- L'incinération (déchets spéciaux dangereux);
- Traitement biologique (en cours de développement par Sonatrach);
- Injection des eaux dans les couches profondes ;
- Traitement à partir des établissements commerciaux étrangers (M-I SWACO de Schlumberger);
- Station d'épuration (selon la règlementation le traitement doit être assuré par le générateur).

Le traitement des eaux usées de l'industrie du gaz et pétrole de "schiste" suscite un certain nombre d'enjeux relatif à la gestion de l'eau :

- Manque de caractérisation des eaux usées produites ;
- Manque des stations de traitement municipales dû à la grande surface du Sahara :
- Les stations municipales ne traitent que les eaux domestiques ;
- Difficulté de transport des eaux usées ;
- Manque de règlementation qui encadre ces eaux et détermine les valeurs seuils.

L'Algérie est un pays où les structures d'épuration des eaux usées sont modestes. La situation est plus grave dans le sud du pays, faute d'équipement d'assainissement. L'industrie doit favoriser le développement d'établissement commercial de traitement des eaux usées et le développement d'unités de traitement mobile dans les zones d'exploration et d'exploitation.

# 5.3.3 Les enjeux économiques

# 5.3.3.1 Contexte énergétique mondial

Depuis le début du 20<sup>ème</sup> siècle, les énergies fossiles constituent la première source d'énergie dans le monde. Selon l'AIE, la demande énergétique au niveau mondial est en forte croissance tirée principalement par les pays émergents et satisfaite à plus de 80% par les énergies fossiles<sup>1</sup>.

Comme l'illustre le graphique ci-dessous, le développement économique des pays émergents et du moyen orient, conjugué au ralentissement enregistré par de nombreux pays de l'OCDE, a déplacé vers la hausse la consommation d'énergie. La consommation a plus que doublé en quarante ans (de 1973 à 2013) (figure 5-9).

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> World Energy Outlook 2015

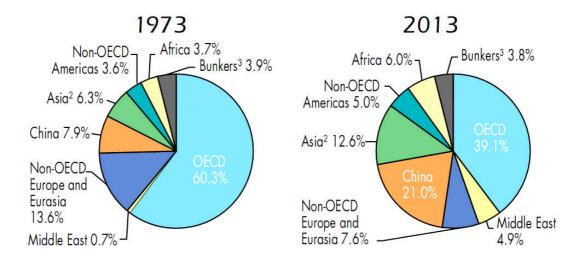


Figure 5-9- Consommation totale par région de l'énergie (Mtep) : comparaison entre 1973 et 2013 (Source : World Energy Statistics 2015)

La demande énergétique sur les 25 dernières années est passée de près de 8500 Mtep à 12900 Mtep en 2014. Selon *BP Statistic Review of World Energy 2015*, malgré la croissance économique similaire à celle de 2013, la consommation de l'énergie n'a augmenté que de 0.9% en 2014. Ce taux est le plus faible qui a été enregistré depuis 2009<sup>1</sup>.

La figure ci-dessous montre l'évolution de la consommation d'énergie dans le monde entre 1989 et 2014. Le pétrole est la première source d'énergie, assurant 32% des besoins mondiaux, suivi par le charbon (29%) et le gaz naturel (23%).

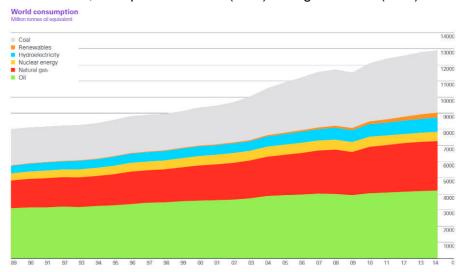


Figure 5-10- Evolution de la consommation de l'énergie dans le monde entre 1989 et 2014<sup>2</sup>

L'approvisionnement total en énergie primaire au niveau mondial<sup>3</sup> s'élevait à 13541 Mtep en 2013 contre 6100 Mtep en 1973. Les énergies fossiles représentent 81% de cette production :

Pétrole : 31.1%Charbon : 28.9%Gaz naturel : 21.3%

<sup>3</sup> Key World Energy Statistics 2015

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> BP Statistic Review of World Energy 2015

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2015

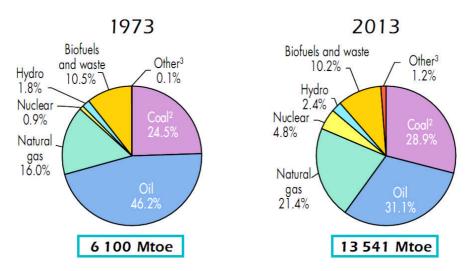


Figure 5-11- Production totale par source d'énergie (Mtep) : comparaison entre 1973 et 2013 (Source World Energy Statistics 2015)

En 2014<sup>1</sup>, la production du pétrole s'élevait à 4220 Millions de tonne ce qui représente un accroissement de 46% en 40 ans avec une production de plus de 90 Mb/j. En ce qui concerne le gaz naturel, la production s'élevait à 3524 milliards de mètres cube ce qui représente un accroissement de plus 187% en 40 ans.

## 5.3.3.2 Perspectives énergétiques mondiales

Malgré les engagements de la COP21 qui imposent la réduction de la consommation des énergies fossiles et une transition vers un système énergétique plus efficace à faibles émissions de carbone, la demande énergétique mondiale poursuivra sa croissance et continuera à reposer majoritairement sur les énergies fossiles à moyen et long terme.

Les projections de l'AIE² selon le scénario central³ tenant compte des engagements de la COP21 montrent que la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 32% par rapport à 2013 à l'horizon 2040 avec une dominance des énergies fossiles qui compterait pour 75% dans le mix énergétique dont 26 % du Pétrole et 24 % du Gaz naturel. Cette augmentation proviendra principalement des économies émergentes (essentiellement l'Inde et la Chine). En revanche, la consommation d'énergie dans les pays les plus développés devrait diminuer au cours de la même période.

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Key World Energy Statistics 2015.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> World Energy Outlook 2015.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> l'AIE dans l'édition du World Energy Outlook (WEO2015) met en perspective trois scénarios, un tendanciel, dit « politiques actuelles », un scénario central tenant compte des engagements politiques annoncés à COP 21, dit « nouvelles politiques », et un scénario permettant de limiter la hausse de la température du globe à 2°C, en réduisant la concentration à long terme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par millions (ppm) d'équivalent CO<sub>2</sub>.

Tableau 5-1 : Demande énergétique mondiale à l'horizon 2040 selon différentes perspectives (Mtoe) (source WEO 2015)

			Current Policies Scenario		New Policies Scenario		450 Scenario	
	2000	2013	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Coal	2 343	3 929	4 228	5 618	4 033	4 414	3 752	2 495
Oil	3 669	4 219	4 539	5 348	4 461	4 735	4 356	3 351
Gas	2 067	2 901	3 233	4 610	3 178	4 239	3 112	3 335
Nuclear	676	646	827	1 036	831	1 201	839	1 627
Hydro	225	326	380	507	383	531	384	588
Bioenergy*	1 023	1 376	1 537	1 830	1 541	1 878	1 532	2 331
Other renewables	60	161	296	693	316	937	332	1 470
Total	10 063	13 559	15 041	19 643	14 743	17 934	14 308	15 197
Fossil-fuel share	80%	81%	80%	79%	79%	75%	78%	60%
Non-OECD share**	46%	60%	63%	70%	63%	70%	63%	69%
CO <sub>2</sub> emissions (Gt)	23.2	31.6	34.2	44.1	33.1	36.7	31.5	18.8

<sup>\*</sup> Includes the traditional use of solid biomass and modern use of bioenergy. \*\* Excludes international bunkers.

Selon le scénario central, la demande en pétrole augmenterait de 15% et atteindrait 103.5 Mb/j à l'horizon 2040 (contre 90Mb/j en 2014). Dans le scénario où les prix du pétrole resteraient bas, la demande dépasserait 107 Mb/j. En ce qui concerne le gaz naturel, le marché assisterait à une hausse d'environ 47% pour atteindre 5160 milliards de mètres cube en 2040.

L'impact de la croissance économique et de la croissance démographique sera, dans certaine mesure, atténué par une diminution de l'intensité énergétique induite par le progrès technologique et le changement structurel de l'économie (figure 5-12).

# Global Progress Drives Demand

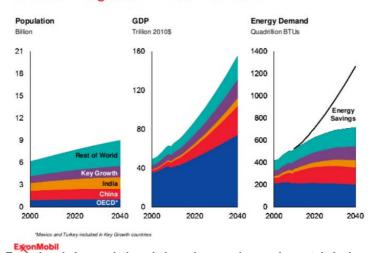


Figure 5-12- Evolution de la population, de la croissance économique et de la demande énergétique (source ExxonMobil)

# 5.3.3.3 Rôle des énergies fossiles non conventionnelles

La découverte et le développement de nouveaux gisements de pétrole conventionnel ainsi que le recours aux techniques de récupération stimulée, n'empêcheraient pas le déclin de la production du pétrole conventionnel à l'horizon 2040 qui compterait 66 % de la production totale du pétrole (selon le scénario central) contre 76 % en 2015.

L'AIE prévoit que les hydrocarbures non conventionnels joueront un rôle important dans la demande énergétique globale dans les 25 prochaines années et compenseront le déclin des ressources conventionnelles. Les pétroles non conventionnels (sables bitumineux, huiles extra lourdes et pétrole de "schiste") couvrent un peu moins de 20% de la production mondiale à l'horizon 2040 (tableau 5-2).

Tableau 5-2 : Demande mondiale de pétrole selon le type de ressource dans le scénario « nouvelle politique » (mb/j) (source WEO 2015)

	2000	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2014-2040	
								Change	CAAGR*
Conventional production	73.8	81.9	82.6	84.5	85.1	85.6	85.9	4.0	0.2%
Crude oil	65.5	68.0	67.3	68.4	67.9	67.4	66.8	-1.2	-0.1%
Existing fields	64.0	66.6	53.6	44.8	36.9	29.7	23.8	-42.7	-3.9%
Yet-to-be developed	_	-	12.4	17.7	19.3	20.8	22.3	22.3	n.a.
Yet-to-be found	-	-	-	3.7	8.7	13.1	16.3	16.3	n.a.
Enhanced oil recovery	1.4	1.4	1.4	2.2	3.1	3.8	4.4	2.9	4.4%
Natural gas liquids	8.3	13.9	15.2	16.1	17.2	18.2	19.2	5.2	1.2%
Unconventional production	1.2	7.6	10.9	10.8	12.1	13.2	14.5	6.9	2.5%
Tight oil	-	4.0	5.8	5.2	5.5	5.4	5.0	1.0	0.8%
Extra-heavy oil and bitumen	0.8	2.6	4.1	4.3	4.9	5.7	6.9	4.3	3.8%
Total production	75.0	89.5	93.5	95.3	97.2	98.8	100.4	10.9	0.4%
Processing gains	1.8	2.2	2.4	2.6	2.7	2.9	3.0	0.8	1.2%
Supply**	76.9	91.7	95.9	97.9	99.9	101.7	103.5	11.8	0.5%

<sup>\*</sup> Compound average annual growth rate. \*\* Differences between historical supply and demand volumes shown earlier in the chapter are due to changes in stocks.

