

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abou Bekr BELKAID Tlemcen

Faculté de technologie



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de
Master en Génie Mécanique
Spécialité : **Génie énergétique et environnement**

Par

Sara LOUATI

Walid ATTOUM

Thème

**Fracturation hydraulique dans l'industrie gazière :
Analyse et critiques**

Soutenu en juin 2013 devant le Jury composé de :

Mr. B. KERBOUA	MCA	U. Tlemcen	Président
Mr. MEA. GHERNAOUT	MCA	U. Tlemcen	Examineur
Mr. E. MAMI	MAA	U. Tlemcen	Examineur
Mr. C.SELADJI	MCA	U. Tlemcen	Encadreur

Année universitaire : 2012/2013

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier DIEU le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur, Docteur Chakib SELADJI pour l'orientation, la confiance, la patience qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Qu'il trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité.

Nos remerciements s'étendent également à Mr. Rachedi Redouane, de nous fournir les documents nécessaires pour réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous les professeurs qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury Mr. B. KERBOUA, Mr. E. MAMI et Mr. MEA. GHERNAOUT pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nos dernières pensées iront vers nos famille, et surtout nos parents, qui nous auront permis de poursuivre nos études jusqu'à aujourd'hui.

Résumé

Le présent travail apporte une recherche bibliographique qui s'intéresse à l'exploitation des gaz de schistes et de leurs répartitions mondiales. D'un autre côté, la fracturation hydraulique qui est la seule technique utilisée pour l'extraction de ces gisements a été analysée.

Notre étude nous a permis de mettre la lumière sur de nouvelles technologies permettant l'amélioration de la productivité des roches mères par la création de fracturations sans apport d'eau. Une analyse d'impact environnemental et économique a été également apportée. Enfin, une simulation numérique à l'aide de l'algorithme SIMPLE en Fortran nous a permis d'évaluer les pertes de charges lors de l'écoulement de l'eau et du CO₂ caractérisant la fracturation par l'eau et le CO₂ supercritique. Ce dernier point nous a permis de d'évaluer l'étendue de la fracture.

Mots clés : fracturation hydraulique, craking, shale gas, gaz de schiste, roche-mère, forage, perméabilité.

Abstract

This work brings a library search which is interested on the one hand shale gas and their world distribution. In addition, of hydraulic fracturing which is only the technique used for the extraction of these layers.

We quoted all the economic environmental impacts and due to the exploitation of schist gases and the various techniques of monitoring and the tracks of control of the risks and their remediation.

We studied new technologies allowing the improvement of the productivity of the rocks by the creation of fracturing without contribution of water and by the transformation of hydrocarbons trapped into lighter cuts. We have made simulation to evaluate the pressure drop to the flow of water and CO2

ملخص

الاطروحة المقدمة عبارة عن بحث علمي فيما يتعلق من ناحية بالغاز الصخري والتوزيع العالمي له و من ناحية أخرى بالتكسير الهيدروليكي الذي هو الأسلوب الوحيد المستخدم لاستخراج هذا النوع من الغاز.

ذكرنا جميع الآثار البيئية والاقتصادية الناجمة عن استغلال الغاز الصخري وتقنيات الرصد المختلفة وطرق إدارة المخاطر وعلاجها.

درسنا تكنولوجيات جديدة لتحسين إنتاجية الصخور من خلال خلق كسور من دون ماء وتحويل الهيدروكربونات المحصورة الى وزن خفيف. لقد قمنا باستعمال برنامج Fortran للمقارنة بين استعمال الماء و غاز ثاني اكسيد الكربون .

Dédicace

Merci mon DIEU de m avoir donné la capacité d écrire et de réfléchir, la force d'y croire, la patience d'aller jusqu'au bout du rêve et le bonheur de lever mes mains vers le ciel et de dire

" Ya Hayou Ya Kayoum "

Je dédie ce modeste travail à celle qui m'a donné la vie, le symbole de tendresse, qui s'est sacrifiée pour mon bonheur et ma réussite, à ma mère.

A mon père, école de mon enfance, qui a été mon ombre durant toutes les années des études, et qui a veillé tout au long de ma vie à m'encourager, à me donner l'aide et à me protéger.

Que dieu les gardes et les protège.

A mes adorables sœurs Imene et Hadjer

A mon cousin yassine.

A mes amies.

A tous ceux qui me sont chères.

A tous ceux qui m'aiment.

A tous ceux que j'aime.

Sara

A mes parents

*Vous représentez pour moi le
symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du
dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.
vos prières et vos bénédictions m'ont été d'un grand secours pour mener à
bien mes études.*

*Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour
exprimer ce que vous méritez pour tous les sacrifices que vous n'as
cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à
l'âge adulte.*

*Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu,
le tout puissant, vous préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.*

A tous les membres de ma famille, petits et grands

Veillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection

A mes chers amis et mes collègues

*Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour vous
exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des
frères, sœurs et des amis sur qui je peux compter.*

Walid

Sommaire

Introduction générale	1
PREMIERE PARTIE : RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LA RACTURATION HYDRAULIQUE ET LES GAZ SCHISTES	
Chapitre I : Réserves mondiales du gaz schistes	3
I-1 Introduction	3
I-2 ressources conventionnelles et non conventionnelles	4
I-2-1 Origines du gaz naturel	4
I-2-2 Gaz conventionnel	5
I-2-3 Gaz de schiste et les autres sources de gaz non conventionnels	8
I-3 Gaz de schiste	12
I-3-1 Définition	12
I-3-2 L'essor de l'exploitation des gaz de schistes.	14
I-4 Répartition mondiale de gaz schiste.	15
I-4-1 Dans le monde	15
I-4-2 Aux Etats- Unis	17
I-4-3 Canada	18
I-4-4 En Afrique	18
I-5 Difficultés d'exploitation	20
I-6 Conclusion	20
Chapitre II : Fracturation hydraulique	21
II-1 Introduction.	21
II-2 Concepts de base.	22
II-2- 1 Porosité_	22
II-2-1-1 Définition de la porosité	22
II-2-1-2 Mesure de la porosité	23
II-2-2 Perméabilité	23
II-2-2-1 Définition de la perméabilité	24
II-2-2-2 De la perméabilité d'un échantillon	25

II-3 Techniques d'extraction des gisements non conventionnels	25
II-3-1 Phase préliminaire, l'exploration	26
II-3-1-1 Différentes étapes de la phase préliminaire	26
II-3-2 Forage.	28
II-3-3 Fracturation hydraulique	32
II-3-3-1 Bref historique	32
II-3-3-2 Phénomène physique	33
II-3-3-3 Etape par étape	37
II-3-4 Type de fluides de fracturation hydraulique	41
II-3-5 Produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation	42
II-3-6 Agents de soutènement.	43
II-3-7 Équipement de fracturation hydraulique.	
II-3-8 Recyclage et traitement des fluides de fracturation.	45
II-4 Conclusion.	47

DEUXIEME PARTIE : EVALUATION DE LA TECHNIQUE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Chapitre III : Impacts environnementaux.	48
III-1 Introduction	48
III-2 Différents impacts de l'exploitation des gaz schistes.	49
III-2-1 Identification des risques et nuisances.	49
III-2-1-1 Impacts potentiels sur la qualité de l'eau	50
III-2-1-2 Traitement et devenir des effluents	50
III-2-1-3 Nuisances pouvant résulter des phénomènes de sismicité induite	50
III-2-1-4 Migration non maîtrisée de gaz vers la surface	52
III-2-1-5 Analyse des risques liés aux installations de surface.	53
III-2-2 Impacts et nuisances de l'exploitation sur l'environnement	54
III-2-2-1 Impact sur la qualité de l'air ambiant	54
III-2-2-2 Nuisances sonores	54
III-2-2-3 Circulation d'engins	55
III-2-2-4 Impact paysager	56
III-2-2-5 Limitation d'usage des terrains de surface	56
III-2-2-6 Lien entre déformation dans la formation exploitée et la surface.	57

III-2-2-7 Bilan environnemental global.	57
III-2-2-7-1 Gaz à effets de serre	57
III-2-2-7-2 Bilan environnemental relatif aux ressources en eaux	59
III -2-2-7-3 Impact environnemental prévu en Algérie	61
III-3 Actions de recherche scientifique.	
III-4 Maitrise des risques	67
III-4-1 Méthodologie de l'évaluation des risques	67
III-4-2 Approche de l'EPA.	67
III-4-3 Enjeux et pistes de réflexions	67
III-5 Surveillance (méthodes, lignes de base, quantification)	68
III-5-1 Surveillance du processus de fracturation hydraulique	68
III-5-1-1 Attendus de la technique.	68
III-5-1-2 Enjeux et pistes de réflexions	70
III-5-2 Surveillance des aquifères profonds	71
III-5-2-1 Attendus de la technique.	71
III-5-2-2 Enjeux et pistes de réflexions	71
III-5-3 Surveillance des migrations de gaz	72
III-5-3-1 Attendus de la technique.	72
III-5-3-2 Enjeux et pistes de réflexions	73
III-6 Mesures correctives et de réparations	73
III-7 Conclusion	75
Chapitre IV : Impacts économiques	76
IV-1 Introduction.	76
IV-2 L'apport des gaz de schiste en termes de production.	77
IV-3 Contexte technico-économique de la valorisation des gaz de schiste.	78
IV-4 Enjeux pour le commerce gazier mondial.	80
IV-4-1 Gaz non conventionnels susceptibles de limiter la tension sur le marché.	80
IV-4-2 Impact potentiel des gaz non conventionnels sur le commerce mondial.	81
IV-5 Un nouveau paradigme pour le prix du gaz.	82
IV-5-1 La nouvelle donne américaine.	82
IV-5-2 Potentiellement, une moindre pression sur le prix en Europe ou en Asie	84
IV-5-2-1 Poids croissants des marchés spots en Europe et en Asie.	84
IV-5-2-2 Une moindre pression sur les prix grâce aux non conventionnels	85

IV-6 Un nouvel axe de développement pour les sociétés pétrolières	86
IV-6-1 Des investissements massifs depuis 2008.	86
IV-6-2 Principales acquisitions en Amérique du nord et en Asie	87
IV-7 Effet macro-économique	88
IV-7-1 L'exemple américain	88
IV-7-2 L'exemple Québécoise	89
IV-8 Impacts économiques de gaz de schiste en Algérie	90
IV-9 Conclusion	91
	92

Chapitre V : Recherche actuelles sur des techniques de remplacement de la fracturation hydraulique

V-1 Introduction.	92
V-2 Techniques alternatives à la fracturation hydraulique_	93
V-2-1 Stimulation par propane_	93
V-2-1-1 Une utilisation conventionnelle et non-conventionnelle.	93
V-2-1-2 Technique de stimulation par propane	94
V-2-1-3 Avantages.	96
V-2-1-3-1 Suppressions de l'utilisation d'eau et des problèmes de retraitement.	96
V-2-1-3-2 Récupérations quasi-complètes du propane injecté.	96
V-2-1-3-3 Une formule chimique sans adjuvants	97
V-2-1-3-4 Moins d'équipement, pour une plateforme à surface réduite	97
V-2-1-3-5 Réduction des émissions de gaz à effet de serre	97
V-2-1-3-6 Renforcements de la sécurité du puits	98
V-2-1-3-7 Une meilleure efficacité_	98
V-2-1-3-8 Réduction des risques sismiques	99
V-2-1-4 Inconvénients	99
V-2-1-5 Conclusion.	100
V-2-2 Fracturation électrique	100
V-2-2-1 Introduction	100
V-2-2-2 Fracturation électrique d'un réservoir	100
V-2-2-3 Avantages et inconvénients	103
V-2-2-4 Conclusion.	103
V-2-3 Fracturation au CO2.	103

V-2-3-1 Introduction	103
V-2-3-2 Conclusion de l'étude d'injection de CO2.....	105
V-2-3-3 Inconvénient et avantage de fracturation au CO2	105
V-2-4 Fracturation pneumatique à l'hélium	105
V-2-4-1 Procédé	106
V-2-4-2 Conclusion.....	106
V-3 ETUDE ET ANALYSE NUMERIQUE	107
V -3-1 Caractéristique de CO2 supercritique	107
V-3-1 Equation de mouvement	107
V-3-2 Hypothèses de travail.....	109
V-3-3 Conditions aux limites.....	109
V-3-3-1 Condition sur les vitesses.....	109
V-3-3-2 Résolution.....	109
V-3-3-3 Résultats.....	111
V-4 CONCLUSION	113
Conclusion générale	114
Références bibliographiques	116

Introduction Générale

Face à une demande croissante de l'énergie fossile, et devant des réserves énergétique en épuisement, plusieurs pays se sont intéressés à développer de nouvelles techniques afin d'exploiter des gisements qui étaient inaccessibles à ce jour.

Parmi ces gisements, nous citerons les gaz de schistes qui se trouvent un peu partout dans le monde. L'extraction de ce type de gaz peut apparaître comme une alternative séduisante pour plusieurs pays. Grâce au développement de techniques nouvelles permettant de forer de façon horizontale et de fracturer la roche mère, l'exploitation des gaz de schiste est devenue économiquement rentable pour les compagnies gazières. [47] Aux Etats-Unis, l'exploitation des hydrocarbures de roche mère est réalisée depuis une dizaine d'année et a contribué à l'indépendance énergétique du pays. [47]

Dans un contexte de polémie l'Algérie par le biais de son ministre, émet la volonté de prospecter et d'évaluer l'opportunité d'exploiter ces gisements. Bien que le présent travail se fixe comme ultime objectif recenser tous les travaux et recherches dans ce domaine, peu de rapports et publications scientifiques sont disponible à ce sujet, ceci du probablement aux implications multiples tant sur le plan politique que sur le plan économique et environnemental.

Ceci dit, nous nous proposons à travers ce travail de présenter un document aussi exhaustif que possible afin de faire une large revue bibliographique, ce qui permettrait de cerner les points forts et les faiblesses de l'exploitation des gaz schistes. Dans sa finalité, cette étude devrait permettre de fournir certains éléments d'aide à la décision, ceci par le biais d'une veille technologique.

Pour cela le plan de travail suivant à été élaboré. Une recherche bibliographique sur la fracturation hydraulique et les gaz de schistes fera l'objet d'une première partie, répartie sur deux chapitres. Le premier chapitre permet de faire une localisation des gisements des gaz de schistes dans le monde. Le deuxième chapitre décrit la méthode d'exploration et d'exploitation ainsi que les techniques utilisées par l'industrie.

La seconde partie de notre travail concerne l'évaluation technique et économique de la fracturation hydraulique, elle est répartie sur trois chapitres. Le troisième chapitre concerne les impacts de l'exploitation des gaz de schistes sur l'environnement et les différents actions de recherche scientifique proposées pour analyser en détail ces impacts ou pour examiner la possibilité de lever des verrous scientifiques ou technologiques. Le quatrième chapitre s'intéresse aux impacts économiques et livre une analyse technico-économique sur le développement potentiel des gaz de schistes dans le monde et ses conséquences attendues ou déjà constatées sur le commerce gazier international et l'évolution du prix du gaz. Le cinquième chapitre cite des recherches actuelles sur des techniques de remplacement de la fracturation hydraulique. Enfin, une conclusion générale.

Chapitre I

Réserves mondiales du gaz schiste

I-1 INTRODUCTION

Longtemps restés inconnus du public, les gaz de schistes bouleversent actuellement le secteur de l'énergie aux Etats-Unis [1]. Grâce à des progrès techniques et des prix favorables, l'exploitation à grande échelle de ces gisements de gaz naturel considérables est devenue possible. Ainsi, depuis quelques années, on assiste à un développement très rapide de l'exploitation des gaz de schistes. A la suite de l'exemple américain, l'exploitation des gaz de schistes intéresse également d'autres pays, en particulier en Europe et en Amérique du Nord [1]. La question des gaz de schistes risque d'entraîner un changement profond de la politique énergétique des Etats-Unis. Au même titre que le nucléaire, ce sujet complexe devient une question de société.

Le gaz de schiste se trouve un peu partout dans le monde mais de grande quantités aux Etats-Unis, la Chine, Canada et dans quelque pays européens.

I-2 RESSOURCES CONVENTIONNELLES ET NON CONVENTIONNELLES

I-2-1 Origines du gaz naturel

D'une manière générale les hydrocarbures proviennent des sédiments (particules issues d'organismes vivants) qui s'accumulent et migrent en profondeur au niveau de bassins sédimentaires.

Selon la profondeur de leur migration on peut retrouver des huiles ou des gaz.

- 2 000 mètres - Fenêtre à huile: À ces conditions de température et de pression, la matière organique contenue dans les sédiments de la roche mère se transforme en huile.
- 3 000 mètres - Fenêtre à gaz: À ces conditions de température et de pression, la matière organique contenue dans les sédiments de la roche mère se transforme en gaz.

Concernant les gaz :

✓ Ils peuvent être stockés dans les interstices de la roche mère. On parle alors de gaz non conventionnels, car la méthode pour les extraire est non conventionnelle et se réalise par fracturation. Ce qui est non conventionnel n'est donc pas la nature de l'hydrocarbure mais la manière dont il est extrait. [2]

Ou

✓ Ils peuvent avoir migrés vers la surface jusqu'à rencontrer une couche imperméable et s'accumuler alors en poche réservoir. On parle alors de gaz conventionnels, car la méthode pour les extraire est conventionnelle, il s'agit de forage classique. La ressource est alors pompée et transformée à l'extérieur. [2]

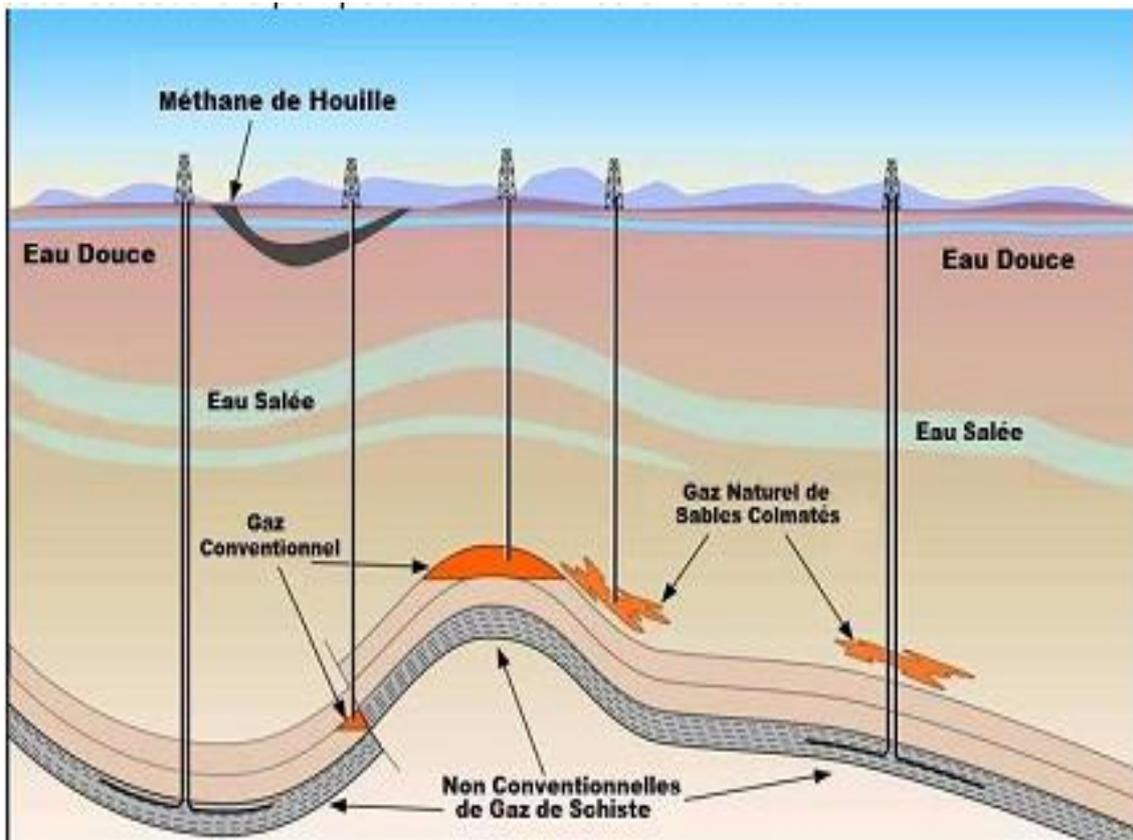


Figure I-1 : Dépôt de gaz naturel. [3]

Tous les gisements de schiste ne constituent pas de bonnes roches-mères pour l'exploitation de gaz naturel. Plusieurs facteurs déterminants doivent converger afin que le gaz naturel puisse se former. Les facteurs les plus importants sont la richesse en matière organique et la maturité thermique, qui dépendent de la manière dont la roche a été enfouie et de la profondeur à laquelle elle se trouve. Plus la roche se trouve en profondeur, plus elle sera entourée de chaleur, fournissant ainsi des conditions plus optimales pour stocker du gaz naturel.

La richesse en matière organique est mesurée en termes de carbone organique total (COT) [2]. La plupart des gisements de gaz viables présentent un taux de COT supérieur ou égal à 2 %. Les roches schisteuses présentant un taux inférieur à 2 % restent viables, puisque la faible teneur en matières organiques peut être compensée par d'autres facteurs, comme la taille et la maturité thermique du gisement. [2]

I-2-2 Gaz conventionnel

Le gaz naturel conventionnel est principalement constitué de méthane (CH₄). C'est le plus simple des hydrocarbures.

Il provient de la dégradation de la matière organique (d'origine biologique) piégée dans des sédiments devenus roches sédimentaires après diagenèse. Cette roche contenant de la matière organique est dite roche mère.

La dégradation à l'origine du méthane peut être d'origine bactérienne (biogénique) pour les températures basses. Cette dégradation se fait à faible profondeur et pour des températures de l'ordre de 50°C. Cette dégradation peut aussi être purement chimique (thermogénique) et se faire par cracking thermique de grosses molécules à des températures plus élevées (températures supérieures à 100°C) et à de grandes profondeurs. Dans le cas du méthane et de tous les autres hydrocarbures liquides ou gazeux, il peut y avoir migration du gaz qui quitte sa roche mère si celle-ci est perméable.

Le méthane et autres hydrocarbures mobiles cheminent en suivant les zones perméables, toujours vers le haut car ces hydrocarbures sont moins denses que l'eau qui en général imprègne tout le sous-sol.

Ils peuvent arriver en surface où ils donneront des sources ou suintements¹ de gaz ou de pétrole. Ils peuvent être bloqués dans des structures géologiques appelées pièges ou roches magasins. C'est le cas classique d'une couche perméable (grès, calcaire fracturé...) recouverte d'une couche imperméable (argile), le tout étant ployé en anticlinal (demi-cercle avec convexité vers le haut). [2]

C'est également le cas d'une couche perméable inclinée recouverte en biseau (discordance, biseau sédimentaire...) par une couche imperméable et également d'autres particularités géologiques.