Les gaz non conventionnels représentent actuellement plus de 10% de la production mondiale<sup>1</sup> de gaz naturel. À l'horizon 2040, selon le scénario central, 60% de l'accroissement de l'approvisionnement mondiale en gaz naturel est attribué au gaz non conventionnel et atteindrait 1700 milliards de mètres cube ce qui représenterait le 1/3 de la production totale (figure 5-13).

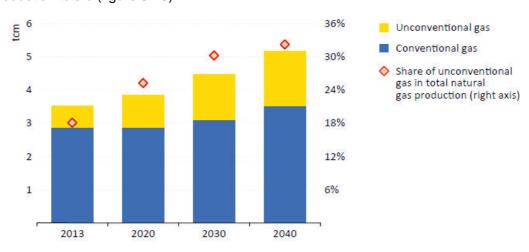


Figure 5-13- Production totale du gaz naturel selon le scénario central (source WEO 2015)

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> World Energy Resources Unconventional gas, a global phenomenon, World Energy Council, 2016

## 5.3.3.4 La place des hydrocarbures algériens dans cette dynamique mondiale : état des lieux

Bien que l'Algérie soit un modeste producteur par rapport aux pays du Moyen Orient, son pétrole, et surtout son gaz, occupent une place importante dans les relations géopolitiques et économiques. La majeure partie des exportations d'hydrocarbures fossiles est destinée à l'Europe avec 76% pour le pétrole brut et 86% pour le gaz naturel (figure 5-14).

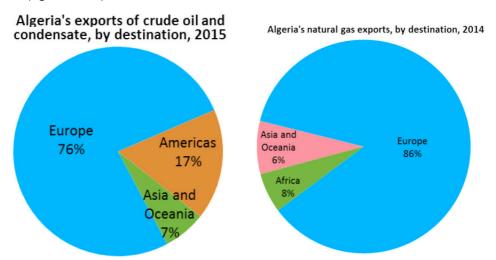


Figure 5-14 Les exportations algériennes de pétrole (2015) et du gaz naturel (2014) par destination (Source EIA)

Le pays est dans une situation de déclin pétro-gazier depuis 2006-2008 (figure 5-15) due essentiellement à l'épuisement des nappes. L'Algérie aura épuisé ses réserves de pétrole et de gaz conventionnel entre 2020 et 2025 en raison d'un double phénomène de baisse de production ajoutée à l'augmentation de la consommation intérieure et va donc avoir de moins en moins de quantités à mettre sur le marché et ses recettes extérieures vont donc baisser¹. Selon certains spécialistes, ce recul est la conséquence de la difficulté à attirer les partenaires en matière d'investissement, de l'infrastructure défaillante et des problèmes techniques, auxquels s'ajoute un environnement législatif et régulateur instables².

Le secteur des hydrocarbures est le principal moteur de l'économie algérienne, notamment grâce au pétrole (18ème producteur mondial) et au gaz (10ème producteur mondial). Ce secteur représente 62% des recettes de l'Etat et 98% des bénéfices de l'exportation. Le recul de la capacité à exporter pose un grand problème. Les revenues des exportations ont reculé de 70,6 milliards de dollars en 2012 à 65,3 milliards de dollars en 2013 bien que le prix du pétrole dépassait 100\$/bbl. Cette situation montre la vulnérabilité de l'économie algérienne vis-à-vis des chocs externes³.

<sup>3</sup> http://lecourrierdumaghrebetdelorient.info

<sup>1</sup> http://www.alterinfo.net/La-declaration-du-PDG-de-Sonatrach-sur-les-reserves-de-gaz-en-Algerie-est-d-une-extreme-gravite-plus-de-gaz\_a87224.html consulté le 18 mai 2016

Diverses ressources

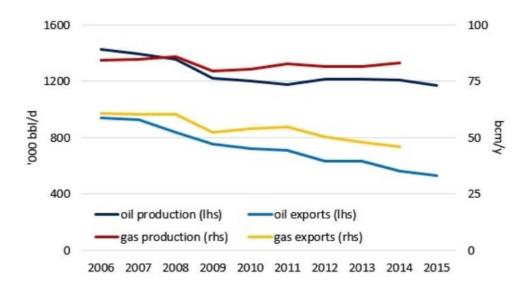


Figure 5-15 Evolution de la production et de l'exportation du pétrole et du gaz naturel en Algérie (Source EIA)

L'augmentation de la demande mondiale en hydrocarbures fossiles doit jouer en faveur de l'Algérie et les perspectives d'accroissement de la part de l'Algérie sur les marchés internationaux sont d'autant plus prometteuses qu'elles s'inscrivent dans la stratégie énergétique de l'Union Européenne. Cette dernière est la conséquence géopolitique de la tension entre l'Ukraine et la Russie en 2014 qui a poussé l'Union Européenne à chercher la diminution de sa dépendance énergétique au gaz russe<sup>1</sup>.

# 5.3.3.5 Le rôle du pétrole et gaz de "schiste" algériens

L'avènement des hydrocarbures non conventionnels en Algérie témoigne certainement de la rareté des réserves conventionnelles exploitables ou restantes à découvrir.

Comme mentionné avant, l'Algérie est un pays riche en ressources non conventionnelles, notamment en gaz et pétrole de "schiste". Afin de sauver l'économie et renforcer les potentialités du pays dans le domaine énergétique et à la satisfaction à long terme de ses besoins, notamment en stimulant l'intérêt dans les nouvelles exploitations d'énergie surtout dans le gaz et pétrole de "schiste", le gouvernement a apporté des amendements à la loi sur les hydrocarbures en février 2013<sup>2</sup>. Parmi les principaux changements, les primes fiscales visant à encourager les activités en relation avec le gaz et pétrole non conventionnels. Ces changements ont ouvert les portes à plusieurs entreprises pétrolières internationales<sup>3</sup> dont Eni, Shell, Talisman Energy et Statoil<sup>4</sup> et ainsi leur permettre de détenir des permis d'exploitation du gaz et pétrole de "schiste" en Algérie.

Le développement de ces ressources, principalement le gaz de "schiste", par ces accords de coopération est soutenu par les trois gazoducs transcontinentaux qui alimentent l'Europe en gaz algérien : le gazoduc Enrico Mattei (GEM) vers l'Italie via le territoire tunisien, le gazoduc Pedro Duran Farell (GPDF) vers l'Espagne via le

<sup>1</sup> http://www.algeria-watch.org/fr/article/pol/dz\_ue/maillon\_fort.htm

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> La loi n° 13-01 du 20 février 2013 relative aux hydrocarbures a été publiée au Journal Officiel n° 11 du 24 février 2013. Ce nouveau texte vient compléter et modifier l'ancienne loi n° 05-07 de 2005: <a href="http://www.mem-algeria.org/francais/uploads/Loi 13-01">http://www.mem-algeria.org/francais/uploads/Loi 13-01</a> modifiant loi hydro 05-07-2013.pdf

http://www.aps.dz/en/economy/3540-shale-gas-sonatrach-to-start-production-by-2020
 http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2014/Pages/30Sep\_Algeria.aspx

Maroc et celui de MEDGAZ achevé en 2011 vers l'Espagne sous la mer méditerranéenne. Un projet de gazoduc sous-marin GALSI, lancé en 2003 mais suspendu en 2014, est à nouveau d'actualité. D'une capacité d'exportation de 8 milliards de m<sup>3</sup>, le futur gazoduc reliera l'Algérie à l'Europe via la Sardaigne. Dans ce contexte, le gaz de "schiste" est appelé à jouer un rôle clé dans l'approvisionnement futur de l'Europe<sup>1</sup> (figure 5-16).

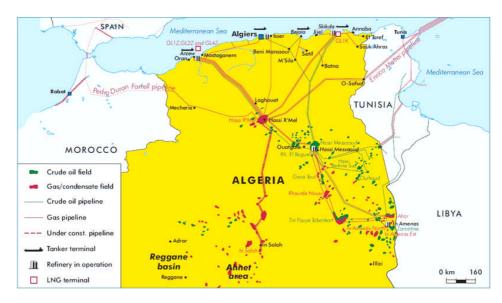


Figure 5-16 Réseau de transport de pétrole et du gaz naturel en Algérie (Source Sonatrach)

En termes d'emploi, le développement de l'industrie pétrolière est générateur d'un grand nombre d'emplois. D'après IHS Global Insight, l'industrie des hydrocarbures non conventionnels aurait généré des investissements de 33 milliards de dollars, aurait mobilisé un million d'emplois en 2010 et en mobiliserait près de 2,4 millions d'emplois en  $2035^{2}$ .

Comme stipulé précédemment, en Algérie, le secteur des hydrocarbures est responsable de 98% des exportations et de 50% de la valeur ajoutée, en pourcentage du PIB. En revanche, le secteur industriel hors hydrocarbures ne représente qu'une faible partie du PIB. Dès lors, ce secteur est par excellence le pilier de l'économie algérienne, un recul de production des produits pétroliers induit un repli du volume des exportations qui constitue la principale source de revenu du pays et les projets, les plans, les prévisions, le financement du budget, les décisions, les importations et même l'alimentation et les médicaments sont financés avec les ressources des hydrocarbures. En outre, devant la forte croissance de la population active (transition démographique et arrivée massive des femmes dans l'emploi) ce sont les recettes d'hydrocarbures qui permettent d'accroitre le nombre d'emplois<sup>3</sup>. Et donc tout impact sur les exportations des hydrocarbures aura des conséquences sur l'économie du pays.

http://www.ons.dz Consulté le 15 mai 2016

65

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> https://www.eia.gov/beta/international/analysis\_includes/countries\_long/Algeria/algeria.pdf. Consulté le 26 mai

<sup>2016
&</sup>lt;sup>2</sup>IHS Global Insight, « The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States », (Washington DC: IHS Global Insight Inc, 2011)

#### 5.3.3.6 La guerre des prix et la rentabilité des projets

Les aspects technico-économiques sont aussi importants que les aspects environnementaux. L'arrivée massive des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord a fait plonger les prix du pétrole et du gaz. Depuis fin 2014, le prix du gaz aux Etats-Unis ne dépasse pas 3\$ par MMTBU.

Le ministre du pétrole saoudien a déclaré lors de la réunion de l'OPEP du 24 novembre 2014 : « Si l'OPEP décide de réduire sa production, les prix augmenteront et les Russes, les Brésiliens et les producteurs américains de pétrole de schiste prendront notre part de marché ». L'OPEP avait dès lors décidé de maintenir sa production afin de défendre sa part de marché, quitte à laisser filer les prix. Cette situation nouvelle est la conséquence directe de l'explosion des hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis et également favorisée par le ralentissement de la croissance mondiale. Le marché se trouve inondé de pétrole avec un effondrement des cours. Le prix du gaz a également fortement baissé, essentiellement du fait de l'indexation sur le prix du pétrole qui reste dominant1.

Considéré comme le leader de l'organisation, l'Arabie Saoudite s'est alors engagée dans une guerre des prix, dans le but de nuire à la rentabilité des hydrocarbures non conventionnels des Etats- Unis et maintenir ses parts dans le marché, sachant que le coût de production de ces derniers se situe autour de 60 à 70 dollars le baril.