¹ Écoulement imperceptible d'un liquide, d'une humeur.

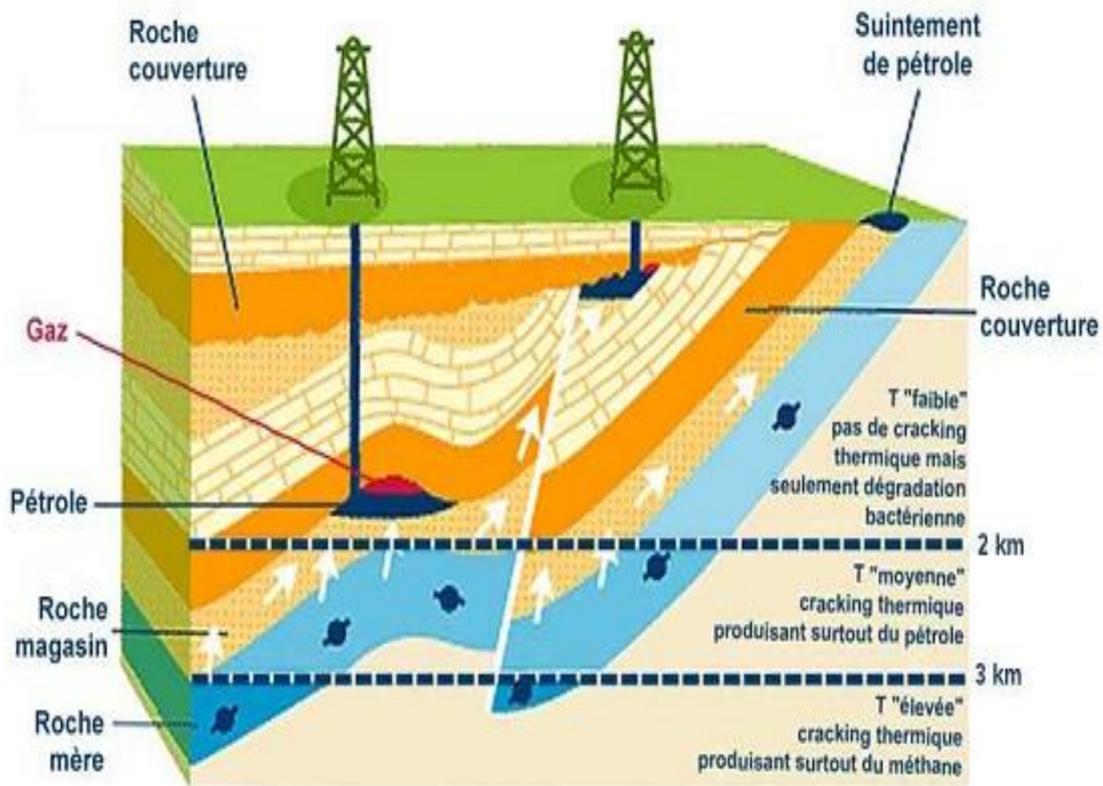


Figure I-2 : Bloc diagramme montrant la situation des gisements de pétrole et de gaz conventionnels. [4]

Les flèches blanches sur la Figure I-2 montrent la migration du pétrole et du gaz de la roche mère suffisamment perméable vers et au sein d'une roche magasin, ainsi que le long d'une faille.

Si cette migration est stoppée par un piège (couche imperméable de géométrie particulière, anticlinal, biseau discordant...) nous trouverons un gisement de pétrole ou de gaz ou les deux en même temps.

Le gaz et pétrole ne forment alors pas des poches, ou des lacs, mais imprègnent la porosité ou les fractures de la roche magasin.

La roche magasin étant perméable, un simple forage vertical, avec pompage suffit pour extraire une proportion notable des hydrocarbures contenus dans le piège. S'il n'y a pas de piège, pétrole et gaz pourront atteindre la surface.

Pour qu'il y ait gisement conventionnel d'hydrocarbures, il faut donc entre autres, que la roche mère soit suffisamment perméable pour laisser partir tout ou partie de ses hydrocarbures, et que la roche magasin soit elle aussi suffisamment perméable pour qu'un pompage suffise à extraire une proportion notable des hydrocarbures qu'elle contient.

I-2-3 Gaz de schiste et les autres gaz non conventionnels

Une ressource est dite non conventionnelle lorsque son extraction nécessite un traitement de stimulation (stimulation hydraulique, chimique, etc.).

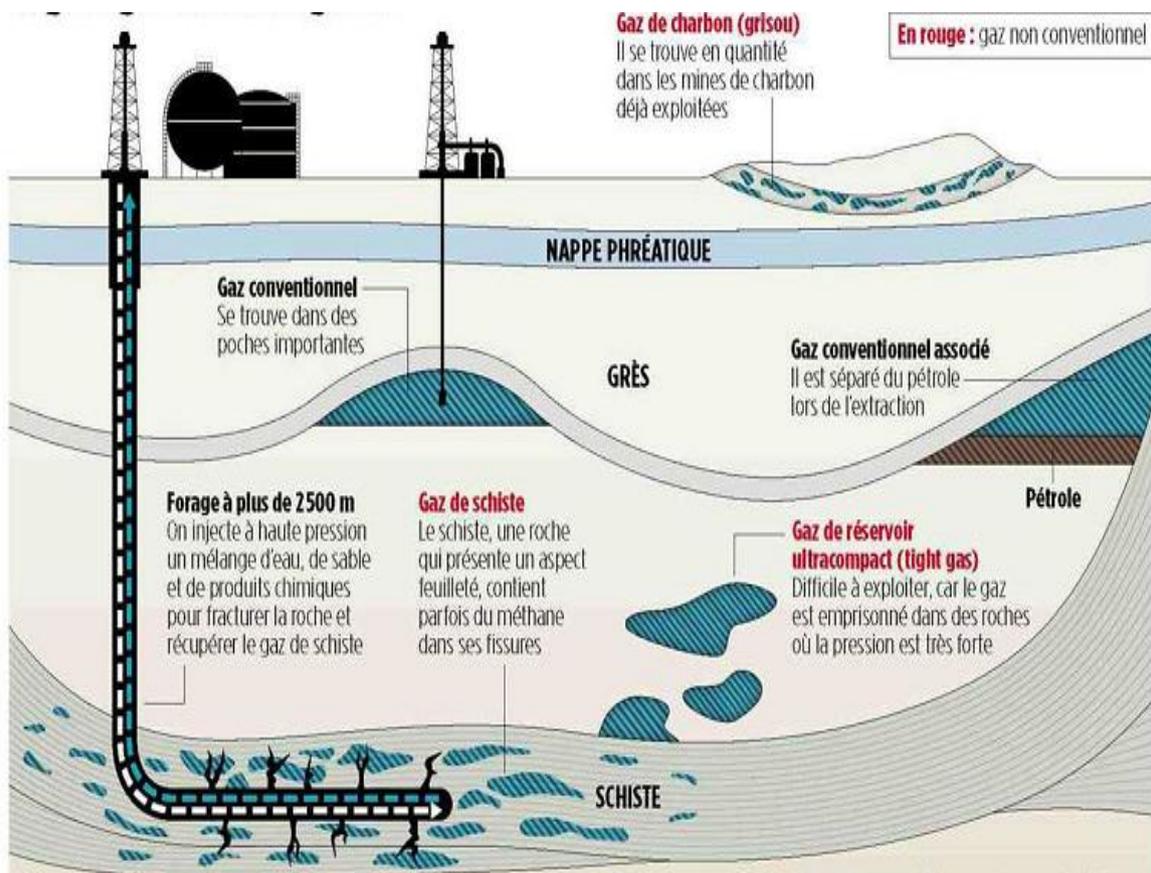


Figure I-3 : Représentation des différents types de gaz non conventionnel. [5]

Le schéma ci-dessus illustre les différents types de gaz non conventionnel et la différence entre l'extraction d'un gaz conventionnel dans un réservoir à droite avec un forage classique et un gaz non conventionnel à gauche extrait avec une technique d'extraction beaucoup plus complexe. [2]

Les gisements d'hydrocarbures non conventionnels sont composés de trois types de ressources [2] :

- ✓ Le gaz de réservoir compact (tight gas).



Figure I-4 : Photo de roche contenant le gaz de réservoir ultra-compact. [6]

Il s'agit de méthane en position intermédiaire entre le gaz de schiste et le gaz conventionnel. Le gaz a pu, au cours des temps géologiques, légèrement migrer, quitter sa roche mère, mais a été piégé dans une roche très peu perméable, trop peu pour que ce gaz puisse être exploité par des méthodes classiques. [2]

Le gaz de réservoir compact est confiné dans des formations rocheuses imperméables et non poreuses, de grès ou de calcaires, situé généralement à plus de 3500 mètres sous terre. L'accessibilité des roches-réservoirs de grès est déterminée par leur porosité et leur perméabilité. Dans certains cas, le gaz peut se trouver dans des zones peu étendues et isolées,

séparées entre elles de quelques mètres, mais qui peuvent s'avérer inaccessibles via le même puits vertical en raison de la densité de la formation rocheuse. [2]

- ✓ Le gaz de charbon ou de houille (coal bed methane)



Figure I-5 : Photo de roche contenant le gaz de charbon. [6]

Le gaz de houille également appelé gaz de charbon, est formé par la décomposition de matières organiques présentes dans un charbon dont l'emplacement trop profond ou la qualité insuffisante ne permettent pas d'envisager une exploitation rentable. Les couches de charbon sont riches en méthane adsorbé. Des techniques récentes permettent d'extraire ce gaz de couches de charbon trop profondes ou trop minces et dispersées pour être exploitées par des mines classiques. [2]

Le gaz de charbon est souvent enfoui entre 1 000 et 2 000 mètres sous terre. À cette profondeur, la pression exercée par les eaux souterraines pousse le méthane à la surface du charbon d'où il peut alors être extrait.

La plupart du temps, la production de gaz de charbon s'effectue via des puits verticaux et des fissures plus petites que celles réalisées pour l'exploitation de gaz de schiste. Toutefois, le forage horizontal devient une technique de plus en plus courante dans certaines régions. Pour libérer le gaz, il faut tout d'abord extraire l'eau en réduisant la pression dans le filon de charbon. [2]

Lorsque la pression chute, la production d'eau diminue et le gaz est libéré dans le puits. Le temps nécessaire à l'évacuation de l'eau présente dans la couche de charbon varie d'un gisement à l'autre, allant de quelques mois à quelques années. Par conséquent, toutes les roches-réservoirs de gaz de charbon ne sont pas forcément économiquement viables. Une fois que l'eau a été évacuée, elle est soit réinjectée dans le processus d'extraction, soit pompée et acheminée vers des bassins d'évaporation. [2]

- ✓ Le gaz de roche mère ou gaz de schiste.



Figure I-6 : Photo d'une roche contenant le gaz de schiste. [6]

Le gaz de schiste contient du méthane dans sa roche mère, parce que celle-ci n'est pas perméable. Ce gaz est contenu dans des (argiles et marnes litées)² d'origine sédimentaire. Ce méthane est souvent contenu dans des pores ne communiquant pas entre eux, ou éventuellement adsorbé sur des particules argileuses, d'où l'imperméabilité de la roche. Cette non perméabilité a empêché le méthane et les autres hydrocarbures de migrer. La roche mère est donc restée riche en gaz. Cette roche peut contenir jusqu'à 20 m³ de gaz aux conditions de surface (20°C et 1 atm) par m³ de roche en place. Les roches mères de ce gaz de schiste sont appelées classiquement les black shales ou argiles et marnes noires. [2]

² Une roche sédimentaire contenant du calcaire CaCO₃ et de l'argile en quantités à peu près équivalentes (35 % à 65 %).

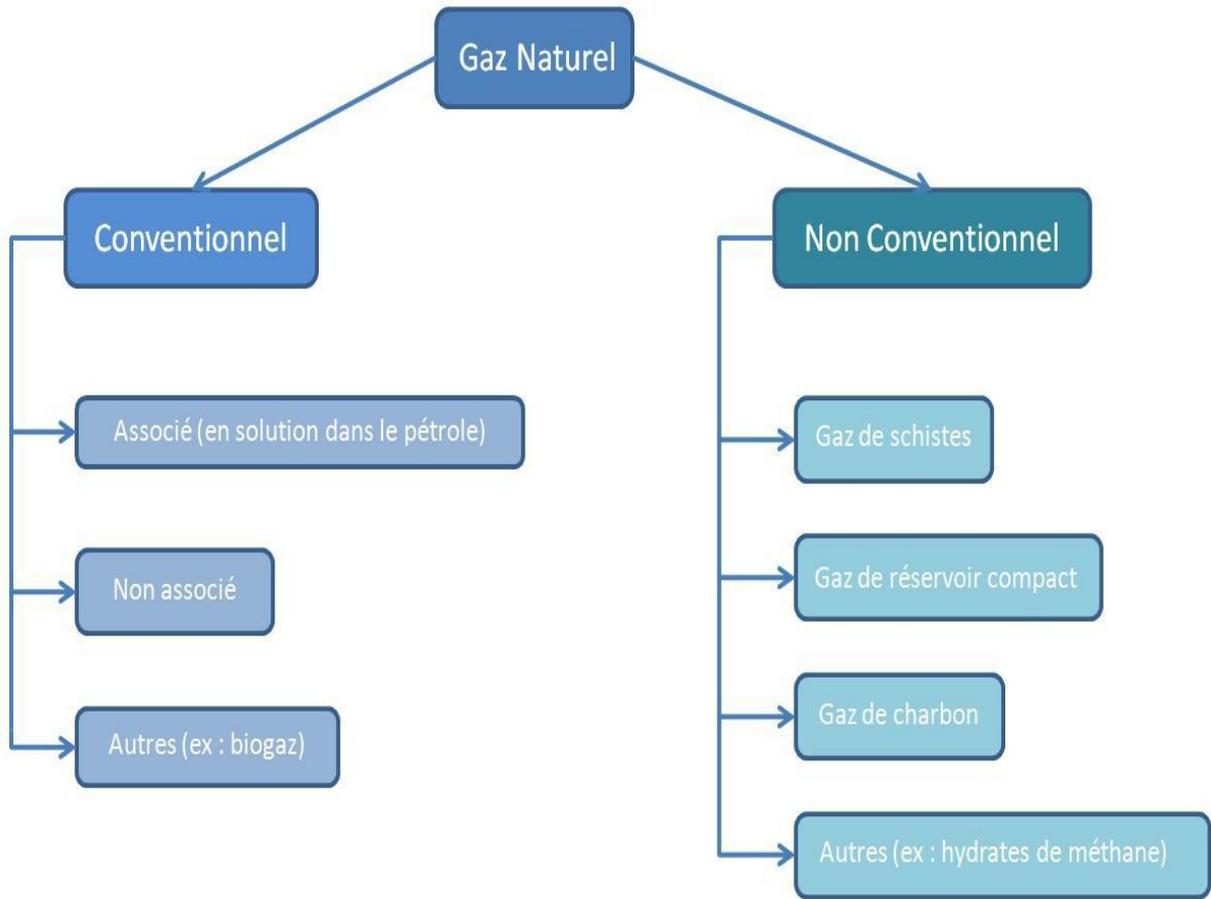


Figure I-7 : Résumé des différents types de gaz naturel. [5]

Les gaz non conventionnels ont en commun d'être prisonniers au sein de formations rocheuses peu perméables [5], ce qui rend leur exploitation compliquée et coûteuse. Jusqu'à récemment, l'exploitation de ces gaz n'était pas économiquement compétitive par rapport à celle des gisements de gaz conventionnels, et ont souvent été considérés comme non récupérables. Cependant, les changements survenus dans le secteur au cours des dernières années ont conduit les compagnies gazières à exploiter ces ressources, notamment les gaz de schistes. [5]

I-3 GAZ DE SCHISTE

I-3-1 Définition

Le gaz de schiste fait partie des gaz non conventionnels, il est contenu dans des couches sédimentaire très riche en matière organique, dont la minéralogie est principalement argileuse, avec des quartz et des carbonates qui est rendent friables et leur donne l'apparence de schiste.

La couche de schiste est à la fois la roche mère et la roche-réservoir et elle piège le gaz alors que dans les configurations de réserves de gaz conventionnels, les couches argileuses constituent souvent le couvercle qui assure par son imperméabilité le piégeage du gaz dans une couche réservoir gréseuse ou carbonatée. [7]

Contrairement aux accumulations conventionnelles qui forment un gisement ponctuel sous un volume relativement concentré, une couche de gaz de schiste a une importante extension géographique. Son épaisseur est très variable selon les bassins : de quelques dizaines à quelques centaines de mètres. Dans un même bassin régional, la couche est susceptible de présenter, selon les zones, des variations significatives d'épaisseur et de qualité. Son potentiel gazier dépend de sa teneur en matière organique qui est mesurée par son contenu carbone. [7]

L'élaboration du gaz s'est effectuée en général thermiquement par action de la température et de la pression ce qui introduit un lien avec la profondeur d'enfouissement de la couche. Le processus de pétrogenèse qui a conduit au cours des périodes géologiques au kérogène puis au gaz peut être varié. Selon le type de kérogène et le degré d'achèvement de la maturation, on s'attend à trouver du pétrole, du gaz humide (associé à des hydrocarbures liquides) ou du gaz sec si la couche est très mature. [7]

La bonne compréhension des mécanismes de pétrogenèse et notamment du type de kérogène formé est importante pour l'exploitation des ressources de gaz de schiste et notamment pour optimiser les modalités de production. Dans la couche de shale, le gaz est contenu soit sous forme libre dans de petites fractures naturelles ou dans les pores qui sont les espaces libres entre les grains de roche, soit il est adsorbé sur des molécules et des ions de matières organiques [7]

La perméabilité d'une couche de shale est très inférieure à celle d'un réservoir conventionnel ce qui explique une productivité naturelle très faible. D'où l'enjeu de pouvoir améliorer artificiellement la perméabilité au voisinage des puits.

En général, dans le cas du gaz de schiste, il y a peu d'eau associée mais si l'on procède à de la fracturation artificielle, il faut contrôler que les fractures artificiellement créées ne s'étendent pas en dehors de la couche productive ce qui pourrait conduire à des venues d'eaux souterraines en provenance d'horizons aquifères voisins. La couche prospective ayant une extension géographique importante et la production d'un puits, même après stimulation, étant faible, cela conduit pour l'exploitation du gaz à un mode de développement industriel très particulier notamment pour ce qui concerne le nombre et l'espacement des puits. [7]

I-3-2 L'essor de l'exploitation des gaz de schistes

Plusieurs facteurs ont contribué à rendre attractif l'exploitation des gaz de schistes. Tout d'abord, la demande soutenue en gaz naturel au cours des années 2000 a eu pour résultat un prix croissant du gaz naturel [1]. Après un pic à 10,82 dollars par milliers de pieds cubes (0,38 dollars par mètre cube), le prix se maintient depuis 2009 autour de 4 dollars par milliers de pieds cubes (0,14 dollars par mètre cube), soit le double du prix moyen durant les années 1980 et 1990. [1]



Figure I-8 : Evolution des prix du gaz naturel entre 1976 et 2011. [8]

Cette hausse des prix s'est en parallèle accompagnée d'une chute des coûts de production. Bien que celui-ci dépende de plusieurs facteurs et puisse varier de manière significative d'une région à l'autre, le coût de production d'un puits de gaz de schistes tend à se situer entre 2 et 3 dollars par milliers de pieds cubes (0,07 et 0,11 dollars par mètre cube), soit entre 2 et 3 fois moins que le coût de production d'un nouveau puits de gaz conventionnel. [1]

I-4 REPARTITION MONDIALE DE GAZ SCHISTE

4.1 Dans le monde

En comparaison avec les gaz classiques, les réserves de gaz non conventionnels s'étendent sur des espaces beaucoup plus vastes (sur des centaines, voire des milliers de kilomètres carrés).

Néanmoins, au sein de ces vastes espaces, il est souvent difficile de localiser l'endroit idéal où produire commercialement ce type de gaz.

La figure ci-dessous illustre les réserves de gaz de schiste dans le monde estimé en milliards de baril équivalent pétrole.

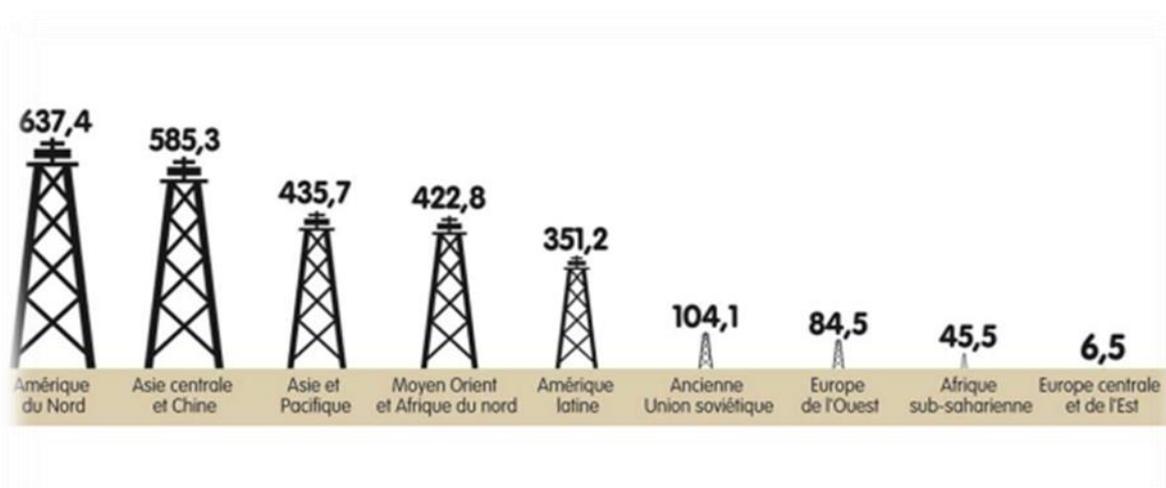


Figure I-9: Les réserves mondiales de gaz de schiste estimées en milliards de barils équivalent pétrole. [2]

La figure ci dessous illustre réserves des gaz de schiste dans le monde estimé en milliards de mètre cube.

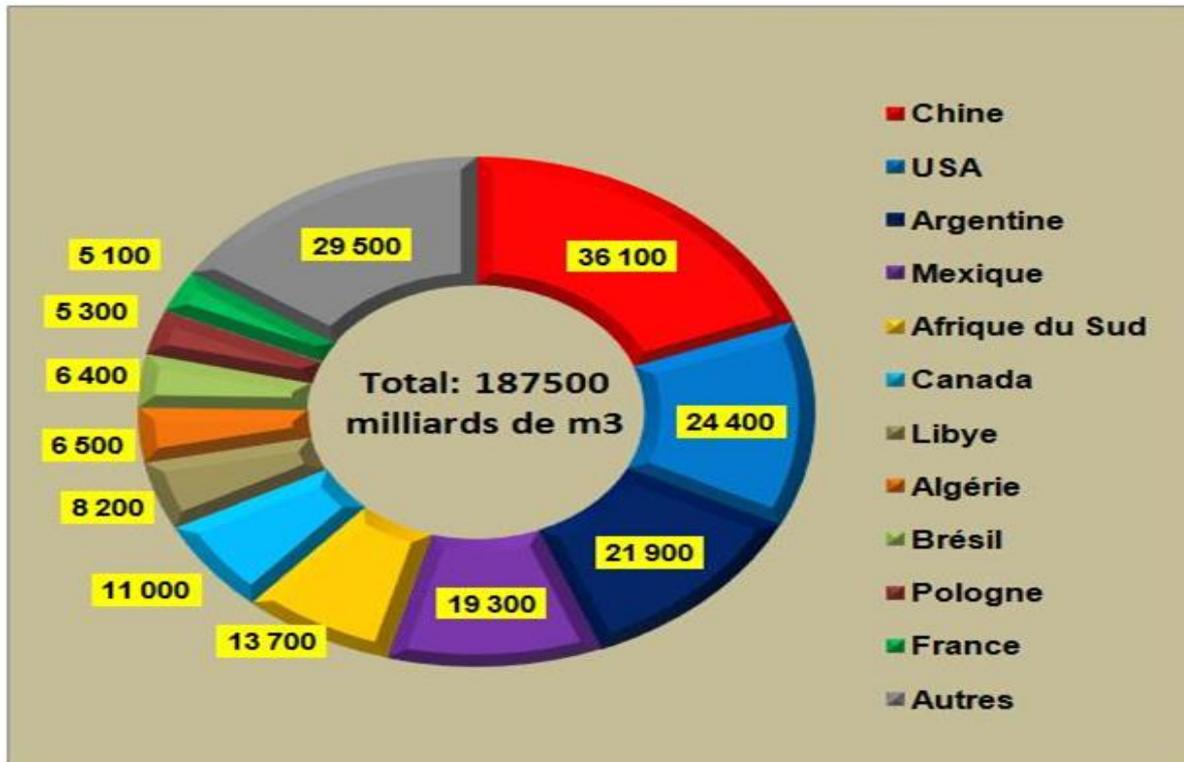


Figure I-10: Réserves des gaz de schiste en Europe et dans le monde. [10]

La France présenterait le plus gros potentiel européen en gaz de schiste depuis la réévaluation du gisement polonais. Avant la mise en exploitation, la Pologne était considérée comme le premier potentiel d'Europe devant la France. L'Institut national de Géologie (PIG) a cependant revu à la baisse le potentiel polonais de plus de 80 % ce qui corrobore les résultats d'Exxon Mobil (industrie pétrolière) qui s'est retiré du pays, faute de gisement rentable. La forte concurrence observée aux Etats-Unis et ses réserves potentielles en gaz de schiste font de la France un pays attractif pour les compagnies pétrolières internationales. [2]

Les réserves mondiales connues en gaz naturel représenteraient environ 60 ans de consommation. Toutefois, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), ce chiffre pourrait dépasser les 250 ans en y ajoutant le potentiel en gaz non conventionnels. Aussi, il apparaît que les gaz non conventionnels pourraient jouer un rôle déterminant pour garantir la sécurité

de l'approvisionnement énergétique mondial des prochaines années en ressource énergétique fossile [2].

I-4-2 Aux Etats- Unis

La révolution du gaz de schiste aux États-Unis a transformé le paysage énergétique. En ajoutant les gaz non conventionnels à la production de gaz naturel, les États-Unis, l'un des plus grands consommateurs d'énergie au monde, peuvent désormais satisfaire leurs besoins énergétiques à partir de leurs propres ressources nationales. [2]

En 2010, les gaz non conventionnels représentaient plus de la moitié de la production totale de gaz aux États-Unis. La transformation de la structure de l'offre et de la demande dans ce pays modifie également l'approvisionnement énergétique mondial. La réduction de la dépendance énergétique des États-Unis vis-à-vis du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) permet de rediriger les exportations vers l'Europe et vers d'autres parties du globe. Si l'exploration des gaz de schiste continue sur sa lancée, les États-Unis pourraient potentiellement passer du statut de pays importateur de GNL à celui de premier exportateur devant la Russie d'ici 2017. [2]

I-4-3 Canada

Au Canada, les principales réserves de gaz de schiste sont d'une part en Colombie britannique, en Alberta et au Saskatchewan, et d'autre part au Québec (schistes d'Utica). Le potentiel semble être sensiblement inférieur à celui des États-Unis. Au Québec en particulier, il existe 600 forages pétroliers ou gaziers dans les basses-terres du Saint-Laurent. Une trentaine d'entre eux ont été forés par différentes compagnies spécifiquement pour évaluer le potentiel des gaz de gaz de schiste .Aucun puits n'est en exploitation et la totalité du gaz consommé au Québec vient de l'Ouest canadien [11].

I-4-4 En Afrique :

✓ Afrique du Sud

Les réserves de schiste sont évalués à 13700 milliards de m³, donc première réserve pour l'Afrique. Comme pour la France, l'Afrique du Sud ayant recouru à un moratoire pour expliciter les dangers et risques majeurs de l'exploitation de gaz de schiste par fracturation hydraulique. [12]

✓ **La Libye**

Les réserves sont estimées à 8200 milliards de m³, donc c'est la seconde réserve africaine de gaz de schiste et première en Afrique du Nord. Dans le contexte d'instabilité politique et militaire, il est difficile de prévoir l'évolution de la situation, l'état et le devenir des accords engagés s'il y en a eu bien entendu. [12]

✓ **Algérie**

Les réserves sont évalués à 6500 milliards de m³, donc troisième réserve africaine et deuxième pour l'Afrique du Nord.

Le groupe Sonatrach et le groupe ENI ont signé en avril 2011 un accord pour l'exploitation de gaz de schiste. En 2012, au mois de mai, le groupe Sonelgaz signe un accord avec un groupe américain pour l'exploration du premier forage d'exploration de gaz de schiste dans le bassin de l'Ahnet (frontière avec la Lybie).

Suite à l'annonce de cette information, plusieurs pétitions ont été signées en Algérie et à l'étranger en vue tout simplement d'arrêter même cette campagne d'exploration qui aurait les mêmes conséquences et risques qu'une véritable exploitation. L'évolution de la situation peut aller à la véritable exploitation si l'adoption de la loi des hydrocarbures modifiée serait accomplie par le parlement et le sénat algériens entendu. [12]

✓ **Tunisie**

Les réserves ont été évaluées à 510 milliards de m³, elle vient donc en quatrième position en Afrique et troisième en Afrique du Nord. Le gouvernement ayant signé un accord avec le groupe SHELL en vue de rentrer directement à l'exploitation, ce qui va automatiquement engendré des implications et risques sur les paysages et environnement algériens. [12]

✓ **Maroc**

Les réserves ont été évaluées à 311 milliards de m³, mais ce qui est malheureux pour ce pays, on ne dispose d'aucune donnée ou informations fiables concernant la signature des accords ou contrats d'exploration ou d'exploitation. [12]

✓ Sahara occidentale

Les réserves sont de 198 milliards de m³, mais ces gisements sont, comme on s'y attendre, revendiqués par le Maroc pour pouvoir augmenter ces réserves dans la région. [12]

I-5 DIFFICULTES D'EXPLOITATION

La principale difficulté est que l'opérateur doit travailler en aveugle et à distance, sur la base de modèles géologiques et mécanistiques comportant de nombreuses incertitudes.

Chaque forage est, de plus, un cas particulier, en raison notamment des variations naturelles du substrat (nature des roches, stratigraphie³, pendage⁴, anisotropie⁵, éventuelles anomalies de température ou anomalies magnétiques susceptibles de perturber la mesure de la hauteur de fracturation à partir du puits horizontal, ou de perturber certains outils de mesures de la direction du forage...).

Les outils de mesure et de contrôle de la hauteur des fracturations pour qu'elles ne s'étendent pas au delà de la couche de schiste ne sont pas précis.

Il n'y a aucun moyen de déterminer précisément in situ, en temps réel et à coût raisonnable la hauteur et la profondeur du réseau fracturé dans la formation.

Le risque de fracturer la roche environnante, souvent plus perméable augmente quand les couches de schistes explorés sont moins épaisses. [13]

³ Une discipline des sciences de la Terre qui étudie la succession des différentes couches géologiques.

⁴ Orientation d'une couche géologique dans l'espace et par rapport à l'horizontal.

⁵ La propriété d'être dépendant de la direction.

I-6 CONCLUSION

Le gaz de schiste est une ressource de transition qui se trouve un peu partout dans le monde. Le secteur énergétique américain connaît une véritable renaissance grâce à l'exploitation de vastes ressources de schiste.

Plusieurs éléments permettent d'envisager un développement accru de l'exploitation des gaz de schistes dans les années à venir. Parmi ceux-ci, le bénéfice économique résultant de l'accès à une énergie bon marché et aux réserves considérables, la possibilité de réduire la dépendance énergétique aux pays producteurs de pétrole.

L'exploitation des gaz de schistes a été rendu possible grâce à des avancés technologiques dans le domaine de l'extraction notamment la fracturation hydraulique. Toutefois, même si le coût d'exploitation semble maîtrisé, il convient de dire que les coûts environnementaux n'ont pas été pris en considération.

Chapitre II

Fracturation hydraulique

II -1 INTRODUCTION

Autrefois, les efforts de l'industrie pétrolière et gazière à l'échelle du pays étaient axés sur l'exploration et le développement des gisements de gaz naturel de type classique. Plus récemment, avec l'épuisement de ces ressources, elle met plutôt l'accent sur la mise en valeur des ressources de gaz non conventionnelles. Le gaz naturel provenant de ces nouvelles sources n'est pas distinguable du gaz naturel classique. La mise en valeur de ces ressources de gaz non conventionnelles s'avère plus coûteuse et exige le recours à des technologies spéciales conçues pour faciliter la production du gaz. La fracturation hydraulique est une des principales technologies mise au point en vue de rentabiliser la production du gaz provenant de ces nouveaux réservoirs.

II-2 CONCEPTS DE BASE

II-2- 1 Porosité

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces vides constituant des canaux appelés pores. [14]

II-2-1-1 Définition de la porosité

Soit un échantillon de roche de volume total V_T , comprenant un volume solide V_S et un volume de vides V_V (pouvant contenir eau et hydrocarbures).

Sa porosité s'exprime par le rapport :

$$\Phi = \frac{V_V}{V_T} \quad (\text{II.1})$$

Ce qui peut encore s'écrire :

$$\Phi = \frac{V_T - V_S}{V_T} = 1 - \frac{V_S}{V_T} \quad (\text{II.2})$$

Autrement dit, la porosité est le volume de vides contenus dans l'unité de volume total de la roche. Elle s'exprime en pourcentage.

On peut définir :

- ✓ La porosité utile, qui correspond aux pores communiquant entre eux et avec l'extérieur, et qui est la seule intéressante pour le producteur.
- ✓ La porosité totale, qui fait intervenir tous les pores et qui est atteinte par les diagraphies nucléaires.

La porosité des roches varie de 0% (granit) à 45% (sables très peu consolidés).

II-2-1-2 Mesure de la porosité

Les définitions précédentes montrent que la connaissance de la porosité nécessite la détermination de deux des trois termes : volume total, volume solide et volume des vides.

Les échantillons utilisés pour ces déterminations sont, soit des tranches de carottes, soit de petits cylindres prélevés dans les carottes grâce à un petit carottier monté sur une perceuse (ces plugs ont généralement de 2 à 3 cm de diamètre et une longueur du même ordre). Ils sont le plus souvent lavés avec un solvant et séché avant leur emploi. Une mesure est cependant faite sur des échantillons frais, c'est celle du volume des vides par la sommation des fluides, où l'on additionne les volumes occupés par les différents fluides, celui du gaz étant obtenu par injection de mercure, les autres par distillation. [14]

Les autres mesures font appel aux principes suivants :

- ✓ loi de Mariotte (détermination de V_S ou V_V par compression de l'air d'une chambre contenant l'échantillon ou détente de l'air contenu dans les pores).
- ✓ poussée archimédienne exercée par un fluide (mercure) ne pénétrant pas l'échantillon (V_T), ou par un fluide saturant celui-ci (V_S).
- ✓ ou bien utilisent des injections de mercure (V_V) ou encore des pesées.

Le fait que la pression ne soit pas la même dans la couche et lors de la mesure influe très peu sur la valeur de la porosité.

Il faut enfin signaler ici que les diagraphies électriques et de radioactivité permettent d'avoir une appréciation de la porosité in situ. [14]

II-2-2 Perméabilité

Au cours de leur migration, les fluides circulent dans les pores des roches avec plus ou moins de facilité, suivant les caractéristiques du réseau poreux. [1]

II-2-2-1 Définition de la perméabilité

La perméabilité est l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler les fluides à travers ses pores.

Elle est liée à divers facteurs qui sont donnés par la loi de Darcy :

$$Q = k \frac{S}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{II.3})$$

(La pesanteur étant négligée)

✓ Q étant le débit, mesuré dans les conditions de pression et de température de la tranche considérée, d'un liquide de viscosité μ traversant un échantillon saturé de ce liquide, de section S et de longueur dx, la différence de pression étant dp.

✓ k est par définition la perméabilité de l'échantillon, constante pour celui-ci quel que soit le fluide qui le traverse.

L'unité C.G.S. de perméabilité est la perm. Comme elle est trop élevée, on utilise le darcy (D) et surtout le millidarcy (mD).

Le darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer 1 cm³ par seconde d'un fluide dont la viscosité est de 1 centipoise (viscosité de l'eau à 20°C) sous l'effet d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre à travers une surface de 1 cm². [14]

<p>1 darcy ~ 10⁻⁸ perm. 1 millidarcy = 10⁻³ darcy.</p>
--

La perméabilité d'une roche peut varier, suivant sa nature, d'une valeur nulle à quelques darcy. Elle varie avec la direction considérée, et l'on peut distinguer les perméabilités horizontales, verticales, parallèle au pendage et perpendiculaire à celui-ci. Dans le cas de

fissuration, on peut aussi distinguer une perméabilité de fissures et une perméabilité de matrice.

Ces différentes notions ont toute leur importance dans le cas d'écoulement diphasiques dans une couche et de leurs valeurs relatives peut dépendre la récupération finale. [14]

II-2-2-2 De la perméabilité d'un échantillon

Elle est effectuée par circulation soit d'un liquide saturant l'échantillon, soit d'air. Dans ce dernier cas et dans celui des gaz la valeur obtenue peut être plus faible que celle obtenue avec un liquide, la 'perméabilité vraie' étant celle-ci.

En effet, sous faible pression, le comportement des gaz dans les pores est différent de celui des liquides : les distances entre molécules augmentant, le nombre de chocs de celle-ci sur les parois des pores a une importance croissante, et la notion de viscosité n'est plus valable. Une correction peut être nécessaire. [14]

II-3 TECHNIQUES D'EXTRACTION DES GISEMENTS NON CONVENTIONNELS

Les techniques utilisées pour rechercher et extraire les hydrocarbures non conventionnels sont différentes de celles employées pour les gisements conventionnels. [2]

Il est en effet nécessaire d'utiliser plusieurs puits pour accéder à la ressource qui est plus vaste et peu concentrée. Cette extraction exige une occupation des sols importante.

Toujours en raison de la faible concentration en hydrocarbures, le forage nécessite de nombreux drains horizontaux (contact le plus important possible entre les tubes et le gisement).

Il convient également de créer ou rétablir dans la roche mère autour des drains horizontaux de nombreuses fissures pour canaliser et extraire les hydrocarbures. Ces opérations étant particulièrement complexes et nombreuses, les compagnies pétrolières font appel en sous-traitance à un grand nombre de sociétés de services.

En ce qui concerne le gaz de schiste, le principe d'exploitation est relativement simple: puisque la roche contenant le gaz est imperméable, il faut la rendre perméable. Plusieurs techniques sont envisageables. En leur temps, les soviétiques envisageaient une fracturation à coup d'explosions nucléaires souterraines.

C'est la fracturation hydraulique (parfois associée à des explosifs) qui, couplée à des forages horizontaux, est aujourd'hui généralement employée. [2]

II-3-1 Phase préliminaire, l'exploration

Cette phase consiste à travailler sur les données existantes telles que les études géologiques diverses, les sondages ou données géophysiques. Un travail géologique classique de terrain peut également être réalisé. [2]

Des investigations sismiques complètent les données précédentes. Un camion équipé d'un émetteur-récepteur envoie des ondes sismiques de façon à repérer les zones potentiellement pourvues de couches schisteuses. Elles permettent d'étudier l'emplacement souterrain des roches-réservoirs qui contiennent le gaz naturel et réduire au maximum l'impact des opérations sur les communautés environnantes. Enfin, des forages profonds avec carottage des couches intéressantes (pour analyses et essais de laboratoire) peuvent être réalisés.

II-3-1-1 Différentes étapes de la phase préliminaire

Etape 1 : Durée de deux ans

- ✓ Numériser les courbes diagraphiques disponibles se rapportant à la zone d'intérêt et à ses environs.
 - Établir la corrélation entre les puits et établir une coupe structurale.
 - Fournir une interprétation pétro physique des données diagraphiques⁶ numérisées.
- ✓ Réviser et interpréter les anciennes données sismiques 2D, ainsi que les données gravimétriques et magnétiques existantes.

⁶ Technique qui permet de déterminer la densité, la résistivité, et d'autres caractéristiques des couches du sous-sol qui sont traversées lors d'un forage.

- Cartographier les failles et les particularités du sous-sol.
- Interpréter les données sismiques 2D et intégrer les données relatives au puits, en vue de dresser une cartographie délimitant la structure dimensionnelle de la zone d'intérêt.
- ✓ Prélever et analyser toutes les carottes disponibles dans la zone d'intérêt, en mettant l'accent sur la description des fractures et des autres éléments structurels.
 - Analyse géochimique des échantillons provenant d'anciens puits.
 - Analyse bio stratigraphique des carottes et des déblais, incluant le calcul de l'indice d'altération thermique.
 - Analyse des propriétés des roches, et analyses pétrographique et minéralogique des carottes prélevées, incluant la diffraction des rayons X.
- ✓ Télédétection au moyen d'images SPOT facilitant l'étude des linéaments, et suivi environnemental et morpho-structurel.
 - Étude des particularités des fractures par le biais d'analyses des linéaments et des carottes.
 - Élaborer un modèle géologique à partir des opérations susmentionnées.

Etape 2 : Durée de deux ans

- ✓ Sélectionner deux emplacements potentiels de forage :
 - de collecte de données sismiques 2D et analyse de ces données,
 - Puits1: Forer, échantillonner et recueillir les données diagraphiques.
 - Puits2: Forer, échantillonner et recueillir les données diagraphiques.
- ✓ Interprétation pétro physique des rapports de forage.
- ✓ Analyse des échantillons de gaz produits par les puits 1 et 2.
- ✓ Analyse géochimique des carottes et des déblais prélevés des puits 1 et 2.
- ✓ Analyse bio stratigraphique des carottes et des déblais prélevés des puits 1 et 2.

- ✓ Analyse des propriétés des roches, et analyses pétrographique et minéralogique des puits 1 et 2.
- ✓ Tests de production des puits 1 et 2.

Étape3 : Durée d'un an

- ✓ Poursuite éventuelle des tests de production pour les puits 1 et 2 et étude de la possibilité d'un puits horizontal :
 - Autorisation de collecte de données sismiques 2D entourant l'emplacement potentiel du puits horizontal et analyse de ces données.
 - Puits horizontal: Forer et recueillir les données diagaphiques.
- ✓ Idem fin Etape 2.

II-3-2 Forage

La construction d'un puits comporte plusieurs étapes : [2]

- La première étape consiste à préparer l'emplacement de forage choisi pour y installer les infrastructures d'alimentation du site en eau et en électricité.
- Installation d'un derrick. Il s'agit d'une tour métallique de 30 mètres de hauteur qui sert de support à des tiges de forage. Ces longues barres métalliques mesurent une dizaine de mètres de long et sont solidement reliées entre elles bout à bout.
- Au bout de la première tige de forage, le trépan, est muni de dents ou de pastilles en acier très dur. Pour des roches très résistantes, le trépan est remplacé par une tête de forage, un seul bloc serti de diamant, beaucoup plus solide.
- Une fois mis en marche, le trépan tourne à grande vitesse. Grâce à ce mouvement rotatif, il broie la roche en petits morceaux. Une nouvelle tige de forage est vissée à la précédente pour obtenir la longueur souhaitée : on obtient un train de tiges. Un tubage est réalisé pour éviter l'effondrement du trou.

- Injection en permanence de la boue de forage. Il s'agit d'un mélange d'eau et de particules argileuses solides, densifié et stabilisé par différents produits chimiques. Sa composition varie en fonction des roches traversées. La boue de forage contribue à la réussite de l'opération:
 - ✓ elle refroidit l'outil de forage, évitant une surchauffe.
 - ✓ injectée sous pression, elle aide le trépan à attaquer la roche et nettoie le fond du puits
 - ✓ en remontant le long du tubage, elle ramène à la surface les fragments de roche arrachés par le trépan (déblais).
 - ✓ la boue de forage est également indispensable au maintien du trou car elle consolide ses parois
 - ✓ elle équilibre la pression à l'intérieur du tubage, évitant un jaillissement brutal de pétrole, d'eau ou de gaz provenant de l'une des couches rocheuses traversées.
- Une fois le puits rendu à la profondeur en ayant traversé le gisement d'hydrocarbures, un tube de protection est introduit dans le puits de forage.

Les étapes précédentes restent semblables pour un forage visant à exploiter des ressources non conventionnelles. [2]

Néanmoins, les cuvelages et tubes utilisés pour la recherche et l'extraction d'hydrocarbures de roche mère sont destinés à supporter de fortes pressions. Des systèmes de qualifications des tubes existent à plusieurs niveaux (pour donner l'assurance aux acheteurs de la conformité des tubes aux normes en vigueur).

Quand le forage du puits traverse une nappe phréatique, de multiples couches de ciment et de tubages en acier sont alors utilisées pour garantir l'intégrité des parois du trou et réaliser une barrière étanche entre le puits et la source d'eau.