En effet, si on considère que l'exploitation du gaz et pétrole non conventionnels en Amérique du Nord était favorisée par les prix durablement élevés, les puits d'exploitation ne sont rentables que lorsque le prix du pétrole est au-dessus de 70 dollars le baril (figure 5-17). La chute des prix a effectivement eu un impact sur les producteurs ayant les coûts de production les plus élevés, en particulier aux Etats-Unis et au Canada<sup>2</sup>.

#### **Production Cost Analysis** WTI Needs to stay above \$45-\$47 for Bakken producers to cover costs.

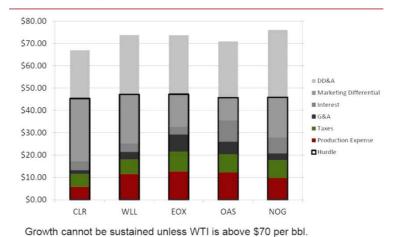


Figure 5-17- Structure des coûts de production dans le Bakken (Source : www.thebakken.com)

Puisque le prix du pétrole est actuellement inférieur à 50 dollars le baril, on s'attendrait à un déclin rapide des activités de forage et par conséquent la production du pétrole et du gaz non conventionnels aux Etats-Unis. Il faut noter que le pétrole et gaz non-conventionnels réclament de conserver un rythme très élevé de forages afin

http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-20/russia-and-norway-use-saudi-oil-strategy-in-europe-s-gasmarket. Consulté le 19 mai 2016

IFRI (Institut français des relations internationales – Energie)

de maintenir à niveau les extractions (M. Auzanneau, 2015), étant donné que les puits non conventionnels s'effondrent très rapidement, en général dès les premiers mois d'exploitation (figure 5-18).

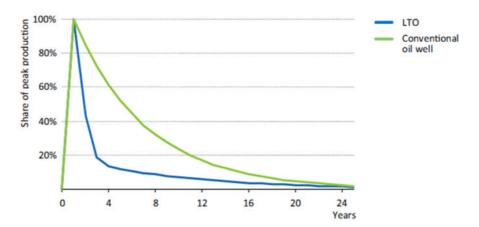


Figure 5-18- Evolution de la production d'un puits conventionnel et non conventionnel (LTO : Light Tight Oil) dans le temps (Source WEO2013)

Les prix bas ont des conséquences lourdes sur plusieurs pays qui dépendent des exportations des hydrocarbures comme l'Algérie, qui voit la diminution de ses recettes pétrolières. Les faibles cours du pétrole pourraient être source d'importants problèmes intérieurs, alimentant l'agitation et le désordre, avec des conséquences potentiellement graves. Les compagnies pétrolières sont également impactées et ont enregistré de fortes baisses dans leur chiffre d'affaire et leur bénéfice qui ont entrainé la suppression de plusieurs dizaines de milliers d'emplois<sup>1</sup>.

#### 5.3.4 Les enjeux sociaux

Il a été vu précédemment que l'exploitation des ressources fossiles comporte des risques pour la santé de la population exposée et que les procédés d'extraction des ressources non conventionnelles peuvent alourdir la facture sanitaire. En effet, les composés toxiques associés qui se retrouvent dans l'air ou dans l'eau sont susceptibles d'entraîner notamment des cancers, des problèmes pulmonaires, des allergies, des atteintes aux organes ou des problèmes neurologiques. En outre, même si des mesures d'atténuation sont implantées afin de diminuer les émissions atmosphériques sous les seuils réglementaires, les effets cumulatifs des différents polluants pourraient être nuisibles pour la santé humaine.

Dans cette partie j'aborderai uniquement l'enjeu important qui émerge de l'acceptabilité sociale de l'exploitation des ressources non conventionnelles.

En réponse à la pression de l'opinion publique et des associations environnementales, *Ground Water Protection Council* (GWPC) et *the Interstate Oil and Gas Compact Commission* (IOGCC) » ont créé « Frac Focus Chemical Disclosure Registry » afin de divulguer les informations relatives aux produits chimiques utilisés dans le processus de la fracturation hydraulique. La liste de ces produits est accessible au public sur le site <a href="http://www.fracfocus.org">http://www.fracfocus.org</a>. A priori, la divulgation des produits chimiques permet à la population de prendre conscience des risques attachés à la fracturation hydraulique, de décider de comment réagir face à

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> <u>https://www.brookings.edu/2016/03/16/rigged-declining-u-s-oil-and-gas-rigs-forecast-job-pain/.</u> Consulté le 11 avril 2016

cela (M. McFeeley, 2014) et de démocratiser le processus de prises de décisions au niveau environnemental en permettant la participation active des citoyens au débat politique (S.Gosman, 2013).

Cependant ce droit à l'information se trouve confronté au droit au secret d'affaires<sup>1</sup>. Une étude publiée par le "U.S Energy Departement" en 2014 rapporte que dans 84% des puits enregistrés sur le site, les entreprises avaient invoqué le droit au secret d'affaires pour au moins un composant chimique<sup>2</sup>.

Il s'agit d'informations confidentielles qui, de par le fait qu'elles soient gardées secrètes, confèrent un avantage compétitif et une valeur à son propriétaire (Tom C.W. Lin, 2012).

Le problème est qu'il n'existe pas une véritable connaissance de ces potentiels risques et de leur ampleur. Tant les scientifiques que la population demeurent incertains quant aux effets de l'exploitation des ressources non conventionnelles sur eux et l'environnement (S. Gosman, 2013).

Malgré les nombreuses menaces propres aux méthodes d'extraction des hydrocarbures non conventionnels, de nombreux sondages montrent que le peuple américain est en faveur de l'utilisation de cette technique et de l'exploitation du gaz de "schiste". Beaucoup pensent, en effet, que les bénéfices d'une telle pratique l'emportent sur les risques que cette dernière pourrait engendrer (C. Borick, E. Brown, K. Hartman, 2013).

L'Europe n'est pas en reste et dispose de réserves relativement importantes<sup>3</sup> qui pourraient remettre en cause ses contrats d'approvisionnement en gaz naturel en provenance de Russie principalement mais aussi d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient.

En ce qui concerne l'opinion en Europe, les deux extrêmes sont représentés par la France et la Pologne (pavol Szalai, 2013). La France est un pays prometteur de l'exploitation des ressources non conventionnelles et surtout pour le gaz de "schiste"<sup>4</sup>. Une mobilisation citoyenne s'est créée contre l'exploration inspirée par le film américain Gasland⁵ qui accuse le gaz de "schiste" de conséquences néfastes sur l'environnement et sur la santé publique aux Etats-Unis. Il faut noter que la France a interdit l'exploitation du gaz du "schiste" par la fracturation hydraulique. Par contre, la Pologne s'est engagée dans l'investissement massive dans les ressources non conventionnelles.

Malgré la controverse autour des techniques d'exploitation des ressources non conventionnelles, les opérateurs pétroliers et gaziers sont toujours aujourd'hui avides de trouver de nouvelles perspectives et sont donc engagés dans une bataille pour rendre ces techniques et principalement le "fracking" socialement acceptable par le public dans le monde entier.

Ceci permettra de comprendre que du fait de la résistance sociale de certains pays européens contre l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, les

<sup>5</sup> https://www.youtube.com/watch?v=6mp4ELXKv-w

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Voir les arrêts Peabody v. Norfolk, 98 Mass. 452, 458 (Mass. 1868) et Vickery v. Welch, 36 Mass. (19 Pick.) 523, 525 (Mass. 1837).

<sup>«</sup> And in a U.S. Energy Department Task Force report released in March, roughly 84 percent of fracking wells registered to the site have invoked trade secret exemption for at least one chemical », ibid., disponible sur http://ecowatch.com/2014/04/28/fracking-company-reveal-trade-secret-chemicals/

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Agence d'information sur l'énergie (EIA)

Agence d'information sur l'énergie (EIA)

opérateurs pétroliers se tournent vers d'autres pays comme l'Algérie où la protection de l'environnement est moins contraignante. Cependant, en Algérie où d'importants gisements d'hydrocarbures non conventionnels ont été découverts, on enregistre de vives contestations de la population concernée qui dénonce le danger pour l'environnement et surtout pour les réserves hydriques.

En effet, pour développer ces ressources, l'Algérie devra faire face à de nombreux défis. Un premier défi est celui de l'accès à l'eau dans les bassins sahariens, ainsi que le manque d'infrastructures dans ces régions difficiles (voir § 5.3.2). Un second défi est celui de l'acceptabilité au sein d'une population éprouvée par les difficultés économiques et le chômage.

Entre janvier et avril 2015, une vaste mobilisation citoyenne d'opposition au gaz de schiste s'est mise en place. Les militants anti-gaz et pétrole de "schiste" algériens, qui demandent un moratoire, ne croient pas à l'abandon total de l'exploration1. Ces manifestations ont été violemment réprimées.



Figure 5-19. Manifestations à In salah en 2015 (source https://reporterre.net/)

#### 5.3.5 La transition énergétique

La part des énergies fossiles dans le mix énergétique mondial atteindra encore 80% à l'horizon 2035 malgré le développement des énergies renouvelables<sup>2</sup> (figure 5-20).

69

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> https://reporterre.net/En-Algerie-la-bataille-du-peuple-contre-le-gaz-de-schiste-ne-faiblit-pas consulté le 31mai 2016 <sup>2</sup> BP Energy Outlook 2016 edition

#### Shares of primary energy

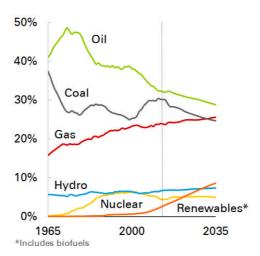


Figure 5-20 Évolution prévisible d'ici 2035 du mix énergétique (British Petroleum, 2016)

La dépendance aux hydrocarbures fossiles empêche l'Algérie de se diversifier et concevoir un développement économique et social basé sur une vision de l'aprèspétrole. Mais, face à la vulnérabilité de son économie, un plan national de développement des énergies renouvelables a été adopté et prévoit la mise en place de 22 GW d'énergies renouvelables d'ici 2030 (figure 5-21).

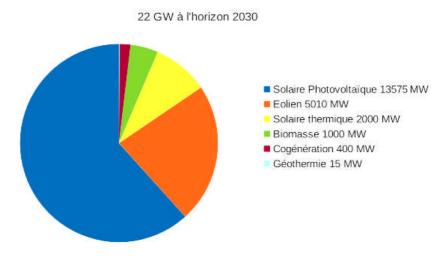


Figure 5-21 Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables (source : http://portail.cder.dz)

Ces contributions permettront d'économiser, en équivalent gaz, environ 16 milliards de m³/an. Comparé à la production actuelle de gaz d'environ 85 milliards de m³/an, l'apport de ces 16 milliards n'en représentera que 19%. Toutefois, en tenant compte de l'accroissement de la consommation locale, qui pourrait atteindre les 70 milliards de m³/an d'ici 2030, et le maintien des exportations à leur niveau actuel de 55 milliards de m³/an, la production totale devra s'élever à environ 125 milliards de m³/an. Dans ce cas, l'apport de 16 milliards de m³/an ne représentera que 13% du total. On déduit que : seuls les hydrocarbures fossiles pourront jouer le rôle dans la transition vers une économie d'après-pétrole (A. Aissaoui, 2016).