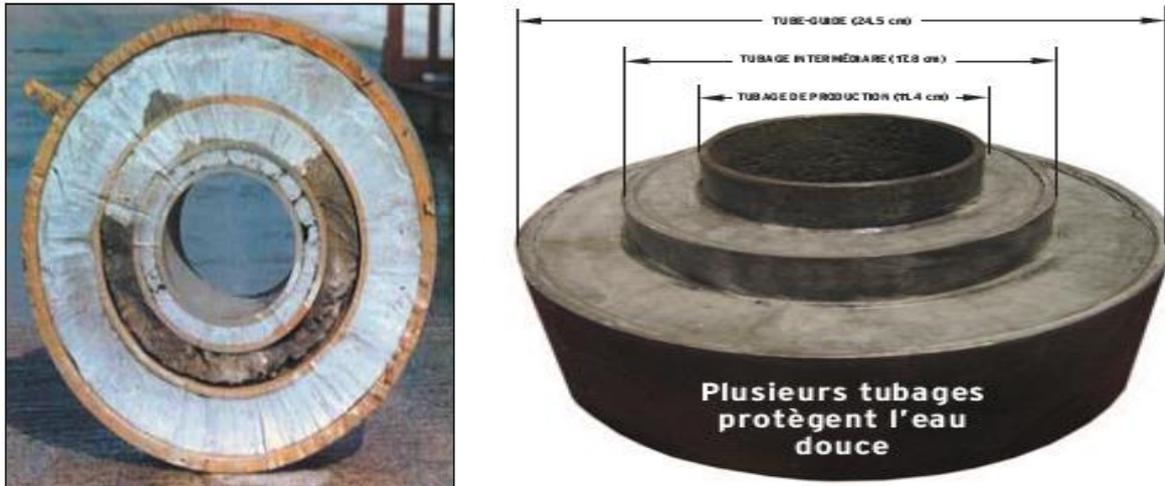


Figure II-1 : Section de la partie supérieure d'un forage : les 4 cuvelages séparés par 3 cimentations assurent son étanchéité. [3]

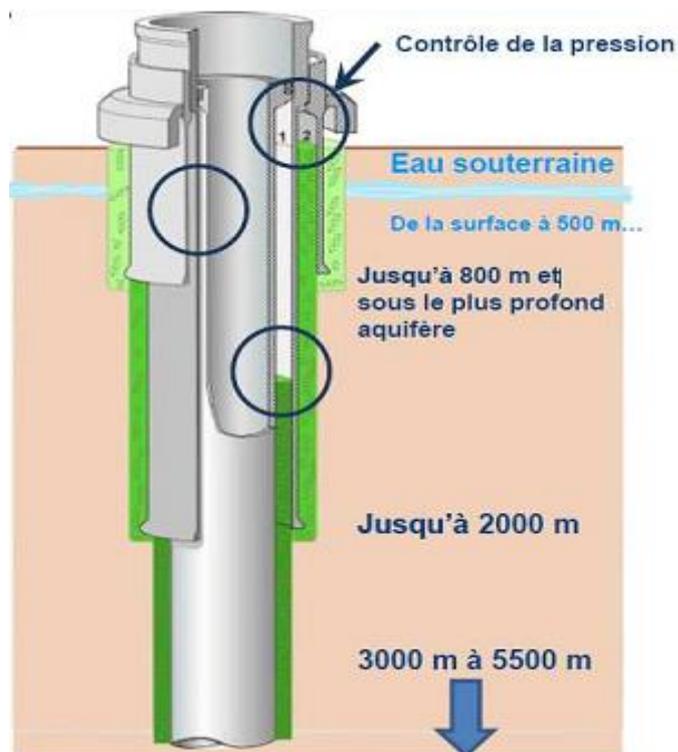


Figure II-2: Tubage et ciment mis en place pour la protection des eaux souterraines. [3]

En matière d'exploitation des gaz de schiste, les plateformes des compagnies pétrolières sont compactes et comprennent un ou plusieurs puits verticaux émettant plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste.

Depuis plus de 150 ans, les opérateurs pétroliers maîtrisent les techniques permettant de forer de façon verticale. Puis, des techniques permettant de réaliser des forages obliques, inclinés de quelques dizaines de degrés par rapport à la verticale, ont été développées. [2]

Ces forages dits horizontaux permettent de suivre une couche sur une distance de plus de 2000 à 3000 m. [2]

En cas d'absence de contraintes directionnelles, des forages « en étoile » autour du forage vertical pourraient être envisagés.

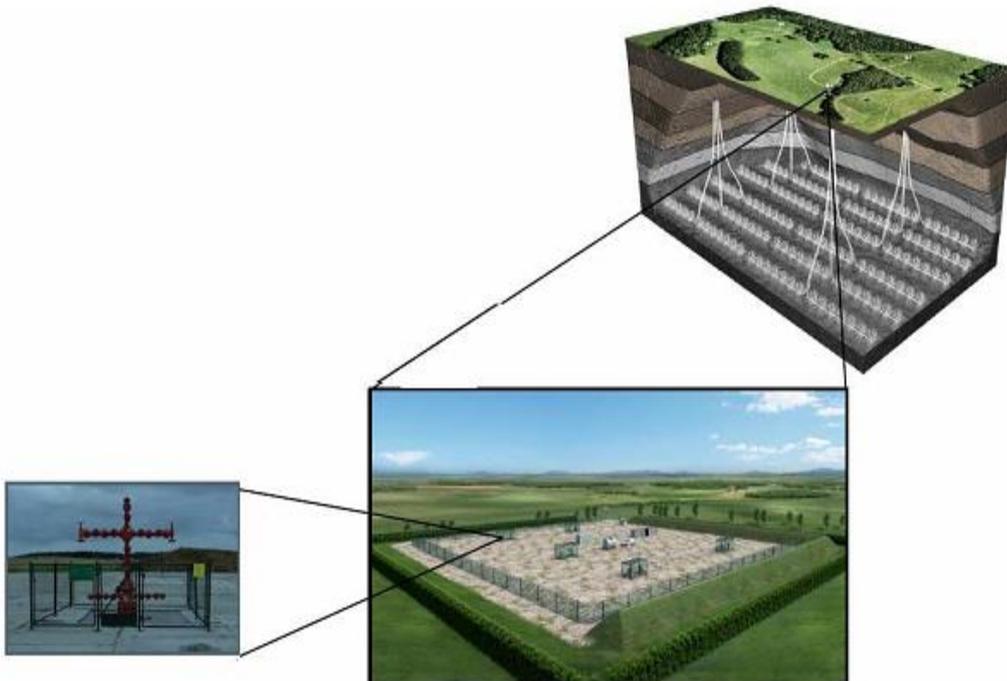


Figure II-3 : Empreinte au sol d'un site d'exploitation d'hydrocarbure de roche mère. [15]

L'exploitation du sous-sol est maximale avec un minimum de sites présents à la surface. L'utilisation du forage horizontal permet ainsi d'optimiser l'exploitation de la roche mère et l'extraction d'un maximum de gaz. Le forage horizontal a révolutionné la manière dont le gaz naturel est extrait. Au lieu de nécessiter un emplacement de forage par roche-réservoir de gaz naturel, le forage horizontal permet d'atteindre plusieurs réservoirs-cibles à partir d'un seul puits en surface.

Cette phase de forage peut durer jusqu'à 3 mois. [2]

II-3-3 Fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une technique connue depuis 1947 qui a été affinée sur forage vertical puis horizontal dans l'exploitation des gaz conventionnels puis non conventionnels. [2]

II-3-3-1 Bref historique :

Selon la même référence [2], la technique de fracturation hydraulique a passé historiquement par les cas suivants :

- 1820 : Premier puits de gaz naturel foré aux Etats-Unis.
- 1858 : Création de la première compagnie gazière.
- 1947 : Première fracturation hydraulique - forage vertical - gaz conventionnel – USA.
- 1980 : Premier forage horizontal - gaz conventionnel - Lacq /France.
- 1998 : Première fracturation hydraulique – forage vertical - gaz non conventionnel – USA.
- 2010 : Première fracturation hydraulique - forage horizontal - gaz non conventionnel –USA.

II-3-3-2 Phénomène physique :

La pression dite lithostatique⁷ en milieu rocheux augmente avec la profondeur à cause du poids des roches sus-jacentes. [2]

$$P = \rho \cdot g \cdot z \quad (\text{II.4})$$

- P : La pression
- ρ : la masse volumique
- g : l'accélération de la pesanteur.
- z : La profondeur.

Si on considère que les roches sédimentaires ont une masse volumique de 2500 kg.m^{-3} et que g vaut 10 m.s^{-2} , on voit que la pression augmente de 250 bars par km. [2]

Dans un forage (plein d'eau), cette pression augmente seulement de 100 bars par km (l'eau a une masse volumique de seulement 1000 kg.m^{-3}).

Si au fond d'un forage, le liquide de forage a une pression supérieure à la pression lithostatique, alors ce liquide aura tendance à s'insinuer dans la moindre fracture, à écarter les bords de cette fracture, ce qui la propagera latéralement.

La fracture se propagera perpendiculairement à la direction de la contrainte minimale (σ_3). On pourra donc faire des fractures horizontales (élargissement de bas en haut) dans le cas où le contexte tectonique fait que σ_3 est vertical (à faible profondeur, par exemple), ou des fractures verticales dans le cas (le plus fréquent à une certaine profondeur) où σ_3 n'est pas vertical, pour faciliter la pénétration des fluides et des fractures dans le plan de contrainte minimale.

Au fond d'un forage de 3 km de profondeur (pression lithostatique d'environ 750 bars), il est nécessaire de communiquer au liquide de forage une surpression de plus de 500 bars,

⁷ Constitue une généralisation aux milieux rocheux solides du concept de pression hydrostatique s'appliquant aux milieux liquides et gazeux.

s'ajoutant aux 250 bars de pression hydrostatique, afin de fracturer les roches, et donc de les rendre perméables. [2]

Si on ajoute au liquide de forage surcomprimé du sable, celui-ci s'insinuera dans les fractures, et empêchera qu'elles ne se referment une fois qu'on arrête la surpression.

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.

Une fois la fracturation terminée, le gaz s'échappera alors par les fractures, comme dans n'importe quelle roche magasin dont la perméabilité est due à des fractures préexistantes.

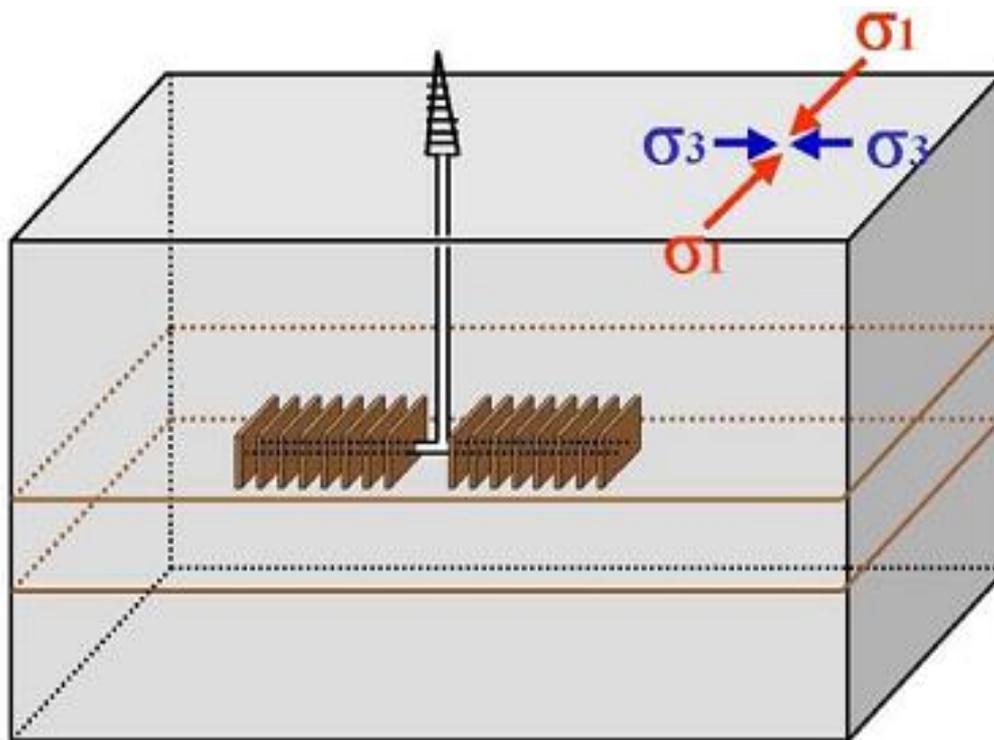


Figure II-4 : Schéma théorique de la fracturation hydraulique induite avec 2 forages de sens opposés. [16]

Les forages horizontaux sont parallèles à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_3 dans ce cas) et donc perpendiculaires à la direction de contrainte horizontale maximale (σ_1 dans ce cas). [2]

Les fractures (en brun) s'ouvrent alors perpendiculairement à σ_3 , dans le plan σ_1 - σ_2 . Dans le cas d'une exploitation dans une région où la contrainte maximale est N-S, les forages horizontaux partiraient en direction E-O, avec ouverture de fissure ouverte de direction N-S. [2].

Une fois les forages terminés, la fracturation hydraulique permettra de fissurer la roche mère non poreuse pour permettre de libérer et extraire des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées. Le processus implique d'injecter un mélange d'eau, de sable et d'adjuvants.

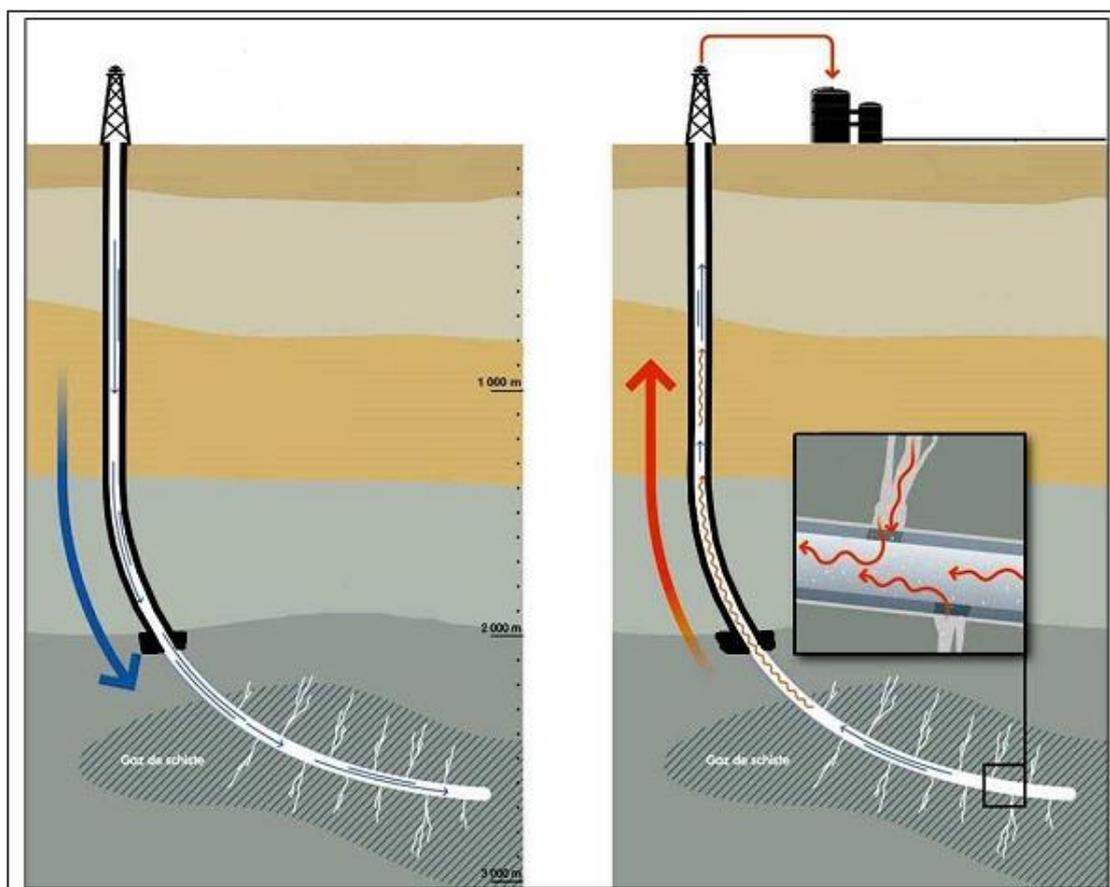


Figure II-5 : Schéma de principe de la fracturation hydraulique. [17]

A gauche de la figure II-5, un forage réalisé en vertical puis à l'horizontale une fois la couche de schiste atteinte. Lorsque le forage est terminé, il y a injection d'un mélange d'eau, de sable et d'additifs sous haute pression (600 bars) ce qui fracturera la roche. Le sable mêlé à l'eau sous pression envahit les néo-fractures et empêche leur fermeture une fois l'arrêt de la surpression de l'eau. À droite, sur la même figure, le fonctionnement du puits en période d'exploitation est observable. Le gaz migre le long des néo-fractures, atteint le tube de forage, arrive en surface, et est stocké dans des réservoirs ou évacué par gazoduc. [2]

Le tubage de la partie verticale est renforcé pour éviter les fuites d'eau et de gaz vers les terrains et aquifères de surface. Les volumes d'eau soutirés (flowback waters) représentent 20 à 30% des volumes injectés [2]. Le reste demeure dans le puits et les fractures. Après un premier soutirage, la pression diminue et le gaz sort de lui-même en remontant à travers l'eau qui est restée en profondeur, d'où une installation d'emprise réduite en surface après forage.

Une fracturation hydraulique réalisée seulement à partir de forages verticaux ne permet de récupérer qu'une très faible quantité de gaz (une fracturation hydraulique par forage horizontal équivaldrait à une trentaine de forages verticaux).

Si, à partir d'une même tête de forage, des forages horizontaux sont réalisés dans les deux sens d'une même direction (perpendiculaire à la contrainte principale), alors la récupération sera optimisée.

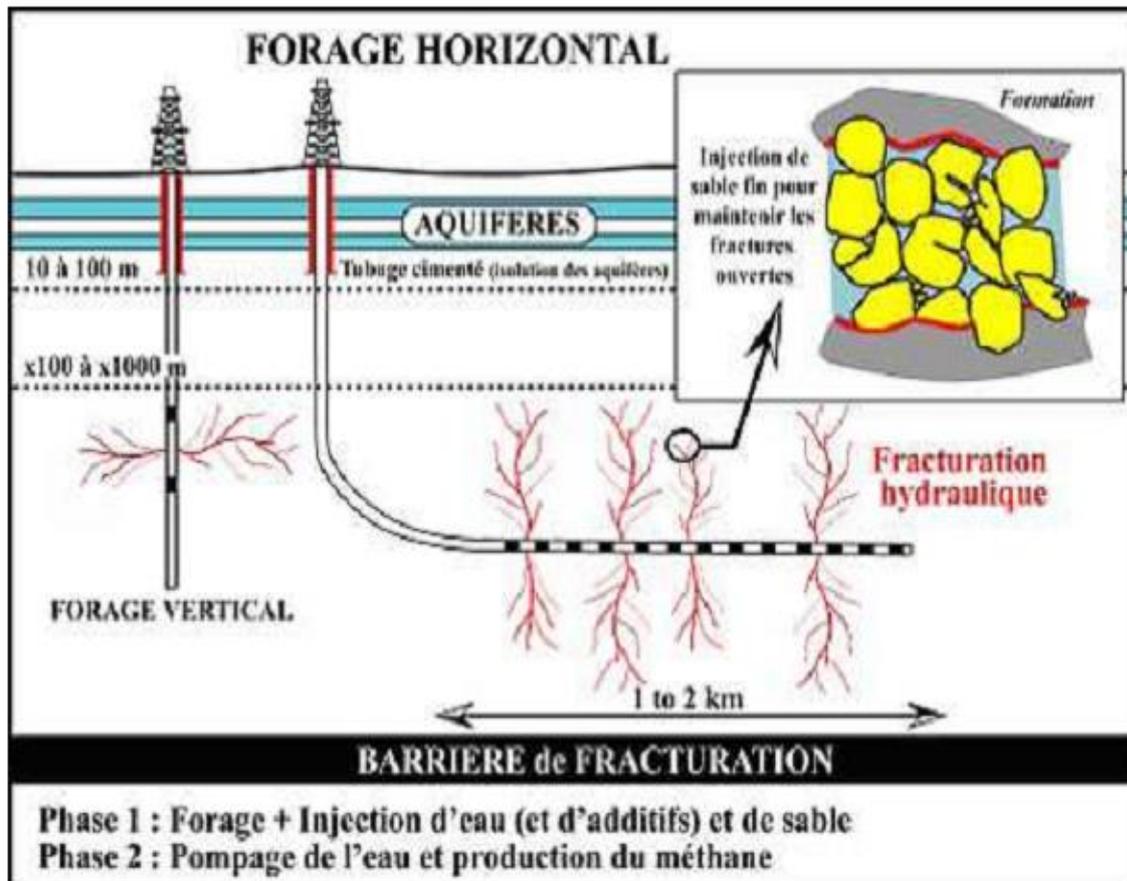


Figure II-6 : Schéma comparatif des forages verticaux et horizontaux. [18]

Un puits vertical muni d'une dizaine de drains horizontaux devrait permettre d'exploiter une surface de 4 à 6 km². [2]

II-3-3-3 Etape par étape

Le processus de fracturation hydraulique comporte quelques étapes supplémentaires à l'extraction de ressources conventionnelles. La phase de forage est néanmoins semblable. [2]

✓ Création d'un bassin de décantation :

Il est creusé près de l'emplacement de forage et recouvert d'un plastique afin d'éviter toute contamination potentielle du sol. Toutes les boues, roches et terres extraites pendant le forage du puits seront stockées dans le bassin de décantation pour éviter toute contamination du sol et de la nappe phréatique.

Après installation de la plate-forme et des infrastructures nécessaires le forage peut débuter. Le trépan tourne et commence à forer horizontalement dans la roche-réservoir où le gaz est capturé. Le fluide de stimulation hydraulique est ensuite injecté à travers le puits jusqu'à la couche-réservoir cible, produisant des petites fissures dans la roche. [2]

✓ **Fissuration des roches :**

Des explosifs sont utilisés pour permettre la relation tubes de forage/ ressource. Les fissures sont maintenues ouvertes par les grains de sable mélangés au fluide de stimulation hydraulique et permettent au gaz naturel de s'échapper de la roche étanche vers la surface, en remontant le long du puits. [2]

✓ **Décapage des tubes :**

De l'acide chlorhydrique est injecté (5 à 33 tonnes) pour décaper les tubages.

✓ **Ouvertures des fractures et remontée du gaz :**

Le liquide de fracturation est injecté à une pression de 400 à 700 bars (selon la nature des roches), agrandit les microfissures du schiste. Le sable pénètre dans les interstices et les empêche de se refermer, les adjuvants présents dans le fluide de stimulation visent à réduire le frottement et à protéger la formation rocheuse, renforçant ainsi la sécurité et l'efficacité de la stimulation hydraulique. Le liquide de fracturation se compose d'eau (10 000 à 20 000 m³), de sable (800 à 1000 m³) et de produits chimiques (environ 200 tonnes) dont la composition réelle et le nombre n'est généralement pas communiqué par l'exploitant sous couvert du secret professionnel. [2]

La fracturation se faisait par étape de 200 mètres en 200 mètres, nécessitant à chaque fois de réinjecter de l'eau et du liquide de fracturation. Le gaz migre dans le conduit et remonte à la surface pour être stocké.

✓ **La phase d'exploitation**

En surface, les hydrocarbures sont séparés de l'eau qui remonte avec eux, puis traités, s'ils contiennent des impuretés, et enfin transportés. Dans les zones où l'exploration pétrolière est active, des infrastructures de transport existent auxquelles on peut se rattacher.

La durée moyenne d'exploitation des puits produisant des hydrocarbures de roche-mère est encore difficilement prévisible, de même que leur débit. Elle dépend du contenu initial en hydrocarbures de la roche, de la façon dont ces hydrocarbures sont piégés mais aussi beaucoup de la perméabilité qui a pu être créée par la fracturation. [2]

✓ **Le stockage :**

Des camions captent le gaz et l'amènent en usine de traitement. L'eau de retour (entre 8 et 50%) décante dans des bassins de stockage avant d'être réinjectée ou traitée en usine.



Figure II-7: Photos de bassins de stockage d'eau. [19]

✓ **La fin d'exploitation:**

Le forage est refermé par des bouchons de ciment de 50 à 100 mètres à différents niveaux.

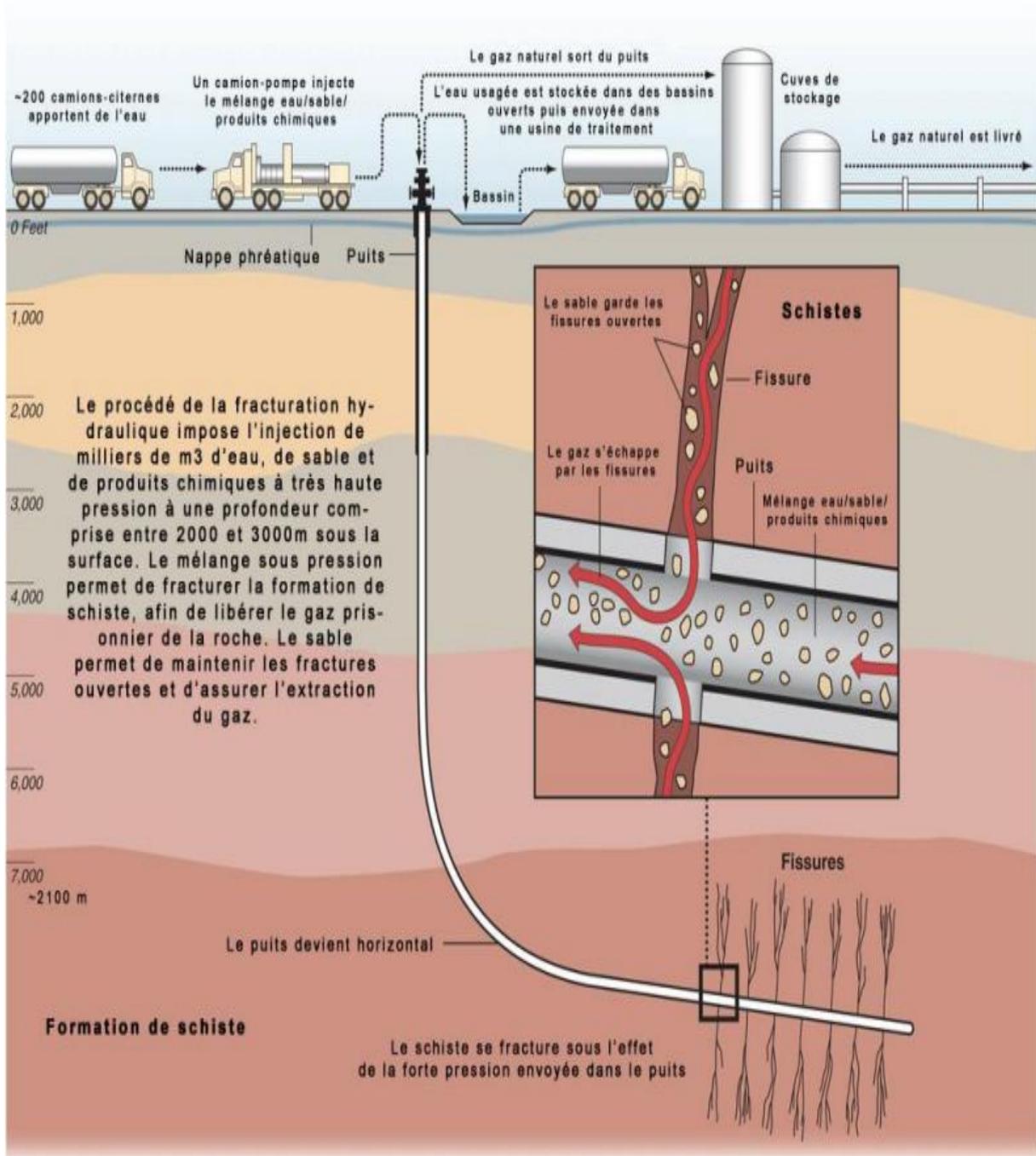


Figure II-8 : Schéma récapitulatif des étapes de la fracturation. [20]

II-3-4 Type de fluides de fracturation hydraulique

Le choix du type fluide de fracturation hydraulique se fait en fonction des propriétés du réservoir. Bien que l'on ait recours le plus souvent à des fluides à base d'eau, certains réservoirs se composent de types de roches qui contiennent des argiles sensibles à l'eau et on utilise alors d'autres types de fluides. Dans tous les cas, qu'il s'agisse d'un fluide ou d'un

gaz, le fluide de fracturation est injecté sous pression dans le réservoir afin d'engendrer la formation d'un réseau de fractures et de le maintenir ouvert. Parmi les autres types de fluides de fracturation utilisés, on compte notamment des gaz, tels le dioxyde de carbone et l'azote, et des fluides à base de pétrole. [21]

L'eau est le fluide le plus couramment utilisé aux fins de fracturation en raison du qu'elle est peu coûteuse et abondante. Lors d'opérations de stimulation par fracturation au moyen de fluide à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation. Le volume de fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de traitement envisagés.

Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi étape peut utiliser entre 3500 m³ et 15000 m³ d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une seule zone requièrent généralement seulement 20 m³ à 100 m³. [21]

Le volume d'eau utilisé aux fins de fracturation hydraulique peut varier de zéro à des dizaines de milliers de mètres cubes en fonction des caractéristiques géologiques et des caractéristique propres au réservoir en question.

Une zone donnée ne subit qu'une seule fois des traitements par fracturation et ces derniers ont habituellement lieu au début de la vie productive d'un puits. Selon le type de roche ou de réservoir, les puits peuvent produire pendant 7 à 30 ans avant d'avoir à subir une reprise des activités de fracturation et leur utilisation d'eau connexe.

L'eau utilisée aux fins de fracturation hydraulique provient souvent de sources d'eau douce locales. Le cas échéant, certaines exploitations ont recours à d'autres sources d'eau, telle l'eau saumâtre non potable, ou recyclent des fluides récupérés. Le recours à l'eau provenant de ces autres sources comme fluide de base permet de réduire la demande en eau ainsi que les répercussions au niveau des eaux de surface et des aquifères. [21]

En fonction de l'emplacement et l'importance du traitement, l'eau est acheminée par camion ou par pipeline à l'emplacement du puits où elle entreposée soit dans des citernes, soit dans des bassins de rétention.

II-3-5 Produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation

Des produits chimiques sont ajoutés à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et le retour subséquent à la surface. [21]

Le nombre de produits chimiques et leur teneur lorsqu'ajoutés à l'agent de soutènement en suspension dans le fluide peuvent varier considérablement et sont fonction des propriétés spécifiques du réservoir. Chaque compagnie aura mis au point une combinaison exclusive de ces produits chimiques mais leur teneur, une fois combinés, ne dépassera généralement pas 1 % du volume total du mélange constitué par le fluide et l'agent de soutènement. [21]

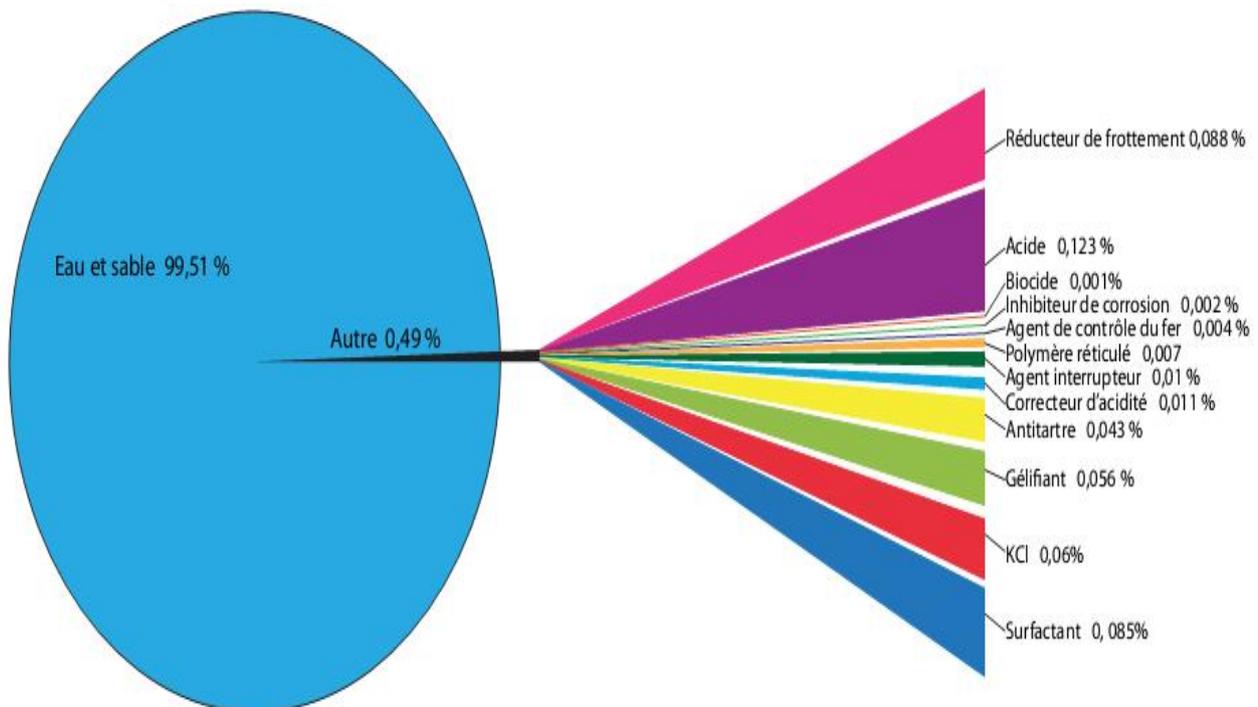


Figure II-9 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation. [22]

II-3-6 Agents de soutènement

Ils sont pratiquement toujours utilisés, sauf éventuellement avec les acides forts en formations calcaires [21]. Ils peuvent être :

- du sable bien calibré sphérique (diamètre de 0,42 à 0,84 mm) à raison de 0,12 à 0,24 kg /l, parfois enrobé dans du plastique de façon à éviter que les fragments (dus à la faible résistance à la compression) ne bouchent la fracture.
- des coquilles de noix très résistantes (dimension de l'ordre de 1 à 2 mm), à raison de 0,05 à 0,1 kg/l.
- des billes d'aluminium (de 1 à 2 mm), à raison de 0,05 à 0,5 kg /l, pouvant se déformer mais non s'écraser.

II-3-7 Équipement de fracturation hydraulique

Le processus de fracturation hydraulique exige le recours à une grande quantité d'équipement sur une courte période de temps. Selon la taille de la fracture, les traitements impliquant une seule fracture peuvent habituellement se faire en un jour. Dans les régions plus isolées, on creuse habituellement plusieurs puits à partir d'une seule plate-forme (une seule installation en surface) avant de procéder aux traitements par fracturation hydraulique. [21]

Dans les puits verticaux caractérisés par la présence d'un réservoir de forte épaisseur et dans les puits horizontaux très longs, les exploitants peuvent entreprendre des traitements de stimulation à plusieurs endroits le long d'un seul puits. Lorsqu'on a recours au procédé de fracturation multi étape, jusqu'à 150 traitements par fracturation peuvent avoir lieu, exécutés à partir d'une seule plateforme d'exploitation en surface, et le processus requiert souvent plusieurs mois à compléter.

L'équipement de fracturation installé à la surface se compose d'unités de pompage multiples (plus le traitement envisagé est de taille importante, plus la capacité de pompage doit être élevée), d'unités de mélange, d'unités de contrôle et d'approvisionnements suffisants en fluides de fracturation et en agents de soutènement. Ces approvisionnements sont généralement entreposés dans des réservoirs ou des contenants à l'emplacement même du puits [2]

Une fois les traitements par fracturation achevés, les fluides de fracturation refluent vers la surface où ils sont soumis à un traitement permettant de les réutiliser ou on en dispose dans des installations approuvées par le gouvernement.

L'équipement est alors retiré de service et l'emplacement du puits se trouve ainsi dégagé, sauf si d'autres exigences s'imposent en matière d'entreposage des fluides et d'équipement de production.

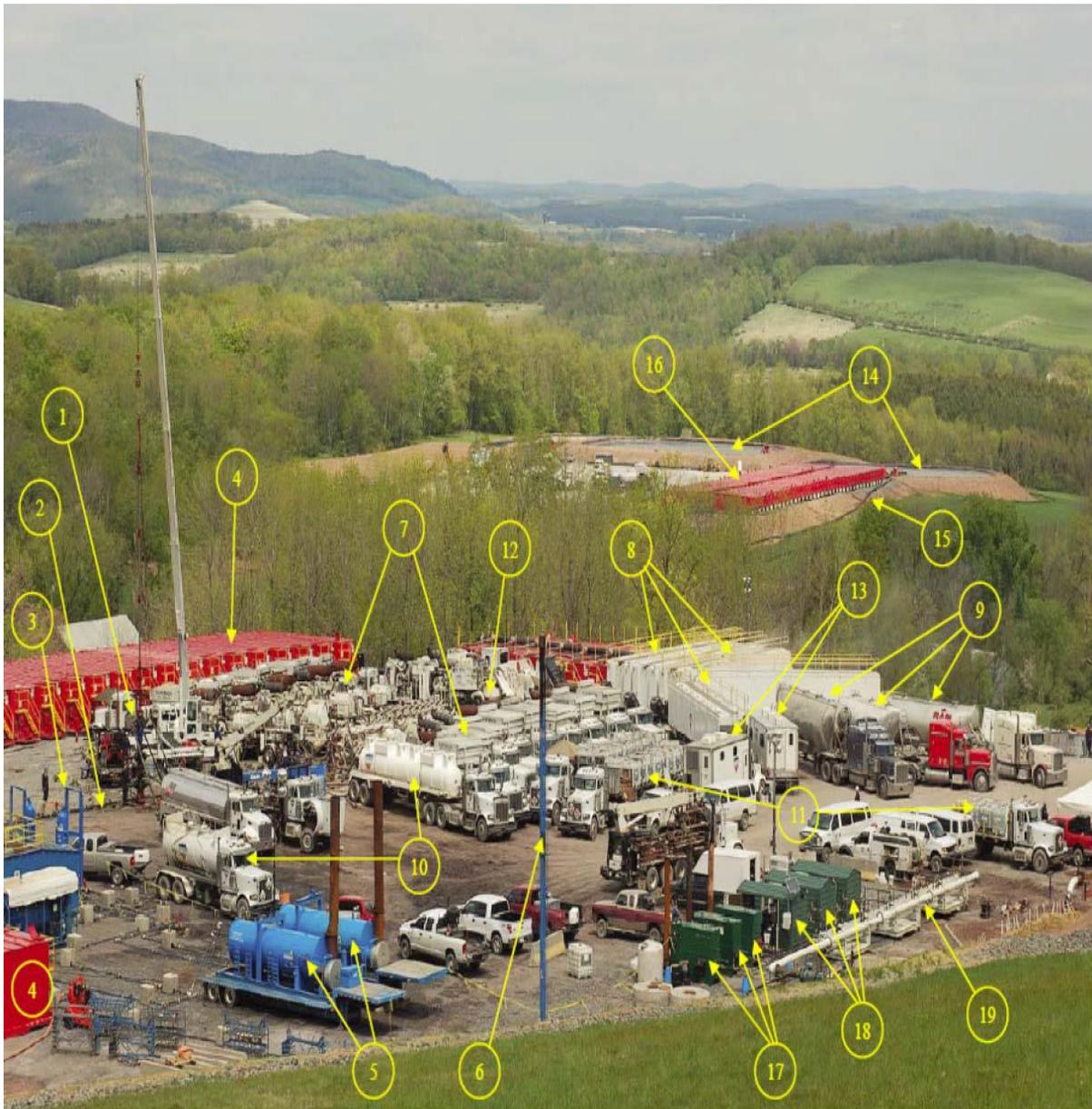


Figure II-10 : Equipement nécessaire pour une simple opération de fracturation hydraulique.

1 – Tête de puits et FRAC Tree	11 – Camions de transport d’additifs pour fracturation
2 – Ligne haute pression pour le test et le retour du puits	12 – <i>Blenders</i> - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
3 – Séparateur de sable pour la ligne de retour (<i>Flow back</i>)	13 – Centre de commande de l’opération de fracturation
4 – Tanks pour le fluide Retour	14 – Réservoir de décantation fluides de retour du puits
5 – Réchauffeur des lignes haute pression	15 – Conduite d’eau
6 – Torchère	16 – Réservoirs de fluide de retour du puits
7 – Unités de pompage haute pression sur camion	17 - Réchauffeur des lignes haute pression de gaz
8 – Containers de mélange de sable (<i>Proppant</i>)	18 – Séparateur de gaz
9 - Semi-remorques (silos) de sable	19 – Distributeur de gaz
10 – Camions de transport d’acide	

Tableau II-1 : Equipement nécessaire pour une simple opération de fracturation hydraulique.

[23]

II-3-8 Recyclage et traitement des fluides de fracturation

Une part significative de l’eau injectée pour réaliser la fracturation hydraulique est récupérée (20 à 70 %), essentiellement avant la mise en production du puits, mais aussi pendant la production. Cette eau est traitée soit sur place au niveau du forage (ou d’un pad de forages), soit acheminée à un centre de traitement des eaux. Comme elle a circulé sous forte

pression dans les couches sédimentaires, elle est généralement chargée en sels et contient beaucoup d'éléments en suspension. [24]

Avant traitement, les eaux usées sont généralement entreposées temporairement sur le site de forage dans des réservoirs ou bassins. Des outils nécessaires à l'encadrement de la gestion de ces eaux usées devront être créés spécifiquement pour ces activités. Ces outils pourraient prendre la forme de guides ou de lignes directrices visant à établir les exigences qui seraient imposées aux entreprises, notamment :

- ✓ la construction d'unités de traitement propre à ce type d'eaux usées, répondant à la spécificité des polluants, de type mobile ou permanente ;
- ✓ ou le prétraitement efficace des eaux de fracturation sur place avant l'acheminement vers une station d'épuration municipale, conçue a priori pour ne recevoir que des eaux pluviales ou usées d'égouts domestiques.

La chaîne de traitement de cette eau dépend de son utilisation ultérieure et des réglementations en vigueur. Ce traitement peut être plus complexe notamment quand, dans certains cas comme les Marcellus shales aux États-Unis ou les Alum shales en Suède, les eaux de formation contiennent des particules radioactives provenant des argiles. [24]

En effet, des contaminants naturels peuvent être naturellement présents dans les formations géologiques, tel l'uranium, des minéraux et des métaux lourds. Ils peuvent se retrouver dans les débris de forage ainsi que dans les eaux usées. Le forage ou la fracturation hydraulique ne concentrent pas ces éléments mais peuvent permettre leur remontée en surface, soit directement avec les déblais⁸ de forage, soit par leur mobilisation dans le fluide de fracturation. Les eaux usées issues du forage ou les eaux de formation sont, comme les déblais du forage, d'ores et déjà soumises à une réglementation régissant leur utilisation et leur traitement

⁸ Particules des formations détruites pendant les opérations de forage et évacuées.

II-4 CONCLUSION

La production d'hydrocarbures de roche-mère se heurte à un défi majeur : la production de quantités importantes d'hydrocarbures prisonnières d'un milieu peu poreux et imperméable. Pour ce faire, il est indispensable d'utiliser les techniques du forage horizontal et de la fracturation hydraulique et de multiplier le nombre de puits.

L'extraction de cette ressource non renouvelable peut avoir de graves impacts négatifs sur l'environnement et sur la qualité de vie des citoyens vivants à proximité des installations. L'industrie du gaz, par la nature de ses activités, des produits chimiques et des ressources naturelles qu'elle utilise, représente un risque technologique pour la population et soulève beaucoup d'enjeux. Tous ces points, on va les voir dans le chapitre suivant.

La technique de la fracturation hydraulique nécessite une quantité importante de l'eau qui sera récupéré avant mise en production du puits et pendant la production.

Chapitre III

Impacts environnementaux

III -1 INTRODUCTION

Dans une logique d'analyse intégrée de la chaîne de production du gaz naturel issu des schistes, il conviendra de caractériser l'ensemble des impacts induits par cette filière sur le milieu environnant. Ces différents sujets ne constituent probablement pas une priorité en termes d'études préliminaires mais ne devront pas être négligés car il faut rappeler que dans une logique d'analyse multicritère, le cout environnemental doit être également pris en considération. Dans ce qui va suivre nous tenterons d'apporter des éléments concernant ce point précis.

III -2 DIFFERENTS IMPACTS DE L'EXPLOITATION DES GAZ SCHISTES

Tenant compte des références bibliographiques et études entamées dans ce cadre, nous devons noter que la majorité des études disponibles ont été menées en France dans le cadre de rapports établis pour le compte du gouvernement français.