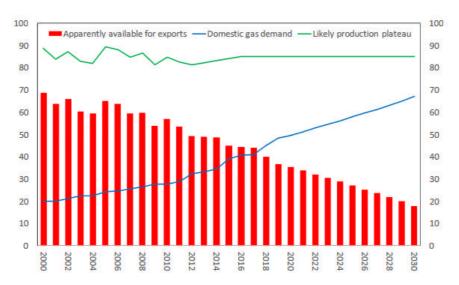


Figure 5-22 Prévisions de la production, de la consommation interne et de l'exportation du gaz naturel à l'horizon 2030 (Aissaoui A., 2016)

Il est tout à fait clair que les énergies alternatives, même si elles s'avèrent rentables, ne pourront apporter qu'une contribution très marginale par rapport aux besoins énergétiques anticipés à l'horizon 2030. Elles ne seront pas en mesure de générer les ressources nécessaires au financement de l'économie d'après-pétrole puisqu'elles ne survivront que grâce aux subventions. Dans ces conditions, tout l'espoir réside dans les hydrocarbures non conventionnels qui seuls peuvent jouer le rôle d'une énergie de transition capable de générer les ressources requises à cette fin.

### 5.4 Analyse SWOT

L'analyse SWOT est un outil destiné à identifier et planifier les axes stratégiques à développer par une organisation, une entreprise, un secteur d'activité...etc. Elle prend en compte les facteurs positifs et négatifs internes (forces et faiblesses) et externes (opportunités et menaces). Cette analyse s'effectue en élaborant deux diagnostics :

- un diagnostic interne, qui identifie les forces et les faiblesses du domaine d'activité stratégique, soit dans notre cas, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels;
- un diagnostic externe, qui identifie les opportunités et les menaces présentes dans l'environnement.

L'analyse SWOT peut être un outil utile pour souligner la bonne décision concernant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels dans les pays en voie de développement, comme l'Algérie qui est en phase d'exploration.

Dans cet objectif, cet outil permettra d'évaluer les projets d'exploitation des ressources non conventionnelles, en formalisant les points positifs et négatifs et en identifiant les répercussions de la mise en œuvre de ces projets.

Avant de procéder à cette analyse il est important de dresser un "Mind Map" qui schématise les enjeux soulevés tout au long de la controverse autour de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (HNC) en Algérie (figure 5-23).

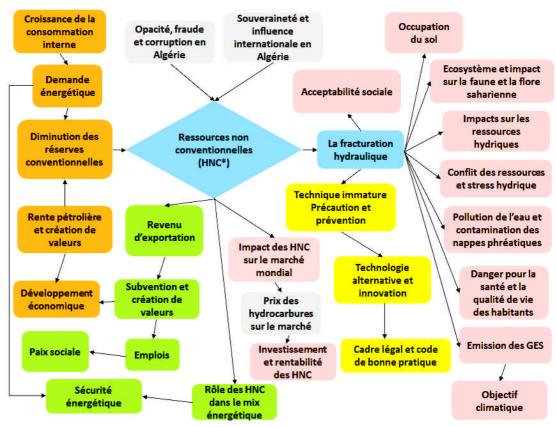


Figure 5-23 Mind Map des enjeux liés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (source : auteur)

Vu la complexité du débat, l'intérêt de cette carte est de présenter les arguments utilisés par les acteurs favorables et les opposants à ce type d'exploitation en rendant cette complexité structurée et facilement lisible. Cette démarche peut aider à la prise de décision pour le gestionnaire ou le politique, de par l'évaluation de toutes les possibilités et réactions qu'elle pourrait susciter sur le plan économique, social, ou politique.

## 5.4.1 Identification des forces liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels

L'abondance de ces ressources dans ce pays promet un développement du secteur de l'énergie, que ce soit pour le marché domestique, qui connaît une forte croissance, ou pour asseoir une position forte et durable sur le marché international. Le pic pétrolier est dès lors repoussé et l'indépendance énergétique peut être assurée.

En ce qui concerne la transition énergétique, les projets des énergies alternatives ne survivront que grâce aux revenus d'exportation des produits pétroliers.

# 5.4.2 Identification des faiblesses liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels

Bien que les gisements identifiés dans ce pays soient importants, ceux qui sont techniquement récupérables ne sont effectivement pas exploitables, pour des raisons d'accessibilité ou de rentabilité. En effet, la majorité des bassins est localisée dans des zones lointaines et isolées par manque d'infrastructure de transport ce qui rend l'accessibilité difficile à ces sites.

En ce qui concerne le coût d'investissement, pour maintenir le niveau de production, il faudra forer encore et encore et par conséquent engager des sommes énormes d'argent. A ceci s'ajoute les autres investissements liés aux infrastructures et aux installations. L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels n'apparait rentable que lorsque le prix du pétrole et gaz naturel augmente suffisamment pour encourager les investissements.

En plus, le développement de l'extraction d'énergies fossiles non conventionnelles, peut repousser le pic sans pour autant modifier le caractère épuisable de ces ressources.

En ce qui concerne le cadre législatif, l'Algérie ne dispose pas d'un support réglementaire qui permettra de maitriser les conséquences des techniques et des procédés mis en œuvre dans ce type d'exploitation. Dès lors, ce pays restera un champ d'expérimentation pour les compagnies pétrolières.

### 5.4.3 Identification des opportunités liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels

Face aux déclins des ressources conventionnelles et l'augmentation de la consommation intérieure, les hydrocarbures non conventionnels peuvent constituer des nouvelles ressources et une opportunité pour relancer l'économie et la création d'emplois ainsi que d'assurer l'indépendance énergétique. Cette manne va permettre à ces pays de sortir du sous-développement et d'émerger. L'Algérie dispose d'importantes ressources en hydrocarbures non conventionnels surtout en gaz de "schiste". Ce dernier a la particularité d'être jusqu'à 25% moins polluant que le pétrole.

Dans le contexte actuel où tous les regards sont tournés vers la protection de l'environnement et la limitation du réchauffement climatique, le gaz devient donc une véritable carte à jouer dans le mix énergétique et une opportunité pour une transition vers des ressources sobres en carbone. Toutefois, comme mentionné plus haut, cet objectif est tributaire de l'amélioration technologique pour limiter les émissions fugitives lors des travaux d'exploration et d'exploitation.

## 5.4.4 Identification des menaces liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels

Le développement de ces ressources nécessite une forte consommation d'eau douce, et en cas d'eau saumâtre, il faut des unités de dessalement extrêmement coûteuses, autant que les techniques de recyclage de l'eau. Mais ce pays manque cruellement d'eau ce qui peut générer des conflits d'usage conduisant à des tensions politiques et des mouvements de luttes contre cette exploitation.

A ceci s'ajoute les effets nocifs sur l'environnement et la santé humaine liés à la mise en œuvre de la technique de la fracturation hydraulique (voir section 4) pouvant conduire, entre autres, à un déséquilibre spatial et écologique.

Le tableau ci-dessous synthétise les forces et les faiblesses du développement des hydrocarbures non conventionnels ainsi que les opportunités et les menaces présentent dans l'environnement (économique, écologique, politique, sociale...).

Tableau 5-3: Tableau synthétique de l'analyse SWOT

	INTERNE	EXTERNE			
	FORCES	OPPORTUNITÉS			
	→ Abondance estimée des ressources	→ Nouvelles ressources potentielles			
	<ul> <li>Augmentation des réserves de gaz et du pétrole</li> </ul>	<ul> <li>Développement économique</li> <li>Diminution des émissions de CO<sub>2</sub></li> </ul>			
<u>L</u>	→ Pic pétrolier repoussé dans le temps	par substitution du gaz au autres			
POSITIF	→ Sécurité énergétique assurée	ressources fossiles (dépendra évidemment des techniques de			
PO	<ul> <li>Localisation des gisements facilitée par rapport au gaz et pétrole conventionnels</li> </ul>	bonnes pratiques pour remédier aux problèmes des émissions fugitives)			
	→ Mix énergétique	→ Création d'emplois			
	FAIBLESSES	MENACES			
	→ Forte empreinte territoriale ;	Concurrence le développement des     énorgies renguyelables :			
	→ Incertitude sur les ressources ;	énergies renouvelables ;			
	→ Risques environnementaux supplémentaires à gérer (utilisation de	→ Atteintes environnementales (eaux souterraines, sols, air);			
	produits chimiques, génération des	→ Changement climatique ;			
造	séismes);	Déstabilisation politiques et tensions			
3A1	→ Ressources fossiles ;	internes ;			
NEGATIF	→ Importante consommation d'eau ;	Empêche la diversification économique;			
	→ Coût d'investissement élevé ;	→ Conflits d'usage des autres			
	→ Technique immature ;	ressources;			
	→ Cadre légal non adapté aux techniques d'exploitation	→ Changements géopolitiques potentiellement sources de nouveaux conflits			

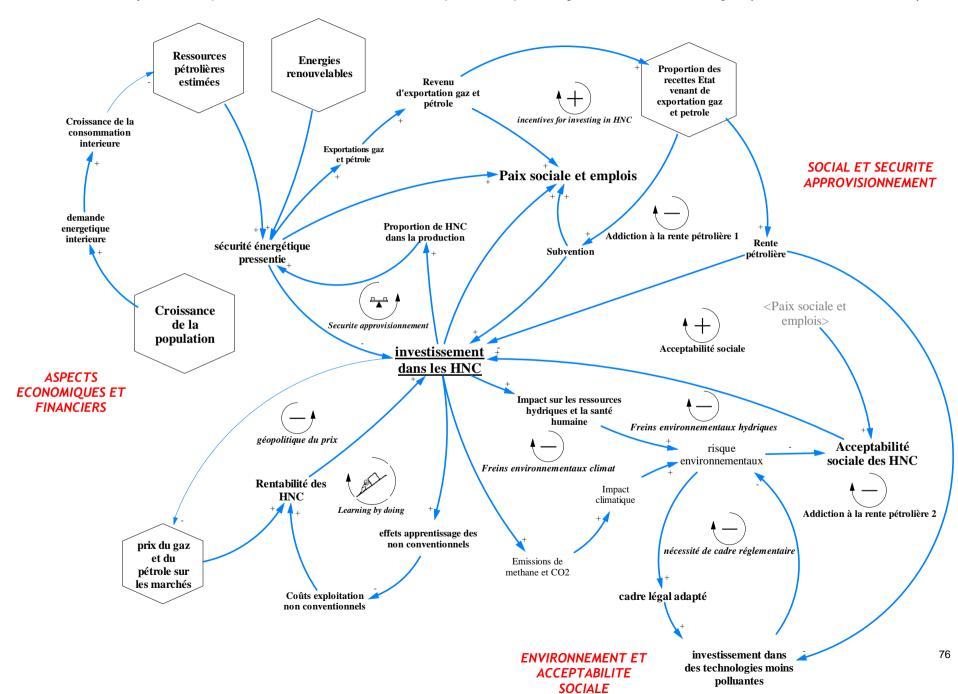
Afin de compléter cette analyse, une bonne compréhension des dynamiques et des processus de conflits, exprimés par la controverse d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Algérie, est nécessaire pour dégager des pistes de solutions. La mise en relation de l'ensemble des enjeux peut être analysée à l'aide de la méthode systémique basée sur le logiciel Vensim. Cette approche est justifiée par la diversité de facteurs et de la complexité de la problématique étudiée. Le résultat de cette modélisation est présenté à la figure 5-24.