En effet, une étude réalisée par l'IFP sous l'égide d'un panel d'experts, un rapport d'expertise sous le numéro BRGM/RP-60312-FR (Convention MEDDTL – BRGM n°2100498545) rendu public en Septembre 2011, a mené une analyse des spécificités des techniques d'exploration et d'exploitation des gaz et huiles de roche-mère (GHRM) faisant apparaître les impacts potentiels sur l'environnement ainsi que les risques d'une exploitation des gaz schistes .

La dite étude a pour objectifs :

- ✓ d'identifier les enjeux environnementaux et les risques liés à l'exploitation des GHRM.
- ✓ de proposer des actions de recherche scientifique permettant d'examiner les différents risques posés par cette technique et d'examiner s'il est possible de lever des verrous existant aujourd'hui.

III -2-1 Identification des risques et nuisances

Suite à une loi française n°2011-835 du 13/07/11 interdisant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par fracturation hydraulique et abroge les permis de recherche ayant recours à cette technique. Cette loi crée en son article 2, une Commission nationale d'orientation de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures qu' a notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique et d'émettre un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public.

III -2-1-1 Impacts potentiels sur la qualité de l'eau

Selon la référence [25], la contamination des eaux de surface et souterraines par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère peut résulter d'activités réalisées en surface : déversement accidentel de produits chimiques ou d'eaux usées, fuites de liquides provenant des de fracturation et des eaux usées. La contamination peut aussi résulter de mécanismes souterrains pendant les phases de forage, fracturation hydraulique et exploitation de gaz.

III -2-1-2 Traitement et devenir des effluents

Le fluide de production, une fois séparé du gaz exploitable, est traité avant d'être réutilisé ou rejeté. La nature physicochimique et (éco) toxicologique des adjuvants chimiques introduits dans les fluides, de même que celle des éléments ou substances chimiques naturels susceptibles d'être remontés en surface, varie fortement suivant les contextes géologique et d'exploitation. Elle doit être étudiée a priori et suivie attentivement lors des travaux d'extraction, de manière à préciser et maîtriser les risques environnementaux associés.

III -2-1-3 Nuisances pouvant résulter des phénomènes de sismicité induite

Le processus de fracturation hydraulique mis en œuvre pour permettre l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère perturbe l'état d'équilibre instauré au sein du massif rocheux.

La création et la propagation des fractures lors de la fracturation hydraulique génèrent dans la plupart des cas des microséismes. Ces microséismes sont de très faibles amplitudes.

Une étude statistique portant sur un grand nombre de fracturations hydrauliques montre que la magnitude des microséismes engendrés par les opérations de fracturation hydraulique s'échelonne de $M = -1,5$ à $M = -3,6$ (10 000 fois plus faible que la magnitude des premiers séismes que l'on peut ressentir), ce qui est particulièrement faible et nécessite pour les étudier un réseau de capteurs de haute sensibilité installés à proximité de la zone de fracturation.

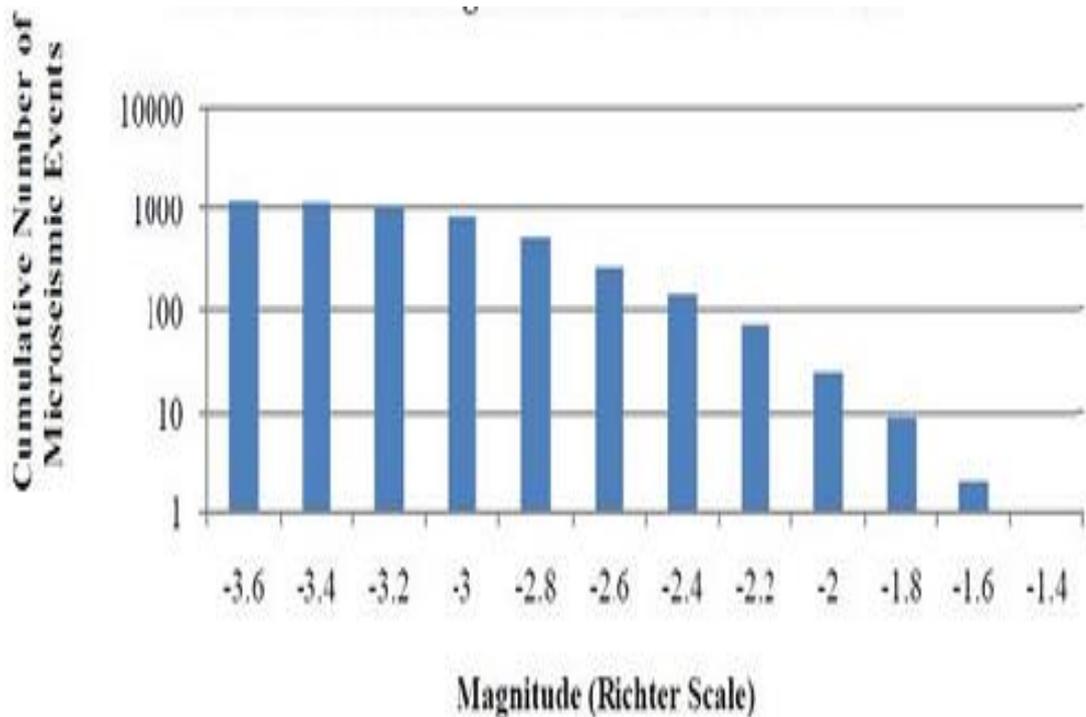


Figure III -1 Histogramme Fréquence-Magnitude des microséismes. [26]

La sismicité directement induite par la fracturation hydraulique telle qu'elle est utilisée pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère ne présente pas de danger en surface, d'autant plus que les objectifs de l'exploration des hydrocarbures se situent généralement à des profondeurs supérieures à 1 500 mètre.

Par ailleurs, des séismes ont été mis en relation avec la fracturation hydraulique au Texas ou près de la ville de Guy en Arkansas, mais il n'est pas exclu que, dans les deux cas, ce soit dû à l'injection de saumure. [27]

D'après le British Geological Survey, les deux séismes de mois d'avril et mai 2011, de faible magnitude ($M=2,3$ et $M=1,5$) pourraient être liés à la fracturation hydraulique dans un puits d'exploration dans la région de Blackpool en Grande Bretagne. [27]

Il existe dans la littérature d'autres exemples de sismicité ressentie en surface à proximité d'exploitations d'hydrocarbures de roche-mère. Cependant, il est indiqué clairement que celle-ci est liée à la réinjection de fluide (par exemple de saumure d'exploitation) en grande quantité dans des formations autres que la roche-mère. [28]

III -2-1-4 Migration non maîtrisée de gaz vers la surface

Les scénarios de migration non maîtrisée de gaz vers la surface, susceptible d'induire des risques d'inflammation, d'explosion, d'asphyxie, d'intoxication et, dans certaines configurations, d'exposition aux rayonnements ionisants (par exemple en présence de radon au sein des gisements), devront être précautionneusement analysés. On focalisera notamment l'analyse sur deux hypothèses principales :

- Fuites liées à des défauts d'étanchéité des puits d'exploitation ou d'autres puits environnants (rupture de tubage, défaut de valve, défaut de cimentation, surpression accidentelle, fuite par puits abandonnés...).

Le rapport de l'EPA de février 2011 cite plusieurs exemples pour lesquels il semble que les migrations de polluants (gaz et produits chimiques) vers les nappes aquifères sont la conséquence de défauts durant les phases de forage, de tubage, de cimentation, d'exploitation ou d'abandon des puits. [29]

- Fuites liées à une remontée par le biais de discontinuités géologiques (chenaux karstiques, failles, cavités...), en présence de formations perméables ou du fait d'une altération du caractère imperméable des couches qui séparent le gisement de gaz des formations supérieures (fracturation mal maîtrisée, subsidence).

Le recours à des injections sous forte pression pour assurer la fracturation des roches profondes peut, dans certaines configurations défavorables évoquées plus haut (présence de discontinuités géologiques, de couches perméables), contribuer, par effet piston, à initier la migration de gaz au travers des terrains jusqu'à certains aquifères, voire jusqu'en surface. [30]

La forte pression du gaz in situ piégé dans le réservoir de 3 MPa à près de 30 MPa [31] peut également contribuer à entretenir le phénomène. Le gaz ainsi libéré peut dès lors migrer vers les formations environnantes ou sus-jacentes [32] et éventuellement s'accumuler dans des cavités naturelles ou anthropiques peu profondes (caves ou réseaux enterrés par exemple), voire se manifester en surface.

Une étude réalisée en Alberta [33] considère que, de 2005 à 2007, de 7 à 19 % des puits d'exploitation présentaient une migration de gaz. Diverses mesures tendant à améliorer le

processus de cimentation des ouvrages afin de limiter les migrations non contrôlées de gaz ont, de fait, été définies pour être imposées aux exploitants.

L'interaction du processus avec divers ouvrages anthropiques (puits AEP, forage d'exploration géologique, anciens puits d'exploitation, mines souterraines...) doit également être considérée avec la plus grande attention pour analyser les risques de migration préférentielle.

III -2-1-5 Analyse des risques liés aux installations de surface

Comme toute exploitation pétrolière, l'extraction d'hydrocarbures de roche-mère exige le déploiement et l'exploitation d'installations de surface qui, pour certaines d'entre elles, peuvent être mobiles. Il s'agit notamment :

- ✓ des moyens de forage.
- ✓ des installations de collecte de gaz et de fluides.
- ✓ des installations de traitement de gaz et de fluides.
- ✓ des installations de stockage de gaz et de fluides.
- ✓ des installations de transport de gaz et de fluides.

Les installations de surface associées à l'extraction d'hydrocarbures non conventionnels sont similaires aux installations associées à l'extraction conventionnelle, mis à part principalement:

- ✓ les installations de stockage, de mélange (eau + sable + réactifs) et d'injection d'eau sous haute pression nécessaires au processus de fracturation de la roche-mère.
- ✓ les installations de récupération, de stockage et de traitement de l'eau usée.

Les principaux enjeux consisteront à identifier les risques, spécifiques au caractère non conventionnel de l'exploitation, à la fois sur les hommes (travailleurs et riverains), les biens et l'environnement naturel.

III -2-2 Impacts et nuisances de l'exploitation sur l'environnement

Les préoccupations officielles pour les impacts environnementaux induits par la fracturation hydraulique apparaissent vers 2010. Parmi ces impacts on cite :

III -2-2-1 Impact sur la qualité de l'air ambiant

Ceci concerne, par exemple, l'impact des dispositifs de production sur la qualité de l'air. Outre les fuites de méthane dans l'atmosphère.

L'Etat de New York en 2009 [25] a fait une étude, elle a montrée que le carburant consommé pour alimenter les sites de production ainsi que le brûlage du gaz à la torchère peuvent entraîner l'émission d'oxydes de soufre (SOx), d'azote (NOx), de particules, de même que de produits potentiellement toxiques (comme le benzène) autour des sites de production.

Ces émissions peuvent également résulter de la mise en contact avec l'atmosphère des eaux de fracturation refoulées par le forage (composés organiques volatils notamment). Ceci pose, de fait, la question connexe de l'émission d'odeurs. Il y a aussi les rejets issus de la circulation potentiellement importante des engins de chantier indispensables au développement de l'exploitation (approvisionnement en eau, en produits chimiques...).

III -2-2-2 Nuisances sonores

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec [25], le niveau sonore provenant des opérations effectuées sur un site d'exploration pourrait dépasser 90 dB. Sachant que l'OMS a établi des valeurs cibles, notamment de nuit, inférieures à 60 dB à l'extérieur d'une résidence et à 30 dB à l'intérieur, et que le niveau sonore diminue de 6 dB à chaque fois que la distance entre la source sonore et la cible double, il est possible de définir le niveau de nuisance attendu et de prévoir, en tant que de besoin, la mise en œuvre de dispositifs d'atténuation requis, tels que les murs antibruit d'utilisation déjà systématique.

Outre les installations industrielles, les nuisances sonores concernent également la circulation d'engins.

III -2-2-3 Circulation d'engins

Selon l'étude menée sur les comtés de Wise et Johnson au Texas [25], il a été constaté une augmentation temporaire mais importante du trafic routier qui représente l'une des préoccupations principales des riverains. Il est difficile d'estimer, même grossièrement, l'intensité du trafic engendré puisque celui-ci dépend étroitement du contexte. Ainsi, l'Association pétrolière et gazière du Québec estime à environ 1000 à 2000 passages de camions par puits sur une période de 20 jours, près de la moitié résultant de la circulation de camions citerne pour le transport d'eau, lequel n'est pas systématiquement requis (pompages sur place, aqueducs).

Avec une augmentation sensible, même temporaire du trafic, divers impacts en termes de dégradation des voies de circulation, de fluidité du trafic et de sécurité routière mériteront d'être considérés afin de définir des mesures d'atténuation adéquates. De plus, les accidents potentiels lors des transports par camions sont susceptibles d'entraîner des déversements de polluants (principalement additifs, hydrocarbures) dans le milieu pouvant contaminer les eaux de surfaces. [34]

D'autres types d'impacts liés à la circulation d'engins ou de camions ont pu être relevés dans la littérature [35]:

- ✓ Perturbations significatives de certaines zones particulièrement sensibles dédiées aux loisirs ou à la protection de l'environnement. C'est l'une des raisons pour lesquelles, l'état de New York a proposé d'interdire l'exploitation des GHRM dans certains domaines de l'Etat en raison d'incompatibilité d'usages.
- ✓ Rejets atmosphériques (NOx, COV, Gaz à effets de serre). Il conviendrait de les quantifier précisément.
- ✓ Augmentation du nombre d'opérations de maintenance et des coûts d'entretien des routes et des ponts. De plus, il peut être nécessaire d'élargir et de renforcer certaines routes trop étroites ou inadaptées au passage d'engins lourds.
- ✓ Enfin, le nombre important de trajets nécessaires à l'exploitation des GHRM a été identifié aux Etats-Unis comme un vecteur potentiel de dissémination d'espèces invasives terrestres

ou aquatiques. L'introduction d'espèces invasives peut avoir des impacts significatifs sur l'environnement.

III -2-2-4 Impact paysager

Les tours de forage constituent l'élément majeur en termes d'impact paysager transitoire. Une fois la perforation et la fracturation achevées (après quelques semaines pour un puits), la tour de forage est remplacée par une tête de puits de hauteur nettement plus limitée dont l'accès est condamné par des grillages pour interdire la pénétration du public sur le site de production. Il y'a aussi le déboisement éventuel et le terrassement requis pour la réalisation de routes ou de pistes indispensables à la circulation des engins, ainsi que l'installation de pipe-lines pour amener ou évacuer les substances utilisées ou produites. Enfin, l'entreposage en surface des produits chimiques ainsi que de la charge (sable, céramique) utilisés pour la fracturation hydraulique de même que l'entreposage ou l'épandage des eaux ou boues recueillies après l'exploitation. [25]

III -2-2-5 Limitation d'usage des terrains de surface

Le développement d'activité d'extraction gazière ou pétrolière est susceptible de générer quelques difficultés par rapport aux usages préexistants. Si l'on peut raisonnablement envisager que ce développement se ferait préférentiellement en secteur agricole, il conviendra d'identifier les impacts et nuisances d'une potentielle cohabitation entre ce type d'extraction (en intégrant l'ensemble de la filière de production et de transport) et les activités agricoles voisines.

Il conviendra également de bien définir l'interaction entre les processus d'exploration ou d'exploitation et les zones protégées par différentes dispositions légales (espèces protégées, réserves naturelles, parcs naturels régionaux, etc.).

Enfin, l'impact sur le patrimoine foncier des propriétaires du sol concernés par les possibles exploitations devra également être considéré, au regard notamment des effets à court et plus long terme induits par l'exploitation sur les terrains.

III -2-2-6 Lien entre déformation dans la formation exploitée et la surface

Le bilan volumique des quantités de matières introduites, mais également de celles extraites, peut mettre en évidence deux effets : soit une augmentation du volume total si la quantité de produit injectée est supérieure à celle extraite, une fois prise en compte la compressibilité, soit une diminution dans le cas contraire.

Parmi les nombreuses références bibliographiques traitant du procédé de fracturation hydraulique, aucune, ne fait état du développement possible de déformations en surface du sol, alors que ce sujet est prioritaire pour d'autres types d'exploitations (mines souterraines, hydrocarbures, géothermie ou stockage de CO₂...). A ce titre, on notera toutefois que, les amplitudes attendues seraient bien moindres que dans le cas d'autres types d'exploitation.

L'évaluation a priori de possibles effets d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en terme de déformations de surface n'est probablement pas une priorité en l'état. Toutefois, en fonction de l'occupation des secteurs où elle pourrait être envisagée à terme, une analyse plus précise de cette thématique pourrait être entreprise. Elle exigerait le recours à des modélisations multi-physiques du phénomène afin d'appréhender l'interaction des différents mécanismes susceptibles d'intervenir dans le processus.

III -2-2-7 Bilan environnemental global

III -2-2-7-1 Gaz à effets de serre

N'ayant que peu de données sur les émissions de gaz à effet de serre résultant de l'exploitation des gaz de roche-mère. Nous nous baserons donc sur une étude dite provisoire qui a été fait par Tyndall Center en 2011, elle est la plus détaillée.

Selon la référence [25], cette étude fait l'hypothèse que les gaz de roche-mère et les gaz conventionnels génèrent des émissions de gaz à effet de serre identiques à l'exception des émissions liées aux spécificités de l'exploitation. Ainsi, les émissions supplémentaires générées par les gaz de roche-mère proviennent des points suivants :

- ✓ Les techniques utilisées (forage horizontal, fracturation hydraulique).
- ✓ La production de produits chimiques.

- ✓ Les transports d'eau ou de saumure.
- ✓ Les émissions directes de gaz dans l'atmosphère (par les effluents, pendant le forage).
- ✓ Le traitement des eaux.

Cette étude insiste sur le fait que la quantification de ces différentes sources d'émission est problématique en raison du faible nombre de données fiables disponibles. Toutefois, des valeurs « plausibles » ont été proposées et sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Principales sources additionnelle d'émission	Emissions additionnelles (en tonnes de CO₂eq/puits)
Forage horizontal	15-75
Fracturation hydraulique	295
Produits chimiques de fracturation	Non connu
Emissions directes dans l'atmosphère	Non connu
Transport d'eau	26,2-40,8
Transport de saumure	11,8-17,9
Traitement de l'eau	0,33-9,4
Total par puits	348-438

Tableau III -1 : Valeurs plausibles pour les émissions additionnelles générées par les gaz de roche-mère (par rapport aux gaz conventionnels). [36]

III -2-2-7-2 Bilan environnemental relatif aux ressources en eaux

L'Analyse du Cycle de Vie (ACV) est une méthode standardisée pour mesurer l'impact d'un produit ou d'un service. Après une évaluation de toutes les émissions associées et la consommation de ressources, l'impact est exprimé à l'aide d'un certain nombre de facteurs. Cet impact est supposé refléter les principales questions sociétales et les priorités environnementales. Du fait du rôle central de l'eau dans les processus environnementaux, les questions hydrologiques et hydrogéologiques sont prises en considération dans les ACV. [37]

L'analyse du cycle de vie relative à la gestion des ressources en eau associée à l'exploitation d'un GHRM comprend plusieurs phases qui doivent être analysées. [38]

- ✓ l'accès aux sources d'approvisionnement en eau (surface ou souterraine), avec l'impact sur les hydro systèmes pour des conditions climatiques données.
- ✓ le transport (camion, aqueduc, transport ferroviaire) avec les questions environnementales les coûts, et le stockage de l'eau à proximité du ou des sites (perturbation de surface, coût).
- ✓ l'eau utilisée pour le forage et la fracturation et l'eau refoulée, de qualité différente.
- ✓ l'élimination des eaux refoulées après traitement (coût, bénéfices environnementaux, volume d'eau concerné), la réutilisation ou la réinjection (capacité des stations d'épuration et proximité, réglementation et conformité pour élimination par réinjection).

Si les ACV analysent les impacts en termes d'écotoxicité sur l'environnement, les impacts sur la santé humaine, sur la qualité des écosystèmes et sur les ressources doivent être analysés en parallèle. Peu d'études d'ACV concernent les ressources en eau, les ACV ayant été développés dans le cadre de projets industriels dans des contextes climatiques où les ressources en eau ne manquaient pas.

Des méthodologies ont été développées pour évaluer les impacts environnementaux liés à l'usage de l'eau pour l'agriculture par exemple [39], à différentes échelles (problématique de la régionalisation). Ces méthodes d'ACV considèrent les dommages sur différents secteurs de protection : santé humaine, qualité des écosystèmes et ressources en eau. Si les quantités d'eau utilisées pour un usage sont considérées dans des ACV sur le cycle de l'eau, les types

d'usage, les sources d'approvisionnement et la localisation géographique doivent également être considérées. Les questions de consommation en eau et de dégradation de la qualité de l'eau suite à son usage nécessitent la mise en œuvre d'inventaires détaillés à l'échelle régionale.

L'évaluation des bénéfices environnementaux des eaux de surface ou souterraines est une procédure requise pour l'évaluation économique des programmes de mesures de la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) ; elle intervient dans le processus de justification des dérogations lorsque les coûts des mesures s'avèrent exagérément coûteux au regard des bénéfices qu'elles sont susceptibles de générer (analyse coûts-bénéfices).

L'application de l'analyse des bénéfices environnementaux est rendue difficile par l'absence de données détaillées relatives aux bénéfices associés aux mesures de restauration du bon état des masses d'eau (ME) ou aux mesures pour la préservation du bon état des ME.

III -2-2-7-3 Impact environnemental prévu en Algérie

On a constaté qu'aucun ministère, que ce soit celui de l'Agriculture, de l'Hydraulique et des Ressources en eau, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement, de l'Enseignement supérieur, de la Santé, n'a parlé sur un sujet aussi important engageant la sécurité du pays. [9]. Le Sahara n'est pas un désert sans vie, il a été recouvert de haute lutte. Il est utile de maintenir une exploitation intelligente, rationnelle et équilibrée de nos richesses pour préserver l'avenir des générations futures.

Pour le cas de l'Algérie, de nombreux problèmes seront apparait tel que la pollution et la contamination de l'eau, du sol et des nappes phréatiques traversées ainsi que la nappe albienne. [9]

Les efforts louables consentis par l'Algérie, la Tunisie et la Libye, dans le cadre de l'Observatoire du Sahara et du Sahel (OSS), semblent bien fragiles et totalement pris à revers par les nouvelles tentations algériennes et tunisiennes de se lancer dans l'exploitation des gaz de roches-mères. L'exploitation de ces gaz ne peut faire l'économie d'une intensive et discutable utilisation des eaux du système d'aquifère du Sahara septentrional (SASS).

Au-delà de l'affectation douteuse des eaux du SASS aux besoins de la fracturation des roches-mères, l'extraction des gaz de schiste va exposer ce système aquifère à des risques caractérisés de pollution. Les eaux souillées qui seront déversées par millions de mètres cubes des centaines de milliers de puits qui seront forés sur l'étendue de la zone d'exploitation (évaluée à 180 000 km²), tout autant que celles qui vont migrer dans un sous-sol modifié et rendu poreux, vont représenter un réel danger sur cette ressource qui est désormais une ressource stratégique. [9] Le SASS, qui s'étend sur un million de kilomètres, renferme l'équivalent de 20 000 m³, la capacité maximale constatée du barrage de *Bouharoune*, soit 20 000 milliards de mètres cubes. [9] Dans un pays sujet au stress hydrique comme l'est l'Algérie, l'affectation de cette manne hydrique ne peut se faire à la légère. Surtout que le système aquifère du Sahara septentrional est d'une très faible capacité de recharge. Ses eaux sont souvent, pour ce fait, qualifiées d'eaux fossiles. Le niveau de prélèvement qu'il subit dépasse, depuis l'an 2000, deux fois et demi sa capacité de recharge qui est de un milliard de mètres cube. L'Etat algérien semble avoir tranché l'arbitrage entre le développement de la manne gazière, par un procédé invasif et polluant, et la préservation de la manne hydrique vitale et stratégique dans une logique mercantile et de très court terme. [9]

III -3 ACTIONS DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Sur la base des éléments précédents, la note appréhende les risques et les impacts potentiels sur l'environnement. Des actions de recherche scientifique sont proposées pour analyser en détail les risques ou impacts évoqués ou pour examiner la possibilité de lever des verrous scientifiques ou technologiques mis en évidence. Les mesures de maîtrise du risque sont aussi intégrées dans la réflexion [25].

1 . Pour éviter les problèmes de contamination des eaux de surface et souterraines, les solutions suivantes sont proposés :

- ✓ Réglementer l'utilisation, le stockage, le traitement et le rejet des fluides sur les sites de production de façon à éviter la contamination des eaux souterraines et superficielles.

- ✓ Définir les objectifs environnementaux de rejet dans les cours d'eau en considérant les effets cumulatifs des rejets.
 - ✓ Définir les bonnes pratiques permettant de concevoir et dimensionner des dispositifs de surveillance des sites de production dans le but de détecter précocement d'éventuelles contaminations des eaux et pouvoir réagir rapidement si un problème surgit et évaluer s'il est besoin de les améliorer .
 - ✓ Étudier les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable et sur la santé publique.
 - ✓ Appréhender les propriétés hydrogéologiques des formations aquifères profondes formant les encaissements des gisements de gaz et en caractériser les écoulements souterrains.
 - ✓ Dresser la liste précise des produits chimiques acheminés sur le site ainsi que les usages envisagés afin de pouvoir établir un plan de surveillance et de protection des aquifères.
 - ✓ Réaliser des études amont des différents produits chimiques ainsi que les mélanges envisagés afin d'identifier l'évolution du système, les espèces chimiques impliquées et les produits intermédiaires (de dégradation). La maîtrise de ces processus est nécessaire pour pouvoir adapter les méthodes de surveillance et cibler les substances à mesurer (traçage).
 - ✓ Développer/adapter le concept du traçage chimique non réactif en utilisant des substances stables pouvant signaler l'arrivée des fuites et des connexions entre masses d'eau et aquifères.
2. Plusieurs pistes de réflexion peuvent être mises avant le traitement des effluents utilisés :

- ✓ Établir un retour d'expérience détaillé sur la base des informations disponibles sur la nature et la quantité des effluents recueillis lors d'exploitations aux Etats-Unis. Certaines données précises sont en effet disponibles. [40]
- ✓ Faire un inventaire des agents et adjuvants chimiques habituellement utilisés par l'industrie lors de la mise en œuvre des injections et déterminer leur propriétés toxicologiques et éco toxicologiques de manière à recommander des mesures adaptées.
- ✓ Prendre en compte les caractéristiques géologiques du milieu d'injection et caractériser une typologie des massifs permettant d'anticiper la nature des minéraux et substances organiques susceptibles d'être présents dans les eaux de reflux du fait du processus de lixiviation des terrains induit par le fluide injecté pour la fracturation. La nature et la teneur de ces substances influenceront en effet directement sur le type de traitement des boues à envisager.
- ✓ Estimer les volumes d'eau souillée à traiter et adapter les moyens de stockage transitoires de manière à maîtriser les procédés de réutilisation et de traitements des effluents, les risques de pollution du milieu naturel et les risques sanitaires (notamment émanations gazeuses à partir des installations, risques de pollution des eaux potables ou potabilisables) autour des installations de traitement en surface.
- ✓ Identifier les meilleures technologies disponibles ou développer, au cas par cas (avec études génériques préalables), des méthodes de prétraitement des eaux usées permettant ensuite :
 - soit de diriger les eaux usées vers les centres de traitement municipaux ;
 - soit de traiter in situ la totalité des volumes souillés.
- ✓ La faisabilité et la capacité de traitement des stations de traitement des eaux (vis-à-vis de la salinité, la nature et caractéristiques chimiques des molécules présentes, la nature et l'importance des matières en suspension) devront être considérées en regard des besoins spécifiques liés aux substances en présence et des rythmes irréguliers de production.

3. La modélisation du déclenchement possible de phénomènes de sismicité induite et, à plus forte raison, des caractéristiques associées (lieu, magnitude, énergie dissipée, fréquence et vitesse particulière) et des impacts possibles en surface, dus entre autres à des effets de site, pour les événements les plus importants est une opération délicate du fait des nombreuses incertitudes pesant sur les caractéristiques des massifs rocheux.

Pour ce faire, les travaux proposés se baseraient en particulier sur :

- ✓ l'analyse en retour d'expérience d'événements survenus dans un contexte similaire, mais également d'événements survenus dans des contextes différents, de travaux sur les massifs rocheux (exploitation des mines profondes, remplissage des barrages, géothermie avec stimulation hydraulique ...).
- ✓ le développement d'outils de modélisation numérique capables de prendre en compte les phénomènes complexes de couplage thermo-hydro-mécanique et intégrant une dimension dynamique. De tels modèles nécessiteront d'être conçus et caractérisés par des expériences spécifiques de laboratoire. Ils permettront de progresser dans la connaissance des phénomènes physiques et du comportement dynamique des roches et, en particulier, des discontinuités.

4. L'analyse des scénarios de migration non maîtrisée de gaz au travers des terrains de recouvrement requerra de solides connaissances des contextes géologiques et hydrogéologiques concernés qui s'appuieront à la fois sur des reconnaissances in situ (nature des terrains, caractérisation des aquifères, discontinuités géologiques) ainsi que sur des campagnes de laboratoire (caractéristiques physiques des formations géologiques et des discontinuités majeures).

Cette analyse devra également bénéficier d'une connaissance approfondie des techniques envisagées pour la réalisation des puits d'exploitation (localisation des puits en profondeur, techniques de forage, de tubage, de cimentation et de traitement après abandon).

L'analyse sera dès lors menée sur la base de modèles représentatifs du milieu considéré permettant d'étudier l'influence des conditions d'exploitation sur la tenue des puits, mais également sur la libération et la migration des gaz par le processus de fracturation hydraulique.

Menée en étroite collaboration avec les travaux sur l'analyse de la propagation des fractures au sein de la roche-mère, la démarche permettra de définir des « périmètres de sécurité » permettant d'isoler la zone influencée par l'exploitation des discontinuités naturelles (failles) ou anthropiques (forages, cavités) existantes susceptibles de faciliter la migration des gaz libérés.

La pérennité des différentes barrières mises en place dans les puits pour assurer l'étanchéité (cimentation primaire dans les annulaires, Bridge Plug, bouchons de ciments pour l'abandon) devra être contrôlée. Les contrôles devront permettre de s'assurer du respect des réglementations mais aussi de vérifier l'évolution sur le long terme des différents matériaux du puits (corrosion des aciers, dégradation des ciments) en tenant compte notamment de l'historique des sollicitations mécaniques et physico chimiques.

5. Plusieurs démarches devront être entreprises pour éviter les risques liés aux installations de surface :
 - ✓ Identification des dangers liés aux conditions opératoires spécifiques aux produits chimiques utilisés (notamment pression, sous-produits présents dans le fluide extrait,...).
 - ✓ Identification des spécificités intrinsèques à l'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels en termes d'installations de surface.
 - ✓ Mise en œuvre d'une analyse des risques intégrée sur ces installations spécifiques durant les différentes phases d'exploitation. L'analyse, menée à l'échelle de la filière, reprendra l'ensemble des composantes du procédé industriel, en intégrant notamment les procédés d'extraction, le transport, le traitement de l'eau, le tout pour l'ensemble du cycle de vie.
 - ✓ Identification d'éventuels verrous scientifiques ou techniques pour lesquels un développement des connaissances sera nécessaire. On citera, à titre d'exemple, l'effet des adjuvants chimiques sur l'intégrité des puits ou des pipelines, de même que la conséquence d'une rupture de canalisations à très haute pression.

- ✓ Définition ou validation de mesures de sécurité (spécification de conception, barrières de sécurité, distances d'isolement...) dédiées à la sécurité des travailleurs et/ou aux enjeux environnants (riverains, environnement naturel...).

6. Etant donné les manques de connaissance et les nombreuses incertitudes précitées, les enjeux suivants se détachent :

- ✓ Quantifier de façon fiable et complète les émissions de gaz à effet de serre liées à la recherche et l'exploitation des GHRM. En particulier, l'évaluation des émissions directes de méthane dans l'atmosphère lors de la période de récupération des effluents ou de certaines phases du forage est sujette à controverse. De plus, la quantification des émissions pourrait aussi s'étendre à l'ensemble des travaux connexes nécessaires au développement de l'activité (réalisation de routes, canalisations, élagage éventuel...).
- ✓ Identifier les techniques ou pratiques pouvant être mises en place pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

7. Au vu des manques d'indices spécifiques et de techniques d'analyses pour mener à bien des ACV relatives à la gestion des ressources en eau liée à l'exploitation des GHRM et au vu des inquiétudes concernant leur impact sur l'environnement et sur les populations, les enjeux principaux sont :

- ✓ développer des ACV prenant en considération les spécificités de la gestion de la ressource en eau associée à l'exploitation des GHRM, en lien avec les méthodes standardisées et considérant des impacts non seulement sur les ressources en eau, mais aussi sur les écosystèmes et la santé humaine, avec des approches pluridisciplinaires.
- ✓ évaluer la possibilité d'adapter et de mettre en œuvre les approches d'évaluation des bénéfices environnementaux pour les masses d'eau concernées au niveau régional autour de sites d'exploitation de GHRM.

III -4 MAITRISE DES RISQUES

III -4-1 Méthodologie de l'évaluation des risques

Aux Etats-Unis aucune étude de risque (à proprement parler) n'est nécessaire pour réaliser des travaux de fracturation hydraulique. Certains États ajoutent néanmoins des spécificités aux demandes de permis. Par exemple, ils peuvent demander un plan de prévention de la pollution, ou tenir compte d'enjeux environnementaux (aquifères, cours d'eau, infrastructures...) lors de l'instruction des demandes de permis. Ainsi, peu de données bibliographiques sont disponibles sur les méthodologies de l'évaluation des risques liés aux opérations de fracturation hydraulique.

III -4-2 Approche de l'EPA

Pour évaluer les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau, l'EPA entend utiliser l'approche par scénarios d'évolution. Les scénarios traiteront de l'évolution normale ou altérée et seront évalués par modélisation. Ces scénarios seront nourris par les leçons tirées d'études de cas. Les scénarios qui seront étudiés comprennent notamment:

- Migrations imprévues dues à une perte d'intégrité des puits.
- Migrations imprévues de fluides par des chemins naturels ou artificiels (failles, puits abandonnés, fracturation en dehors de la formation cible).

III -4-3 Enjeux et pistes de réflexions

Des verrous ont été identifiés pour chacune des principales étapes d'une évaluation du risque :

- Identification des cibles et des potentiels de dangers. Diverses cibles (hommes, ressources en eau, écosystèmes, infrastructures,...).
- Le retour d'expérience est habituellement une donnée très utile pour les études de risques. Or, le retour d'expérience de l'exploitation des GHRM aux États-Unis est plus ou moins instructif étant donné qu'il est souvent difficile de remonter aux causes exactes qui sont à l'origine du dysfonctionnement présumé et de son impact éventuel.

- L'identification des scénarios de risque pertinents pour l'exploitation des GHRM par fracturation hydraulique est actuellement limitée. Les « scénarios » les plus cités sont les migrations imprévues de fluides vers un aquifère ou la surface (dus à une défaillance de puits, à des fractures...) et les déversements de produits toxiques en surface (EPA, 2011).

- La quantification des scénarios de risques, c'est-à-dire l'évaluation de la probabilité des événements redoutés, de l'intensité des phénomènes et de la vulnérabilité des cibles semble un domaine encore peu abordé dans le cadre de l'exploitation des GHRM par fracturation hydraulique.

- Des mesures de maîtrises du risque adaptées aux scénarios de risques ne sont que partiellement disponibles.

L'objectif global de la démarche sera d'élaborer un référentiel d'évaluation des risques validé par différentes parties.

III -5 SURVEILLANCE (METHODES, LIGNES DE BASE, QUANTIFICATION)

Parmi les mesures de maîtrise du risque (MMR), la surveillance occupe une place cruciale pour détecter tout signe précurseur de dysfonctionnement du système permettant de déclencher la mise en œuvre de mesures correctives. La surveillance aura vocation à couvrir plusieurs domaines et milieux.

Pour ce qui concerne la surveillance de nature géochimique (eau, gaz...), une logique « d'état zéro » devra être systématisée avant tout projet d'exploitation. L'objectif sera de caractériser de manière aussi précise que possible le bruit de fond géochimique caractéristique du secteur concerné et de pouvoir ainsi identifier, à terme, la part due à l'exploitation dans la présence de substances dans l'environnement.

III -5-1 Surveillance du processus de fracturation hydraulique

III -5-1-1 Attendus de la technique

Pour s'assurer que le procédé de fracturation hydraulique est convenablement maîtrisé et n'est pas susceptible de générer une fracturation des terrains sur des distances ou dans des directions non souhaitées, et à même de remettre en cause l'intégrité des formations

encaissantes imperméables au toit et au mur de la zone exploitée, le recours à des techniques de surveillance et de localisation de la fracturation est de première importance.

Parmi celles-ci, l'écoute micro-sismique en forage s'avère très utile. Il s'agit d'une technique déjà éprouvée dans d'autres contextes : détection de signaux précurseurs d'instabilités dans les mines actives ou abandonnées, surveillance de cavités de stockage de gaz naturels et d'hydrocarbures, suivi de l'exploitation de ressources par forages, notamment géothermiques. Elle présente l'intérêt de localiser l'initiation et le développement de fractures au sein d'un massif rocheux sollicité par un processus d'extraction ou d'injection évoluant au cours du temps.

La précision de la localisation des événements varie essentiellement en fonction :

- de la géométrie du réseau d'écoute (nombre de sondes, couverture de la zone sismogène).
- des incertitudes sur les vitesses de propagation des ondes P (compression) et S (cisaillement) des différents horizons géologiques traversés par les signaux acoustiques émis lors de la fracturation des roches. Ces vitesses peuvent changer en fonction de la stimulation de la roche-mère.
- de la qualité « signal/bruit » des signaux enregistrés, susceptible de dégrader la précision du « pointé » des temps d'arrivée des signaux sur les différentes voies.

La précision de localisation des événements micro sismiques peut ainsi varier d'au moins un ordre de grandeur (de la dizaine de mètres à quelques dizaines de mètres) suivant le caractère favorable ou non de la configuration.

Dans le contexte du suivi de l'exploitation de gaz ou huiles de roche-mère, compte tenu de la profondeur potentiellement élevée des travaux de fracturation, un réseau d'écoute de surface, même dense, s'avèrerait insuffisant. Il conviendra donc de privilégier l'installation de sondes à proximité de la zone de fracturation, tirant bénéfice des puits d'exploration et d'extraction ainsi que, dans la mesure du possible, de forages de suivi spécifiques.

L'alignement des sondes au sein d'un seul et même puits n'est pas favorable à une localisation précise d'événements, notamment dans la direction verticale. Le couplage de diverses « flutes de capteurs » dans différents sondages devra donc être privilégié autant que faire se peut.

III -5-1-2 Enjeux et pistes de réflexions

Un travail approfondi devra être engagé sur l'identification de l'échelle d'observation et de la gamme de précision attendue, en fonction des contextes géologiques et de la géométrie d'exploitation (plus le volume de terrains vierges laissés autour de l'exploitation et notamment à son aplomb est restreint, plus une localisation très précise de la fracturation devient cruciale).

Une analyse par modélisation numérique permet de simuler l'impact des différentes options sur la précision de localisation des événements. Ceci peut être fait dans un but d'optimiser la géométrie du réseau de même que la nature des sondes mises en place en termes de ratio « coût/efficacité ».

Par ailleurs une adaptation des procédures de localisation des événements micro sismiques intégrant notamment des techniques automatiques d'association d'essaims et de localisation relative pourra être entreprise en adaptant le cahier des charges aux spécificités de l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère.

De même, un état de l'art technologique devra être mené pour adapter le conditionnement des matériels (sondes, câblage), à un environnement profond et potentiellement agressif.

A plus moyen terme, le caractère amovible des chaînes d'acquisition (permettant un réemploi au fur et à mesure de l'avancement des travaux), devra être par ailleurs compatible avec les exigences sur l'étanchéité des puits et les sollicitations de pression auxquels ils seront soumis.

Toujours dans l'optique d'une analyse intégrée, le suivi et l'interprétation de la sismicité mesurée devront être mis en perspective avec l'acquisition synchronisée de divers autres paramètres relatifs à la technique (débit, pression d'injection...), le modèle dynamique de comportement géo mécanique du massif stimulé et avec le risque sismique en surface.

La réflexion devra déboucher sur le développement de bonnes pratiques concernant l'acquisition des données micro sismiques et leur interprétation durant les opérations de fracturation et d'exploitation ultérieure. L'enjeu est de diminuer l'incertitude sur la

localisation de la zone affectée par la fracturation, afin d'en diminuer les risques de propagation incontrôlée.

III -5-2 Surveillance des aquifères profonds

III -5-2-1 Attendus de la technique

Les aquifères sus-jacents aux formations ciblées pour l'extraction de gaz seront les premiers à être impactés par d'éventuelles fuites de gaz et/ou de produits injectés (eau et additifs chimiques). Cependant, il s'agit là d'aquifères potentiellement profonds (plusieurs centaines à un ou deux milliers de mètres) et les techniques de mesures de paramètres physico-chimiques et de prélèvement d'eau déjà utilisées par le monde pétrolier, la géothermie ou le stockage de CO₂ demandent à être perfectionnées pour ces gammes de profondeur. Seuls quelques paramètres physiques de type température ou conductivité électrique peuvent être mesurés in situ sans envisager de technique lourde : on peut toutefois se demander si ces paramètres seront de grande utilité pour la problématique de détection d'arrivée de gaz ou de produits chimiques au sein d'aquifères généralement salins et chauds.

III -5-2-2 Enjeux et pistes de réflexions

Les principales pistes de développement sont les suivantes :

- choix de critères d'identification d'une nappe-cible profonde susceptible de constituer le témoin d'une propagation éventuelle d'éléments non désirés (gaz, adjuvants chimiques) et établissement d'un état zéro des caractéristiques physico-chimiques et bactériologique de cette nappe.
- réalisation d'au moins deux piézomètres recoupant la nappe cible profonde, l'un en amont et l'autre piézomètre en aval hydraulique de chaque site d'exploitation (forage et zone affectée par la fracturation hydraulique ou son équivalent).
- expérimentation d'un protocole de prélèvement et d'analyse d'échantillons d'eau prélevés à grande profondeur sans créer d'altération significative de leurs caractéristiques entre le lieu (ou le moment) de prélèvement et le laboratoire (ou l'appareil d'analyse) situé en surface.

- développement de sondes et d'outils permettant d'analyser à forte profondeur des caractéristiques physico-chimiques utiles à la détection de fuites issues des roches mères (concentration en gaz dissous, analyses isotopiques).
- évaluation du risque de remobilisation d'éléments traces (As, Pb, Zn, Se, Sb, Cu...), voire d'actinides, au sein des aquifères profonds sus-jacents aux réservoirs exploités en cas de fuite de gaz et/ou de produits injectés.

III -5-3 Surveillance des migrations de gaz

III -5-3-1 Attendus de la technique

Un point de l'étude pourra concerner le rôle de la zone non saturée dans la migration de contaminants vers la surface et notamment son rôle tampon éventuel (réservoir temporaire).

En effet, outre l'analyse des aquifères, profonds ou superficiels, la détection d'indices de fuite peut également être envisagée par le suivi de migration de gaz au travers des terrains. Il s'agit de techniques dérivées de celles utilisées pour le suivi des émissions de gaz de mine [41] ou de fuites potentielles de CO₂ en provenance des sites de stockage géologique profond [42]. Ceci peut être envisagé :

- en profondeur, au sein du massif rocheux, au travers de piézomètres ou de piézaires équipés de sondes de détection de gaz. Ces dispositifs ont fait leur preuve, dans d'autres environnements géologiques, jusqu'à quelques centaines de mètres de profondeur au sein de forages non ennoyés. Ils sont destinés à prélever et à analyser en continu les principaux composants gazeux présents dans les couches géologiques proches de la surface.
- en surface et en sub-surface pour alerter sur les risques encourus directement par les enjeux présents à l'aplomb de l'exploitation. Cette surveillance est classiquement réalisée en couplant le suivi de la composition et de l'origine des gaz du sol dans une frange de 1 à 2 m de profondeur ainsi que la mesure de flux de gaz à l'interface sol/atmosphère.

III -5-3-2 Enjeux et pistes de réflexions

Il sera nécessaire d'adapter les techniques et outils de surveillance à des profondeurs sensiblement supérieures à celles utilisées jusqu'ici. Une réflexion sur l'automatisation des systèmes pour permettre une surveillance en continu du processus serait aussi à envisager. De plus, il convient de s'interroger sur les méthodes de surveillance et de contrôle spécifiques aux puits et en particulier sur leur adéquation dans le cadre de l'exploitation des gaz de roche-mère.

En cas de fuite, la localisation du point de fuite doit pouvoir être effectuée efficacement, notamment à l'aide du système de surveillance. De plus, une fois la zone de fuite identifiée, des mesures correctives appropriées doivent être mises en place afin que le système retrouve rapidement un fonctionnement normal.