Cette représentation permet de visualiser les influences réciproques économie/environnement/social et dont l'analyse permet de mettre en évidence des boucles de rétroactions qui peuvent être positives (accentuation du phénomène et déstabilisation) ou négatives (atténuation du phénomène et stabilisation). On distingue les boucles suivantes :

- Sécurité d'approvisionnement : l'investissement dans les HNC pourrait constituer une mesure pour augmenter la production et garantir la sécurité énergétique du pays.
- Incitations à investir dans les HNC et addiction à la rente pétrolière: l'économie de l'Algérie dépend fortement des revenus d'exportation des hydrocarbures qui permettent l'achat de la paix sociale, par la subvention d'une grande partie de produits de première nécessité, et la création d'emplois. L'investissement dans les HNC et l'augmentation de la production ne feront que maintenir cette addiction sans chercher à utiliser rationnellement l'argent de la rente.

- Freins environnementaux hydriques: les risques associés à la technique de la fracturation hydraulique à grands volumes, ont fait naître des inquiétudes quant aux incidences sur les ressources hydriques. En Algérie, les eaux souterraines constituent une importante source d'eau potable ou destinée à d'autres usages. Ces risques environnementaux, qui impliquent aussi des risques pour la santé, suscitent l'inquiétude plus ou moins marquée du public, qui se manifeste souvent par une franche opposition aux projets d'exploitation des HNC.
- Freins environnementaux climat: l'exploitation des HNC ne fera qu'augmenter la part des énergies fossiles dans la consommation mondiale et par conséquent, la croissance des émissions de gaz à effet de serre résultant de la combustion de ces énergies. Les risques environnementaux associés au changement climatique peuvent être un frein à l'acceptabilité sociale et aux investissements dans ce secteur.
- Acceptabilité sociale: au vu des impacts associés à l'exploitation non conventionnelle, l'acceptabilité sociale devient un frein au développement de ce secteur et l'absence de prise en compte des préoccupations soulevées peut compromettre la réalisation et la viabilité de ces projets. Mais, en raison de l'importance des revenus des ressources pétrolières dans le développement économique et social, le conflit peut être diminué voire étouffé.
- Nécessité de cadre réglementaire : l'adoption d'un cadre légal approprié garantissant la sûreté et la sécurité de l'extraction des hydrocarbures non conventionnels, oblige les opérateurs à développer des technologies qui respectent les normes prescrites et qui permettent de prévenir, gérer et réduire les risques associés aux projets d'exploration et de production conformément aux attentes du public.
- Géopolitique du prix : la rentabilité des projets d'exploitation des HNC dépend fortement des prix du gaz et du pétrole sur les marchés mondiaux. La hausse des prix des hydrocarbures sur les marchés est favorable au développement de ces projets.
- Learning by doing: à mesure que les projets d'exploration des HNC se développeront, de nouvelles connaissances pourront être acquises et permettront de maitriser les coûts d'investissement et de déterminer la viabilité des projets.

Figure 5-24 Modélisation des enjeux économiques, environnementaux et sociaux liés à l'exploitation du pétrole et gaz non conventionnels en Algérie (source : auteur, P.L. Kunsch)



Il n'existe manifestement pas de réponses simples réglant tous les problèmes, mais un examen équilibré des différents problèmes via la dynamique des enjeux permettra de dégager des pistes qui, dans le souci de satisfaire la demande et d'assurer le développement, en intégrant les exigences environnementales, économiques et sociales, devraient déboucher sur des solutions globalement meilleures.

#### 5.5 Conclusion

L'Algérie est un pays très dépendant de ces ressources pétrolières. Le pays est dans une situation de déclin pétro-gazier depuis 2006-2008 due essentiellement à l'épuisement des nappes. Un recul de production des produits pétroliers induit un repli du volume des exportations qui constitue la principale source de revenu du pays.

Le pays est riche en ressources non conventionnelles, notamment en gaz et pétrole de "schiste". Afin de sauver l'économie et renforcer les potentialités du pays dans le domaine énergétique et à la satisfaction à long terme de ses besoins, le gouvernement a apporté des amendements à la loi sur les hydrocarbures en février 2013 afin d'encourager les investissements étrangers. Cette démarche est favorisée par la réticence des pays européens à autoriser la fracturation hydraulique et par conséquent, les compagnies pétro gazière se replient sur les autres pays, comme l'Algérie, où la défense de l'environnement n'a pas le même écho. Cependant, la fracturation hydraulique fait débat en Algérie où l'accès à l'eau est un enjeu majeur et les industriels sont confrontés à la résistance sociale contre l'exploitation des gaz et pétrole de "schiste".

Au vu de l'analyse SWOT et la modélisation des enjeux, il n'est pas opportun d'exploiter ces ressources en l'état actuel des technologies sans une réelle amélioration en matière technique et réglementaire qui réduit les impacts sur l'environnement et la santé tout en augmentant la rentabilité.

En effet, la performance technologique et réglementaire est la clé du développement des hydrocarbures non conventionnels en Algérie et ailleurs. L'extension de ce type d'exploitation aux régions arides nécessite l'innovation dans les "water-free techniques". Toutefois si aucune mesure environnementale n'est exigée, les innovations technologiques auront pour effet d'augmenter la production au détriment de l'environnement. Dès lors, la mise en place d'une législation et d'une politique de gestion environnementale aura pour effet de contrôler l'approbation de ces projets et d'obliger les différents acteurs à respecter les normes prescrites.

Enfin, cette exploitation impose d'abord de mettre en place des agences de l'environnement indépendantes, des mécanismes de contrôle transparents qui assurent un suivi régulier. En matière de recherche-développement, il faut encourager les programmes de recherche qui seraient menés en adéquation avec les contraintes rencontrées (liées à la santé humaine et à la préservation des ressources et de l'environnement) et les objectifs de développement socio-économique.

### **6 CONCLUSION GÉNERALE**

Le siècle dernier était largement dominé par les énergies fossiles, le nouveau millénaire s'annonçait être celui des énergies sobres en carbone. Face au déclin annoncé des énergies fossiles, le nucléaire était amené à jouer un rôle incontournable aux côtés des énergies renouvelables. Il y a quelques années, l'accident de Fukushima et la crise économique ont tout bouleversé. Le nucléaire est jugé trop risqué, les énergies renouvelables trop chères. Avec l'essor des hydrocarbures non conventionnels, qui promet pour de nombreux pays la croissance économique et l'indépendance énergétique, les préoccupations environnementales sont passées au second plan.

Les statistiques démontrent que le monde regorge suffisamment de pétrole et de gaz pour assurer l'approvisionnement énergétique de l'homme, aussi à plus long terme. Les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde, mais avant tout les techniques d'extraction se perfectionnent, ce qui permet d'extraire davantage de pétrole et du gaz de ces gisements qui, à cause de leurs caractéristiques physiques, n'étaient pas exploitables auparavant.

Cependant, l'expérience accumulée, essentiellement aux Etats-Unis et au Canada, a mis en évidence les risques environnementaux, sanitaires et climatiques associés à l'exploitation et à la production d'hydrocarbures non conventionnels. Les études scientifiques suffisamment accumulées viennent dénoncer les pratiques des industriels et remettre en question les techniques, principalement la fracturation hydraulique, utilisées dans l'exploitation de ces gisements. Le déni des industriels n'est plus tenable.

Ces énergies fossiles non conventionnelles suscitent aujourd'hui l'espoir chez les uns et des inquiétudes chez les autres. L'Algérie, très dépendante des ressources pétrolières et qui dispose de ces ressources non conventionnelles, a des ambitions d'exploiter cette filière pour sa sécurité énergétique à long terme et à son développement économique et social. Toutefois, elle est appelée à ne pas copier trop vite l'expérience nord- américaine dans cette filière mais attendre le développement des technologies plus efficientes et moins coûteuses qui auront moins d'impacts sur l'environnement et la santé humaine. A l'état actuel, le remède peut être pire que le mal. Ce pays devra également s'atteler à réformer le cadre juridique en matière d'environnement avec un dispositif de contrôle et de suivi ainsi que favoriser l'implication de la société civile et des communautés locales dans ces projets d'exploitation.

Enfin, L'Algérie doit aujourd'hui diversifier ses revenus et son développement industriel et réduire l'importance de la rente pétrolière qui fragilise l'équilibre d'ensemble de son économie. Bien que disposant d'importantes ressources d'hydrocarbures, elle doit préparer sa transition vers un modèle énergétique basé sur les énergies renouvelables

Le pétrole et le gaz seront encore produits et consommés bien au-delà de la fin du siècle. Une chose est incontestable: le pétrole et le gaz naturel ne sont pas des ressources inépuisables; leur formation prend des millions d'années. Tôt ou tard d'autres énergies remplaceront le pétrole et le gaz. Un changement de structure de cette ampleur ne peut jamais se faire en quelques années ou décennies et II n'y aura

pas de substitution brutale au pétrole et au gaz. La transition vers une autre source d'énergie va se faire progressivement et sur plusieurs décennies. C'est pourquoi, toutes les prévisions énergétiques s'accordent à dire que les énergies fossiles, pétrole, gaz naturel joueront un rôle important dans encore plusieurs années. L'enjeu n'est donc pas de les produire jusqu'à la dernière goutte mais de donner aux sociétés le temps nécessaire au développement d'énergies susceptibles de les remplacer.

De plus on peut reprendre le mot de Ahmed Zaki YAMANI: "L'humanité n'est pas sortie de l'âge de pierre parce qu'il n'y avait plus de pierres", l'âge du pétrole ne s'arrêtera pas par manque de pétrole mais par l'arrivée de nouvelles technologies le rendant obsolète.

### 7 RÉFÉRENCES ET BIBLIOGRAPHIE

- Aissaoui A. (2016), « Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies » May 2016. OIES PAPER: NG 108. <a href="https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wpcontent/uploads/2016/05/Algerian-Gas-Troubling-Trends-Troubled-Policies-NG-108.pdf">https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wpcontent/uploads/2016/05/Algerian-Gas-Troubling-Trends-Troubled-Policies-NG-108.pdf</a>.
- Algerian Ministry of Energy (2016), « Premiers résultats du secteur pour l'année 2015 », in Algérie Energie, Jan-Feb Issue.

  www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/La Revue Algerie Energie/Revue AE 0
  8/Algerie Energie 08.pdf.
- Arthur M. A. and Cole D. R. (2014) « Unconventional hydrocarbon resources : prospects and problems » 2014. DOI: 10.2113/gselements.10.4.257. <a href="http://www.marcellusmatters.psu.edu/documents/Arthur\_and\_Cole\_2014\_Elements.p">http://www.marcellusmatters.psu.edu/documents/Arthur\_and\_Cole\_2014\_Elements.p</a> df.
- Bamberger, M. et Oswald, R. (2014). The real cost of fracking: how America's shale gas boom is threatening our families, pets, and food. Boston, Beacon Press, 230 p.
- Barth, J. M. (2013). The Economic Impact of Shale Gas Development on State and Local Economies: Benefits, Costs, and Uncertainties. New Solutions, vol. 23, n 01, p. 85-101.
- Bellatache, S. (2013) « Traitement des rejets générés sur les puits shale gas IAP ». Journée d'étude «Tight, shale réservoir » SONATRACH, Alger. www.iap.dz/JEtudes/2013/.../Presentation\_Bellatache\_Annane.pdf.
- Boersma, T, et al. (2015), « Shale gas in Algeria: No quick fix », Brookings. www.brookings.edu/research/papers/2015/11/algeria-shale-gas.
- Borick C., Brown E., Hartman K., Rabe B.G. and Ivacko T. (2013) « The national surveys on energy and environment, public opinion on fracking: perspective from Michigan and Pennsylvania », Gerald R. Ford Sch. Of Pub. Policy, Univ. Of Mich., 2013, p.10. <a href="http://closup.umich.edu/files/nsee-fracking-fall-2012.pdf">http://closup.umich.edu/files/nsee-fracking-fall-2012.pdf</a>
- Brandt A.R (2009) « Converting Oil Shale to Liquid Fuels with the Alberta Taciuk Processor: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions ». Energy Fuels 2009, 23, 6253–6258. <a href="http://www.ceri-mines.org/documents/27symposium/papers/ma15-2brandt.pdf">http://www.ceri-mines.org/documents/27symposium/papers/ma15-2brandt.pdf</a>
- British Petroleum « BP Energy Outlook, outlook to 2035 » 2016 Edition. <a href="https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf">https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf</a>
- Burger J., Sourieau P., Combarnous M. (1984) « Recupération assistée du pétrole : les méthodes thermiques ». Publication de l'institut français de pétrole.Collection science et technique du pétrole n°25, 1984.
- Caineng Z. N. (2012) « Unconventional Petroleum Geology », Elsevier, 31 déc. 2012.
- Cathles L. M., Brown L., Taam M., Hunter A. (2012) « A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and

- Anthony Ingraffea », 03 January 2012. Climatic Change DOI 10.1007/s10584-011-0333-0.
- Charon G. (2014) « Gaz de "schiste" : la nouvelle donne énergétique. Enjeux techniques, économiques, écologiques et géostratégiques » Septembre 2014 Editions Technip.
- CIRAIG (2014) « Revue de la littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec » version finale Décembre 2014. <a href="https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-environnement.pdf">https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-environnement.pdf</a>.
- Clark C., Burnham A., Harto C., et Horner R. (2012) « Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production: Technology, Impacts, and Policy », 2012. In OurEnergyPolicy. Resources Resource Library. <a href="http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/10/Hydraulic\_Fracturing\_and\_Shale\_Gas\_Production.pdf">http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/10/Hydraulic\_Fracturing\_and\_Shale\_Gas\_Production.pdf</a>.
- Coalition Eau Secours (2014). Mémoire de la Coalition Eau Secours! dans le cadre de l'enquête et des audiences publiques menées sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. In Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Enquête et audience publique. Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Consulter la documentation. Mémoires.

  http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz\_de\_"schiste"-enjeux/documents/DM92.pdf.
- Colborn T., kwiatkowski C., Schultz K. and Bachran M. (2011) « Natural Gas Operations from a Public Health Perspective », 2011. Human and Ecological Risk Assessment, 17: 1039-1056.
- Colborn, T., Schultz, K., Herrick, L. et Kwiatkowski, C. (2012). An Exploratory Study of Air Quality near Natural Gas Operations. In The Endocrine Disruption Exchange (TEDX). Chemicals in Natural Gas Operations. Peer-reviewed Papers November 9, 2012). <a href="http://endocrinedisruption.org/assets/media/documents/HERA12-137NGAirQualityManuscriptforwebwithfigures.pdf">http://endocrinedisruption.org/assets/media/documents/HERA12-137NGAirQualityManuscriptforwebwithfigures.pdf</a>.
- Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste (2014). Mémoire présenté dans le cadre des travaux sur Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent à la Commission d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement Gouvernement du Québec.

  http://www.collectif-scientifique-gaz-de "schiste".com/fr/accueil/images/pdf/bape/memoire\_collectif\_vf.pdf.
- Connan J. (1999) « Use and trade of bitumen in antiquity and prehistory : molecular archaeology reveals secrets of past civilizations », 1999.
- De Montbrial T., Defarges P. M. (2013) « Gouverner aujourd'hui ? » Ramses 2013. I.F.R.I. Institut français des Relations internationales.
- Dobb E. (2013) « The New Oil Landscape », National Geographic, 2013. http://ngm.nationalgeographic.com/2013/03/bakken-shale-oil/dobb-text.
- Durand M. (2013) «Les risques technologiques liés à la fracturation du shale d'Utica » Mémoire présenté au BAPE Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de "schiste" dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Mai 2013.

- EIA U.S. Energy Information Administration (2015) « Technically Recoverable Shale Oil and Gas Resources: Algeria », September 2015. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Algeria 2013.pdf.
- EIA U.S. Energy Information Administration' (2016) « Country Analysis Brief: Algeria », march 2016.

  <a href="https://www.eia.gov/beta/international/analysis\_includes/countries\_long/Algeria/algeria.pdf">https://www.eia.gov/beta/international/analysis\_includes/countries\_long/Algeria/algeria.pdf</a>.
- Favennec J.P. (2007) « Géopolitique de l'énergie: besoins, ressources, échanges mondiaux » Ed. Technip, 2007.
- Field R.A., Soltis J., Murphy S. (2014). « Air quality concerns of unconventional oil and natural gas production », Environnemental Sciences: Processes & Impacts, mai 2014, 16, p.467-492.
- Fortin M. J. (2014) « L'acceptabilité sociale comme processus d'évaluation politique des grands projets énergétiques. L'exemple du gaz de "schiste" au Quebec », mars 2014.
- Geffron P., Méritet S. (2014) « Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis : bilan d'étape et perspectives ». Revue d'économie industrielle 2014/4 (n° 148)
- Gordon D. (2012) « Understanding Unconventional Oil » The Carnegie Papers. Energy and Climate, 2012. <a href="http://carnegieendowment.org/files/unconventional\_oil.pdf">http://carnegieendowment.org/files/unconventional\_oil.pdf</a>
- Gosman S. (2013), « Reflecting risk : chemical disclosure and hydraulic fracturing », 48 Ga. L. Rev., 2013, p. 99.
- Hall K. B. (2013), « Hydraulic fracturing: Trade secrets and the mandatory disclosure of fracturing water composition », op. cit., p. 405; J. Pitt, « Pennsylvania Group Expresses Concerns over Fracking Fluids in Flood Water », GDACC, 2013. <a href="http://gdacc.org/2011/09/09/pennsylvania-groups-express-concerns-over-fracking-fluids-inflood-water/">http://gdacc.org/2011/09/09/pennsylvania-groups-express-concerns-over-fracking-fluids-inflood-water/</a>
- Hoffman A, Strickland L. et Wolske K. (2013) « Hydraulic fracturing in the state of Michigan, Public perceptions of high-volumehydraulic fracturing & deep shale gas development », Graham Sustainability Institute Integrated Assessment ReportSeries, vol. II, report 3, 2013, p. 29. <a href="http://graham.umich.edu/media/files/HF-08-Public-Perceptions.pdf">http://graham.umich.edu/media/files/HF-08-Public-Perceptions.pdf</a>
- Holloway M. D., Rudd O. (2013) « Fracking the Operations and Environmental consequences of Hydraulic fracturing ». John Wiley & Sons, Inc., and Scrivener Publishing LLC, 2013
- Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University) (2011) « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations » April 2011, Climatic Change (2011) 106:679–690 DOI 10.1007/s10584-011-0061-5
- Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University) (2012) « Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al.» January 2012, Climatic Change DOI 10.1007/s10584-012-0401-0.
- Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University), Shindell (Nasa), Phillips (Boston University), Townsend-Small (University of Cincinnati) (2012) « Methane Emissions from Natural

- Gas Systems », February 2012, National Climate Assessment reference number 2011-0003
- International Energy Agency (IEA), (2015) « Key World Energy Statistics » <a href="https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld Statistics 201">https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld Statistics 201</a> 5.pdf
- International Energy Agency (IEA), (2015) « World Energy Outlouk 2015» http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
- Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Zhao, K. et Karr, J.D. (2013). Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS), vol. 108, n 0 28, p. 11250-11255.
- Kidnay A. J., Parrish W. R., McCartney D. G., (2011) « Fundamentals of natural gas processing » Second Edition. CRC Press, 2011.
- Lenoir J. C., Bataille C. (2013) « Les techniques alternative à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels », 2013 Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques. <a href="http://www.ufip.fr/uploads/img/OPECST\_shalegas&fracking.pdf">http://www.ufip.fr/uploads/img/OPECST\_shalegas&fracking.pdf</a>
- Lightowlers P. J., (2015) « Chemical pollution from fracking » Février 2015 <a href="http://www.chemtrust.org.uk/wp-content/uploads/chemtrust-chemical-pollution-from-fracking-june2015.pdf">http://www.chemtrust.org.uk/wp-content/uploads/chemtrust-chemical-pollution-from-fracking-june2015.pdf</a>
- Malo M., Lefebvre R., Comeau F. A., Séjourné S. (2015) « Synthèse des connaissances: pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière ». Rapport de recherche 1553, Janvier 2015 Québec. <a href="https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf">https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf</a>
- Maugeri L. (2012) « Oil: The Next Revolution" Discussion Paper 2012-10, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, June 2012.
- McFeeley M. (2014) « Falling through the cracks : public information and the patchwork of hydraulic fracturing disclosure laws », op.cit., p. 853. <a href="http://lawreview.vermontlaw.edu/wp-content/uploads/2014/05/06-McFeeleyG.pdf">http://lawreview.vermontlaw.edu/wp-content/uploads/2014/05/06-McFeeleyG.pdf</a>
- McKenzie, L.M., Witter, R.Z., Newman, L.S. et Adgate, J.L. (2012) « Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources ». Science of the Total Environment, vol. 424, p. 79-87.
- Myers T. (2012) « Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers » NGWA.org, 2012

  <a href="https://assets.documentcloud.org/documents/371276/myers-potential-pathways-from-hydraulic.pdf">https://assets.documentcloud.org/documents/371276/myers-potential-pathways-from-hydraulic.pdf</a>
- Olson B., Murtaugh D. (2014) « Oil producers cramming wells in risky push to extend boom » October 2014. <a href="http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-10-22/oil-producers-cramming-wells-in-risky-push-to-extend-boom?hootPostID=a8f5ac20e28aa8593108471c8c1829f9">http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-10-22/oil-producers-cramming-wells-in-risky-push-to-extend-boom?hootPostID=a8f5ac20e28aa8593108471c8c1829f9</a>.

- Petersen M.D., Mueller C. S., Moschetti M. P., Hoover S. M., Llenos A. L., Ellsworth W. L., Michael A. J., Rubinstein J. L., McGarr A. F., and Rukstales K. S. «2016 One-Year Seismic Hazard Forecast for the Central and Eastern United States from Induced and Natural Earthquakes », USGS. <a href="http://pubs.usgs.gov/of/2016/1035/ofr20161035.pdf">http://pubs.usgs.gov/of/2016/1035/ofr20161035.pdf</a>
- Peduzzi P., Harding R. R. R (2013) « Gas fracking: can we safely squeeze the rocks? ». Environmental Development, 2013, vol. 6, p. 86-99. DOI: 10.1016/j.envdev.2012.12.001.
- Rafferty and Limonik « Is Shale Gas Drilling an Energy Solution or Public Health Crisis? » Public Health Nursing Volume 30, Issue 5, pages 454–462, September/October 2013.
- Ratner M. and Tiemann M. (2015) « An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions » Congressional Research Service, April 22, 2015. <a href="https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R43148.pdf">https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R43148.pdf</a>.
- Reig P., Luo T., Proctor J.N. (2013) « Global shale gas development : water availability and business risks» http://www.wri.org/sites/default/files/wri14\_report\_shalegas.pdf
- Rozell D. J. and Reaven S.J. (2012) « Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale », 2012 <a href="http://www.hydratelife.org/wp-content/uploads/2012/12/Water-Pollution-Risk-Associated-with-Natural-Gas-Extraction-from-the-Marcellus-Shale.pdf">http://www.hydratelife.org/wp-content/uploads/2012/12/Water-Pollution-Risk-Associated-with-Natural-Gas-Extraction-from-the-Marcellus-Shale.pdf</a>
- Speight J. G. (2014), « Handbook of Offshore Oil and Gas Operations », 2014 Elsevier.
- Szalai P. (2013) « Révolution du gaz de "schiste" : peut-elle traverser l'Atlantique ? » Question d'Europe n°2934 novembre 2013 POLICY PAPER. http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\_Public/46/081/46081841.pdf
- Tissot B.P., Welte D.H. (1984) « Petroleum formation and occurrence » Second Revised and Enlarged Edition. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg New York Tokyo 1984.
- Tsuyoshi I., Kazuhei A., Tomoya N., Youqing C., Sumihiko M., Qu C., Yoshiki N. (2012) « Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO<sub>2</sub> », Geophysical Research Letters. Volume 39, Issue 16 28 August 2012
- Ubani E. C., Onyejekwe I.M. (2013) « Environmental impact analyses of gas flaring in the Niger delta region of Nigeria » American Journal Of Scientific And Industrial research, 2013.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA) « Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources. Executive Summary », June 2015.
- Werner A; K., Vink S., Watt K., Jagals P. (2015) « Review Environmental health impacts of unconventional natural gas development: A review of the current strength of evidence », Science of the Total Environment 505 (2015) 1127–1141.
- Warner N. R., Christie C. A., Jackson R.B., Vengosh A. (2013) « Impacts of shale gas wastewater disposal onn water quality in Westen Pennsylvania » Environmental Science and Technology, September 2013.

- World Energy Council, «Wordld Energy Ressources 2013 Survey» <a href="https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete\_WER\_2013\_Survey.pdf">https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete\_WER\_2013\_Survey.pdf</a>
- Yaritani H., Matsushima J. (2014) « Analysis of the Energy Balance of Shale Gas Development » Frontier Research Center for Energy and Resources, Graduate School of Engineering, April 2014. The University of Tokyo, 7-3-1 Hongo, Bunkyo-ku, Tokyo 113-8656, Japan.
- ZEGRIR. H, « Distribution de la fracturation dans les réservoirs compacts du cambroordovicien : Méthodologie d'intégration des données de surface au modèle de subsurface (bassin de l'Ahnet-plateforme saharienne-Algérie) », 2014

#### Sites Internet

Algeria's Shale Gas Experiment By Carole Nakhle April 23 2015 <a href="http://carnegie-mec.org/">http://carnegie-mec.org/</a> consulté le 15 mai 2016.

Assessment reveals potential risk for some in Bakken. By Patrick C. Miller. <a href="http://thebakken.com/articles/978/assessment-reveals-potential-risk-for-some-in-bakken">http://thebakken.com/articles/978/assessment-reveals-potential-risk-for-some-in-bakken</a> consulté le 24 janvier 2016.

Algerian hydrocarbon sector struggles to meet expectations and country requirements. <a href="http://www.ispionline.it/en/energy-watch/algerian-hydrocarbon-sector-struggles-meet-expectations-and-country-requirements-14913">http://www.ispionline.it/en/energy-watch/algerian-hydrocarbon-sector-struggles-meet-expectations-and-country-requirements-14913</a> consulté le 28 mai 2016

British Geological Survey: Shale Gas, http://www.bgs.ac.uk/research/energy/shaleGas/basics.html consulté le 14 mai 2015

Frequently Asked Questions(FAQs) <a href="http://documents.hants.gov.uk/FAQ-oilandgas.pdf">http://documents.hants.gov.uk/FAQ-oilandgas.pdf</a> Consulté le 14 mai 2015.

Gaz de "schiste" et émissions de GES : meilleur ou pire que le charbon ?

http://www.carbone4.com/fr/l\_actu\_de\_carbone\_4/gaz-de-"schiste"-et-%C3%A9missions-de-ges%C2%A0-meilleur-ou-pire-que-le-charbon%C2%A0\_consulté le 19 novembre 2015.

Gas fracking: can we safely squeeze the rocks? UNEP Global Environmental Alert Service (GEAS) November 2012 http://www.unep.org/ consulté le 24 janvier 2016.

Gaz et pétrole de schiste en Algérie. <a href="http://lecourrierdumaghrebetdelorient.info">http://lecourrierdumaghrebetdelorient.info</a> consulté le 15 mai 2016.

Histoire des forages pétroliers <a href="http://oilguru.org/oilandgasnews/2014/06/11/the-worlds-first-oil-wells-were-in-china/">http://oilguru.org/oilandgasnews/2014/06/11/the-worlds-first-oil-wells-were-in-china/</a> consulté le 24 janvier 2016.

La bataille mondiale pour les parts de marché du pétrole. By Dan Yergin http://blog.ihs.com/the-global-battle-for-oil-market-share consulté le 24 février 2016

Le gaz de schiste en Algérie entre manipulations, manœuvres et mensonges du pouvoir.

http://www.algeria-watch.org/fr/article/analyse/malti\_gaz\_de\_schiste.htm. Consulté le 28 mai 2016

Les hydrocarbures en Algérie <a href="http://lecourrierdumaghrebetdelorient.info">http://lecourrierdumaghrebetdelorient.info</a> consulté le 15 mai 2016.

Les hydrocarbures non conventionnels en Algérie <a href="http://www.sonatrach.com/dossiers.html">http://www.sonatrach.com/dossiers.html</a>. Consulté le 15 mai 2016

Les dernières actualités concernant le gaz de "schiste" <a href="http://www.legazde">http://www.legazde</a> "schiste" <a href="http://www.legazde</a> "schis

Petroleum Resources Management System <a href="http://www.spe.org/">http://www.spe.org/</a> consulté le 07 février 2016.

Portail algérien des énergies renouvelables. <a href="http://portail.cder.dz/spip.php?article5295">http://portail.cder.dz/spip.php?article5295</a>. Consulté le 11 juin 2016.

Rassemblement des citoyens, des associations, des organisations contre l'exploration et l'exploitation du gaz et huile de "schiste" <a href="http://www.stopaugazde">http://www.stopaugazde</a>"schiste" 07.org consulté le 24 janvier 2016.

Révolution du gaz de "schiste" et son impact sur l'économie des pays du Golfe <a href="http://studies.aljazeera.net/ar/reports/2013/10/2013104121342439871.html">http://studies.aljazeera.net/ar/reports/2013/10/2013104121342439871.html</a>. Consulté le 09 novembre 2015.

Skipping the Water in Fracking. « The push to extend fracking to arid regions is drawing attention to water-free techniques ».By Kevin Bullis, 2013. <a href="https://www.technologyreview.com/s/512656/skipping-the-water-in-fracking/">https://www.technologyreview.com/s/512656/skipping-the-water-in-fracking/</a>. Consulté le 15 avril 2016.

Statistiques énergétiques mondiales <a href="http://www.enerdata.net/enerdatafr/">http://www.enerdata.net/enerdatafr/</a> consulté le 09 février 2016.

Surproduction de pétrole: dernières stations avant crise <a href="http://dr-petrole-mr-carbone.com/surproduction-de-petrole-dernieres-stations-avant-crise/">http://dr-petrole-mr-carbone.com/surproduction-de-petrole-dernieres-stations-avant-crise/</a> consulté le 30 novembre 2015.

The sky is pink / Le ciel est rose. <a href="https://www.youtube.com/watch?v=fq6eloZi3yl">https://www.youtube.com/watch?v=fq6eloZi3yl</a> consulté le 11 novembre 2015.

Water-less Fracking Could Be Industry Game Change by Andrew Topf. <a href="http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Water-less-Fracking-Could-Be-Industry-Game-Changer.html">http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Water-less-Fracking-Could-Be-Industry-Game-Changer.html</a>. Consulté le 15 avril 2016.

What Is Hydraulic Fracturing? <a href="https://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national">https://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national</a> consulté le 09 septembre 2015.

http://www.legazdeschiste.fr consulté le 23 mars 2016.

<u>http://www.ogi.com/index.html</u>. Consulté régulièrement le long de ce travail.

http://www.unconventionaloilandgas.com.au/. Consulté régulièrement le long de ce travail.

## 8 ANNEXE 1

Source https://fracfocus.org/

	Chemica	ls commonly used in hydr	aulic fract	uring and other c	onsumer uses
Chemical name <sup>a</sup>	Common or trade name	Function(s) and chemical purpose(s) in hydraulic fracturing <sup>a</sup>	Derived from food or used as a food additive <sup>b</sup>	Use in personal, house, lawn, and pet products <sup>c</sup>	Examples of use in consumer products <sup>c</sup>
2-Butoxyethanol		Surfactant: Product stabilizer	Yes	211 household, 2 personal care, and 13 lawn products listed	Simple Green Hand Cleaner Gel Windex Aerosol Glass Plus Mirror & Glass Cleaner
Acetaldehyde		Corrosion Inhibitor: Prevents the corrosion of the pipe	Yes	6 household products and 1 lawn product listed	Aleenes School Glue Sakrete Concrete Glue DAP Kwik Seal Tub & Tile Adhesive Caulk
Acetic Acid	Vinegar	Iron Control: Prevents precipitation of metal oxides  pH Adjusting Agent: Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Yes	16 household products and 1 personal care product listed	Earth Friendly Window Kleener, Grecian Formula 16 Liquid with Conditioner Pledge Clean & Dust Spray
Ammonium Persulfate		Breaker: Allows a delayed breakdown of the gel	Yes	8 personal care and 3 household products listed	Clairol Maxi Blonde Clairol Kaleidicolors Glidden Brilliance Collection Exterior Latex Paint, Semi-Gloss, Accent Base, 9403G
Borate Salts		Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	No	2 household products and 1 pet care product listed	Method Laundry Detergent for Baby Method Laundry Detergent High- Efficiency Fresh Air Kordon Nov Aqua Water Conditioner and Fish Protector
Boric Acid	Boric acid	Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	No	1 personal care product listed	Efferdent Denture Cleaner
Calcium Chloride	Ice bite	Breaker: Product stabilizer	Yes	47 household, 16 personal care, 11 lawn, and 3 pet care products listed	Downy Fabric Softener, Ultra, Free & Sensitive, Unscented Sunlight Liquid Dish Soap, Lemon Scent Gain Liquid Fabric Softener, Apple Mango Tango
Choline Chloride		Clay Stabilizer: Prevents clays from swelling or shifting	Yes	None listed	
Citric Acid	Lemon juice, lime juice	Iron Control: Prevents precipitation of metal oxides	Yes	849 personal care, 225 household, 4 lawn, and 24 pet care products listed	Pampers Sensitive Wipes Pantene Pro-V Color Revival Shampoo Lever 2000 Family Body Wash, Pure Rain
Copolymer of Acrylamide and Sodium Acrylate		Scale Inhibitor: Prevents scale deposits in the pipe	Indeterminate	4 personal care, 5 household, and 3 pet care products listed	Olay Purely Pristine Body Bissell Deepclean, Spring Breeze Gillette Fusion ProSeries UV Moisturizer, Instant Hydration, SPF Plus 15
Ethanol	Grain alcohol, ethyl alcohol	Surfactant: Product stabilizer and/or winterizing agent	Yes	539 personal care, 548 household, 12 lawn, and 16 pet care products listed	Aveeno Baby Soothing Relief Moisture Cream, Fragrance Free Lanacane First Aid Spray Earth Friendly Products Pet Stain & Odor Remover, Pump Spray

Chemical name <sup>a</sup>	Common or trade name	Function(s) and chemical purpose(s) in hydraulic fracturing <sup>a</sup>	Derived from food or used as a food additive <sup>b</sup>	Use in personal, house, lawn, and pet products <sup>c</sup>	Examples of use in consumer products <sup>c</sup>
Ethylene Glycol	Antifreeze	Breaker: Product stabilizer and/or winterizing agent Friction Reducer: Product stabilizer and/or winterizing agent Gelling Agent: Product stabilizer and/or winterizing agent Non-Emulsifier: Product stabilizer and/or winterizing agent	No	689 household, 2 personal care, and 13 lawn products listed	Burt's Bees, Baby Bee, Diaper Ointment with Vitamin A and Vitamin E Kiwi Scuff Magic, Black Epson Ink Cartridges
Formic Acid	Formic acid	Corrosion Inhibitor: Prevents the corrosion of the pipe	Yes	6 personal care and 20 household products listed	Downy Fabric Softener, Ultra, Free & Sensitive, Unscented Softsoap Body Wash, Pure Cashmere Pantene Pro-V Fine Hair Style Mousse, Maximum Hold
Glutaraldehyde	Diswart	Biocide: Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	No	2 household products listed	Sunlight Liquid Dish Soap Lemon Scented Snuggle Ultra Blue Sparkle Fabric Softener
Guar Gum	Cluster bean	Gelling Agent: Thickens the water in order to suspend the sand	Yes	1 pet care product listed	Arm & Hammer Essentials Natural Clumping Litter
Hydrochloric Acid	Stomach acid, muriatic acid, spirit of salt	Acid: Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Yes	46 household, 1 personal, 1 pet care, and 16 lawn products listed	Lysol Power Toilet Bowl Cleaner Febreze Air Fresheners Herbal Essences Hello Hydration 2 In 1
Hydrotreated Light Petroleum Distillate		Crosslinker: Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker Friction Reducer: Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer Gelling Agent: Carrier fluid for guar gum in liquid gels	No	145 household, 3 personal care, 11 lawn, and 9 pet care products listed	Spray N Wash Prewash Stain Remover Lysol Neutra Air Freshmatic Automatic Spray Goo Gone Aerosol
Isopropanol (Isopropyl Alcohol)	Rubbing alcohol	Corrosion Inhibitor: Product stabilizer and/or winterizing agent Non-Emulsifier: Product stabilizer and/or winterizing agent Surfactant: Product stabilizer and/or winterizing agent	Yes	202 personal care, 339 household, 8 lawn, and 27 pet care products listed	Purell Instant Hand Sanitizer New-Skin Liquid Bandage L'Oreal Preference Haircolors
Lauryl Sulfate		Non-Emulsifier: Used to prevent the formation of emulsions in the fracture fluid  Surfactant: Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Yes	383 personal care, 79 household, and 21 pet care products listed	Pantene Pro-V Ice Shine Shampoo Colgate Toothpaste Nature's Miracle Ultra-Cleanse Gentle Dog Shampoo
Magnesium Oxide	Magnesia	Breaker: Allows a delayed breakdown of the gel	Yes	8 household and 8 lawn products listed	Ajax Cleanser with Bleach Master Collection All Purpose Plant Food 15-13-13 Sakrete Anchor Cement
Magnesium Peroxide	Magnesium dioxide	Breaker: Allows a delayed breakdown of the gel	No	4 personal care products listed	Garnier Nutrisse Level 3 Permanent Creme Haircolors

Chemical name <sup>a</sup>	Common or trade name	Function(s) and chemical purpose(s) in hydraulic fracturing <sup>a</sup>	Derived from food or used as a food additive <sup>b</sup>	Use in personal, house, lawn, and pet products <sup>c</sup>	Examples of use in consumer products <sup>c</sup>
Methanol	Wood alcohol, wood spirits	Corrosion Inhibitor: Product stabilizer and/or winterizing agent Crosslinker: Product stabilizer and/or winterizing agent Friction Reducer: Product stabilizer and/or winterizing agent Gelling Agent: Product stabilizer and/or winterizing agent Surfactant: Product stabilizer and/or winterizing agent	Yes	83 household, 4 personal care, and 3 lawn products listed	Murphy Wet Disposable Soft Wipes Palmolive Dishwashing Detergent Softsoap Body Wash, Pure Cashmere
Naphthalene	Mothballs	Surfactant: Carrier fluid for the active surfactant ingredients	No	8 household and 4 lawn products listed	Enoz Old Fashioned Moth Balls Spectracide Brush Killer Concentrate Sherwin-Williams All Surface Enamel Oil Base Primer, White
Petroleum Distillate		Crosslinker: Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker Friction Reducer: Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer Gelling Agent: Carrier fluid for guar gum in liquid gels	No	1 household product listed	Klean-Strip Brush Cleaner
Phosphonic Acid Salt		Scale Inhibitor: Prevents scale deposits in the pipe	Indeterminate	Indeterminate	
Polyacrylamide	PAM soil conditioner	Friction Reducer: "Slicks" the water to minimize friction	No	36 personal care and 2 household products listed	Oil of Olay Active Hydrating Beauty Fluid-Sensitive Skin Dove Men+Care Body & Face Wash Aveeno Positively Radiant Moisturizing Lotion
Polysaccharide Blend		Gelling Agent: Thickens the water in order to suspend the sand	Indeterminate	None listed	
Potassium Carbonate	Potash	pH Adjusting Agent: Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Yes	8 household and 3 lawn products listed	Clorox Green Works Natural Dilutable Cleaner Simple Green Naturals Dilutable Concentrated Cleaner Miracle Gro Instant Action Houseplant Food Tablets 15-20-15
Potassium Hydroxide	Caustic potash	pH Adjusting Agent: Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Yes	36 personal care and 2 household products listed	Aveeno Baby Soothing Relief Diaper Rash Cream, Fragrance Free Vaseline Petroleum Jelly Cream, Deep Moisture Mop & Glo Triple Action Floor Shine
Potassium Metaborate*		Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	Indeterminate	1 personal care product listed	Efferdent Denture Cleaner
Quaternary Ammonium Chloride		Biocide: Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Indeterminate	92 personal care and 32 household products listed	Suave for Kids 2-in-1 Shampoo, Wild Watermelon Suave Herbal Care Shampoo AXE Shower Gel, Apollo
Sodium Carbonate	Soda ash, washing soda	pH Adjusting Agent: Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Yes	285 household, 39 personal care, 11 lawn, and 4 pet care products listed	Sensodyne Extra Whitening Toothpaste Clairol Mens Choice Haircolor Purex Ultra Laundry Detergent

Chemical name <sup>a</sup>	Common or trade name	Function(s) and chemical purpose(s) in hydraulic fracturing <sup>a</sup>	Derived from food or used as a food additive <sup>b</sup>	Use in personal, house, lawn, and pet products <sup>c</sup>	Examples of use in consumer products <sup>c</sup>
Sodium Chloride	Table salt	Breaker: Product Stabilizer Clay Stabilizer: Prevents clays from swelling or shifting	Yes	583 personal care, 131 household, 14 lawn, and 23 pet care products listed	Snuggle Ultra Blue Sparkle Fabric Softener Aussie Moist Shampoo Drano Crystal Clog Remover
Sodium Erythorbate*	Sodium isoascorbate, erythorbic acid	Iron Control: Prevents precipitation of metal oxides	Yes	180 personal care products and 1 household product listed	Clairol Natural Instincts for Men Haircolors Revlon Colorist Expert Color and Glaze Systems Spray N Wash Prewash Stain Remover
Sodium Hydroxide	Lye	pH Adjusting Agent: Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Yes	276 personal care, 290 household, 7 lawn, and 3 pet care products listed	Aveeno Baby Calming Comfort Bath Dove Ultra Moisturizing Body Wash Colgate Total Toothpaste
Sodium Polycarboxylate		Scale Inhibitor: Prevents scale deposits in the pipe	Indeterminate	Indeterminate	
Sodium Tetraborate	Borax	Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	No	21 personal care, 87 household, 13 lawn, and 4 pet care products listed	Burt's Bees, Baby Bee Buttermilk Lotion for Sensitive Skin Cheer Liquid Laundry Detergent Four Paws Pet Dental Liquid Tartar Remover for Dogs
Tetrakis Hydroxymethyl- Phosphonium Sulfate		Biocide: Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	No	None listed	
Tetramethyl ammonium chloride*		Clay Stabilizer: Prevents clays from swelling or shifting	No	21 personal care products and 1 pet care product listed	Avon Perfect Wear Extralasting Lipstick Infusium 23 Shampoo 1 Frizz Controller Olay Regenerist Night Recovery Moisturizing Treatment
Thioglycolic Acid*	Mercaptoacetic acid	Iron Control: Prevents precipitation of metal oxides	No	8 personal care products listed	Veet Bikini Hair Removal Cream for Sensitive Skin Nair Lotion Hair Remover with Aloe & Lanolin Veet Underarm Kit
Triethanolamine Zirconate		Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	Indeterminate	None listed	
Zirconium Complex*		Crosslinker: Maintains fluid viscosity as temperature increases	Indeterminate	49 personal care products listed	Dial Roll-On Antiperspirant Lady Speed Stick by Mennen Right Guard Xtreme Clear Antiperspirant and Deodorant