Dans le cas de forages ennoyés, des développements seront nécessaires pour faciliter la récupération des gaz et permettre leur analyse dans des conditions optimales d'efficacité et de fiabilité.

Certain nombre de techniques de « surveillance globale de l'atmosphère » commence à émerger à l'échelle d'un secteur géographique bien délimité (laser et lidar par exemple). Ces technologies émergentes, encore coûteuses et complexes, mériteront d'être testées et améliorées avant d'être envisagées à des fins opérationnelles.

Dans tous les cas, un « état zéro » devra être précautionneusement établi de manière à caractériser l'intensité et la variabilité dans le temps des rejets de gaz d'origine naturelle (biogénique, thermogénique, mantellique, etc.) et ainsi être à même de définir la part potentielle due à l'exploitation des hydrocarbures.

III -6 MESURES CORRECTIVES ET DE REPARATION

Aux États-Unis, des mesures correctives et/ou des mesures de réparation ont déjà été mise en place afin de prévenir, limiter ou réparer des impacts environnementaux liés à l'exploitation des GHRM. Cette section présente un bref aperçu de mesures déjà utilisées couramment.

Les principales mesures correctives déjà mises en place sur sites au Etats-Unis concernent principalement les puits. Elles ne sont pas forcément spécifiques au domaine des GHRM. On peut citer à titre d'exemple :

- le changement du cuvelage s'il s'avère défectueux,
- la réalisation de nouvelles cimentations afin d'assurer une parfaite étanchéité entre niveaux.
- la mise en place de mesures de maîtrise des surpressions de l'annulaire du puits.

Des mesures de réparation sont mises en place lorsqu'il existe des impacts significatifs sur l'environnement. Beaucoup de situations où des mesures de réparation sont nécessaires concernent des déversements de liquides polluants en surface. [43]

Quand les eaux souterraines sont impactées, les opérateurs ont les obligations suivantes :

- établir un plan de réparation.
- prévenir tout risque de contamination supplémentaire.
- faire des investigations sur l'étendue de la zone contaminée.
- éliminer les sources de polluants.
- réparer les dommages environnementaux (dépollution).
- faire un suivi de la zone préalablement contaminée.

Quand la réparation d'un dommage environnemental est nécessaire, les autorités compétentes interviennent en évaluant et approuvant le plan de réparation proposé par l'opérateur, en contrôlant le déroulement et la conformité des opérations de réparation, en établissant les standards de dépollution et les objectifs à atteindre. [43]

III -7 CONCLUSION

Les émissions supplémentaires générées par l'exploitation des gaz de schiste par rapport aux hydrocarbures conventionnels sont faibles et représenteraient 0,2 à 2,9 % des émissions générées lors de la combustion du gaz. Mais cette étude n'a pas estimé certaines sources d'émission notamment les émissions directes dans l'atmosphère.

Les émissions directes de méthane dans l'atmosphère pendant certaines phases du forage ou la phase de récupération des effluents après fracturation sont conséquentes et pourraient même représenter 1,6 % de la quantité totale de méthane produit par le puits au cours de son exploitation.

La réalisation de puits par fracturation hydraulique engendrerait une plus grande émission de gaz à effet de serre (de méthane en particulier) que celle de puits de gaz conventionnels.

Ils existent des techniques et pratiques pour réduire sensiblement les émissions de gaz à effet de serre. Certaines entreprises ont proposé une technologie du « reduced emission completion » permettrait de réduire de façon importante les émissions directes de méthane dans l'atmosphère lors de la réalisation du puits.

Chapitre IV

Impacts économiques

IV -1 INTRODUCTION

L'engouement au niveau mondial pour les gaz non conventionnels, en particulier les gaz de schiste, est lié à un développement très rapide de la production aux États-Unis à partir de 2006. Ce changement est dû à la mise en œuvre de technologies connues mais peu utilisées dans ces réservoirs jusqu'à présent pour des raisons de coût : le forage horizontal (largement répandu par ailleurs) et la fracturation hydraulique des roches. [24]

Les gaz non conventionnels, gaz de schiste en tête, sont donc en train de bouleverser la donne gazière mondiale. Les nombreuses acquisitions réalisées à partir des années 2008 par les grandes compagnies pétrolières internationales soulignent une stratégie nouvelle liée à cette révolution. Les impacts potentiels de cette nouvelle donne sont déterminants en termes d'indépendance énergétique et de prix du gaz (et donc globalement de facture gazière), et macro-économique en renforçant les emplois et les effets induits sur l'économie. [24]

Une étude réalisée par groupe d'experts d'IFP, un rapport d'expertise rendu public en Janvier 2013, a mené une analyse sur les impacts des gaz de schistes sur les marchés internationaux du pétrole et du gaz. [24]

IV-2 L'APPORT DES GAZ DE SCHISTE EN TERMES DE PRODUCTION

Des surprises ne sont pas à exclure dans les années à venir, bonnes ou mauvaises en fonction du potentiel mondial encore incertain ou des avancées en matière de gestion environnementale.

Afin de souligner les incertitudes actuelles, il suffit d'examiner les perspectives pour la Chine ou l'Europe. Elles se situent à l'horizon 2030 entre 80 et 200 Gm³ annuels pour la Chine (Production de gaz conventionnels : 100 Gm³ en 2010) et entre 10 à 80 Gm³ pour l'Europe (200 Gm³ de gaz conventionnels produits en 2010). [24]

Au-delà de l'incertitude sur les disponibilités futures en termes de production, quelques grandes idées dominent les prévisions :

- ✓ les États-Unis resteront encore longtemps le premier marché en ce qui concerne la production de gaz non conventionnels, gaz de schiste principalement.
- ✓ l'Australie dispose d'une avance importante pour ce qui est des gaz de charbon dans le cadre de projets destinés à l'exportation.
- ✓ pour des raisons d'indépendance énergétique, des pays comme la Chine, l'Inde ou différents pays européens comme la Pologne ont un intérêt majeur à développer leurs ressources.
- ✓ les délais de développement devraient être relativement longs avant d'envisager des volumes significatifs; ce sera en particulier le cas en Europe compte tenu des nombreuses contraintes pour cette région.

En 2012, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a proposé un scénario de développement dit "Golden Rules" fondé sur une forte croissance de la production de gaz non conventionnels au niveau mondial, passant d'un total de 470 Gm³ en 2010 à 1600 Gm³ en 2035. Représentant 14 % de la production mondiale, leur part atteindrait plus de 30 % du total en 2035. L'ensemble de ces gaz représenterait une part substantielle de l'accroissement des besoins mondiaux d'ici 2030, de l'ordre de 60 %. Il apparaît dans ce scénario que deux pays se détachent, les États-Unis d'abord qui représenteraient 35 % du total en 2035 et la Chine à

hauteur de 24 %. En Europe, la production est estimée à près de 80 Gm³ dont une grosse partie située en Pologne. [24]

IV-3 CONTEXTE TECHNICO-ECONOMIQUE DE LA VALORISATION DES GAZ DE SCHISTE

Le coût unitaire de production d'un mètre-cube de gaz (ou d'un baril de pétrole) résulte du rapport entre les quantités récupérables et le coût de développement associé. Ces éléments sont déterminants pour décider ou non du développement d'un gisement. Ils reposent sur deux paramètres essentiels : la productivité des puits et le coût de forage. La productivité des puits, très variable d'un bassin à l'autre, dépend de la porosité et de la perméabilité de la roche, cette dernière pouvant être augmentée sensiblement par la technologie. L'exemple américain souligne à la fois cette diversité et l'effet des ruptures technologiques récentes. [24]

Le coût du forage dépend en grande partie de la profondeur des gisements, mais aussi du taux de location des appareils de forage, qui varie fortement en fonction de la demande. C'est ainsi que l'on a pu constater une forte progression des coûts moyens de forage aux États-Unis entre 2000 et 2007, qui sont passés entre ces deux dates de 1 million de dollar (M\$) à 4 M\$ par puits. Plus récemment, le coût du forage a atteint des niveaux encore plus élevés (de 8 à 10 M\$ par puits), en particulier dans le bassin de Haynesville, en raison de la mise en œuvre systématique du forage horizontal. Cette augmentation du coût a cependant été plus que compensée par la productivité exceptionnelle obtenue, faisant chuter le coût de production du mètre-cube de gaz produit. [24]

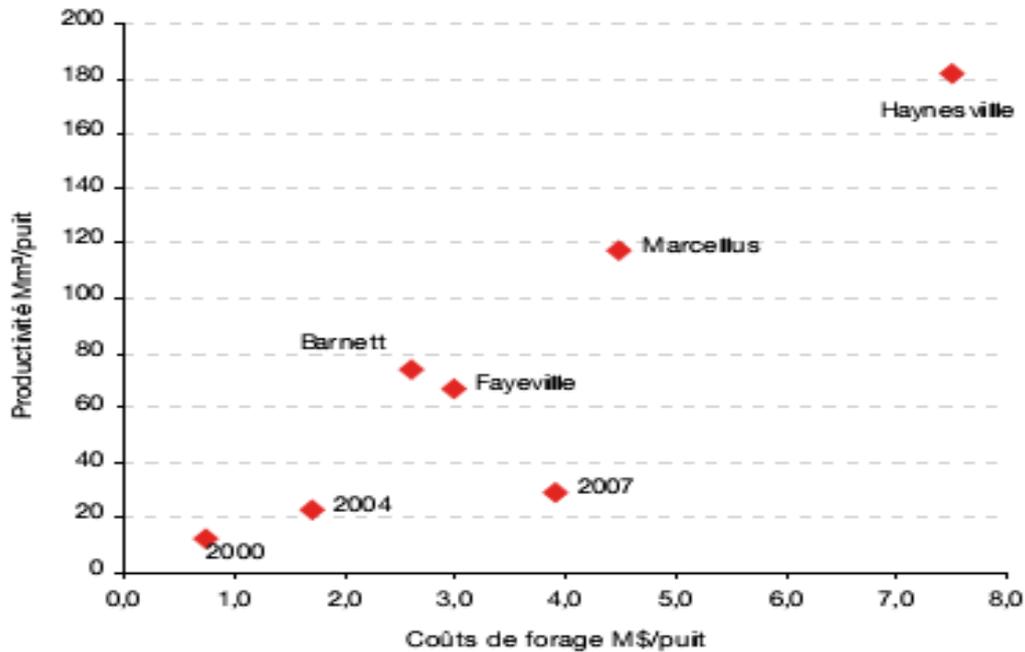


Figure IV -1 : Evolution des coûts de forage et de la productivité pour les gaz de schiste. [24]

Aux États-Unis et au Canada, la dispersion des coûts unitaires de production est extrêmement importante : ceux-ci étaient estimés en 2009 entre 3 et 8 \$/MBtu pour l'ensemble des gaz non conventionnels.

La plupart des gaz de schiste se situent dans la zone basse, ce qui explique la poursuite de leur développement en dépit de la faiblesse des prix observés sur le marché américain depuis 2009 (autour de 4 \$/MBtu). A noter que les niveaux actuels à moins de 3 \$/MBtu, liés en grande partie à la production des gaz associés à la production de pétrole, ne semblent pas tenables à terme et que l'évolution attendue est bien celle d'une augmentation progressive du prix du gaz dans les années à venir. [24]

La transposition du cas américain au reste du monde en termes de coût sera donc fonction des conditions géologiques locales et de la profondeur des gisements, autant de paramètres qui peuvent fortement varier d'un bassin à l'autre. Dans certaines régions, en particulier en Europe, les premières informations disponibles laissent penser que ces coûts

devraient être sensiblement plus élevés (8 à 11 \$/MBtu évoqués). En Chine, en revanche, la qualité de certains bassins plaide pour des coûts relativement bas (6 à 8 \$/MBtu). Les premières analyses permettront d'avoir une vision plus claire et de mieux affiner le potentiel en fonction par ailleurs d'autres aspects également décisifs. [24]

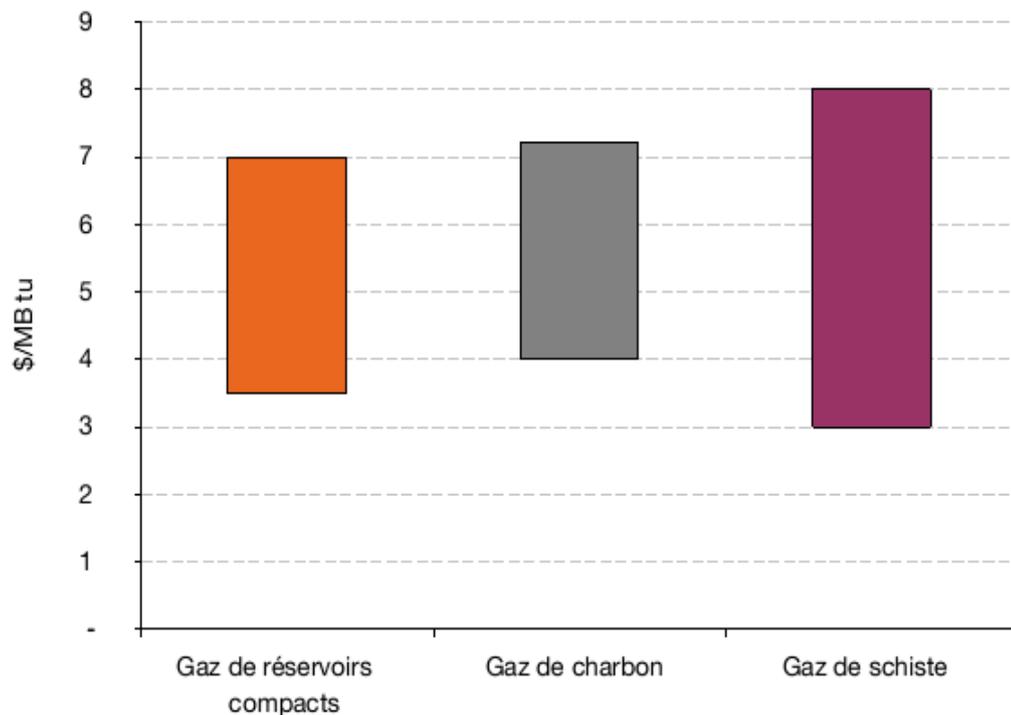


Figure IV -2 : Ordre de grandeur des coûts de production aux États-Unis et au Canada. [24]

IV-4 ENJEUX POUR LE COMMERCE GAZIER MONDIAL

IV-4-1 Les gaz non conventionnels susceptibles de limiter la tension sur le marché

Face aux besoins croissants des zones traditionnellement importatrices à l'image de l'Europe ou de l'Asie, la montée en puissance des gaz non conventionnels sera de nature à réduire la pression sur l'offre.

La valorisation des gaz non conventionnels dans les pays importateurs (Europe, Asie, États-Unis) et exportateurs (Australie, Canada, Algérie, etc.) constitue dans ce cadre un enjeu

majeur en termes d'équilibre du marché gazier. Les besoins à venir sont tels, en particulier dans les pays émergents, que l'ensemble des ressources, conventionnelles et non conventionnelles seront nécessaires pour les satisfaire. La recherche de solutions environnementales satisfaisantes sera décisive pour y parvenir. [24]

IV-4-2 Impact potentiel des gaz non conventionnels sur le commerce mondial

Dans le scénario nouvelles politiques de l'AIE, la croissance de la consommation gazière mondiale va s'accompagner d'une très forte augmentation du commerce interzone, liée en particulier aux besoins européens et asiatiques. Le marché gazier amplifierait en fait des mouvements historiques : d'un côté, la montée des achats dans les zones traditionnellement déficitaires, l'Europe et l'Asie ; de l'autre, la nécessité de développer les exportations d'Afrique, de CEI et de, plus en plus, du Moyen-Orient. L'Amérique du Nord serait la seule zone à pouvoir inverser la tendance pour passer d'un statut d'importateur net à celui d'exportateur grâce aux non-conventionnels.

Dans le scénario de l'AIE, les échanges intra-zones devraient ainsi passer de 350 Gm³environ en 2010 à près de 850 Gm³en 2035. Dans l'hypothèse d'un développement important des gaz non conventionnels, ces volumes seraient réduits de 150 Gm³environ.

Cette baisse significative, susceptible d'éviter des tensions sur les prix serait le résultat de trois tendances :

- ✓ la réduction de la dépendance pour l'Europe et l'Asie.
- ✓ l'autonomie gazière de la zone nord-américaine avec éventuellement des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL), actuellement à l'étude.
- ✓ la valorisation des gaz non conventionnels à l'export, à l'image de ce qui se fait en Australie avec le gaz de charbon.

IV-5 UN NOUVEAU PARADIGME POUR LE PRIX DU GAZ

Les évolutions du prix du gaz sur le marché américain ont été, depuis 2009, radicalement bouleversées par l'augmentation de la production.

De nombreux paramètres sont susceptibles de ne pas aboutir à un changement aussi radical pour l'Europe et Asie que celui observé aux États-Unis. [24]

IV-5-1 La nouvelle donne américaine

L'équilibre gazier du marché américain a été totalement transformé par la montée en puissance des gaz non conventionnels, gaz de schiste en tête, depuis 2009.

Historiquement, le prix américain du gaz était traditionnellement influencé par les énergies concurrentes, charbon, fioul domestique et fioul lourd. La forte hausse du prix des énergies à partir de 2003 a été la cause de la progression du prix de référence du gaz aux États-Unis. [24]

Le pointe exceptionnelle (à près de 9 \$/MBtu sur l'année 2005 s'explique par l'ouragan Katrina de 2005 et par l'envolée des cours du pétrole en 2008 (97 \$/b en moyenne annuelle).

La situation a bien changé, puisque le prix a désormais trouvé un équilibre autour de 4 \$/MBtu, en raison de l'abondance de l'offre gazière. Il a même évolué entre 2 et 3 \$/MBtu en 2012 due à une baisse exceptionnelle du nombre d'appareils de forage dédiés au secteur gazier, qui est passé de 980 en 2010 à 430 en 2012, le plus bas niveau depuis 1999. La recherche se focalise sur les huiles et les gaz de schiste (73 % des appareils de forage désormais) dont l'exploitation est beaucoup plus rentable. [24]

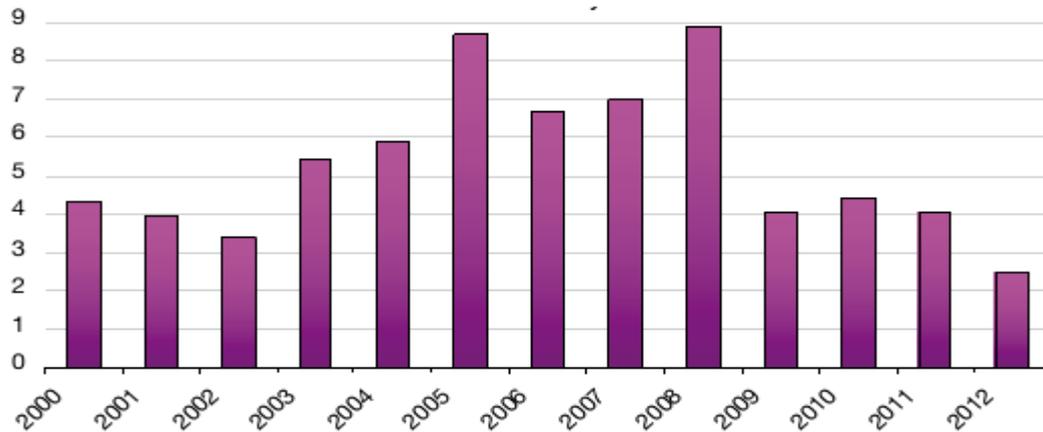


Figure IV-3 : Évolution du prix du gaz aux États-Unis. [24]

D'après DOE, une progression régulière du prix américain vers 5 \$/MBtu en 2020, se rapprochant des 7 \$/MBtu en 2035. La hausse du prix d'ici à 2030 traduit l'idée d'une progression des coûts de production. Après l'exploitation des ressources les plus rentables (3 à 4 \$/MBtu), il sera en effet nécessaire de mettre en production des zones dont les coûts sont plus élevés. Il convient de rappeler qu'ils sont très variables d'un bassin à l'autre, compris entre 3 à 8 \$/MBtu. La progression du prix traduit cette réalité.

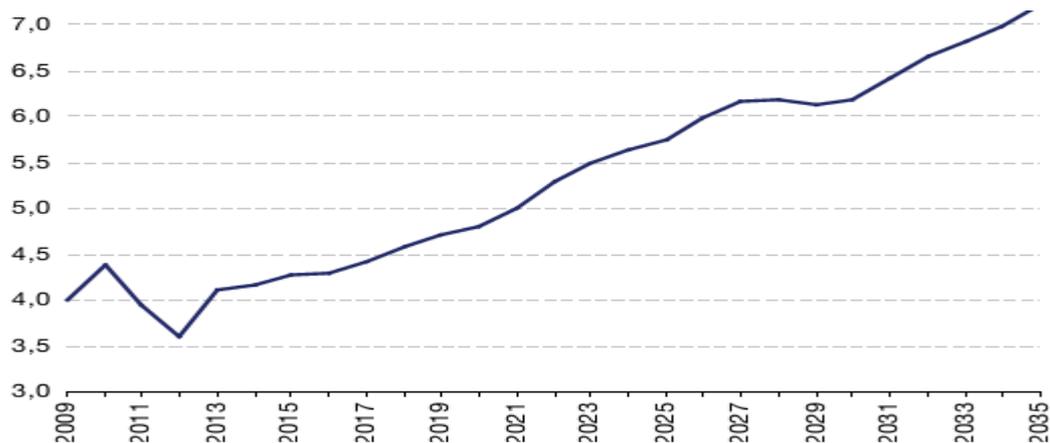


Figure IV-4 : Perspectives d'évolution du prix du gaz aux États-Unis. [24]

Le marché américain, si cette hypothèse d'évolution des prix se réalise, bénéficierait d'un avantage significatif par rapport aux situations actuelle et future pour les marchés européen et asiatique.

IV-5-2 Potentiellement, une moindre pression sur le prix en Europe ou en Asie

IV-5-2-1 Poids croissants des marchés spots en Europe et en Asie

L'Europe est caractérisée par la coexistence de deux marchés du gaz [24] :

- ✓ les prix des contrats long terme qui dépendent de la moyenne (souvent 6 mois) du cours des produits pétroliers. Une part "spot" de l'ordre de 10 à 15 % a été négociée depuis peu dans ces contrats long terme.
- ✓ les prix court terme ou "spots", qui évoluent en fonction de l'équilibre offre demande et du prix des énergies concurrentes. Il est fortement influencé par les évolutions du prix du charbon en période d'équilibre du marché et se rapproche soit des prix long terme en période de tensions (hiver froid, etc.), soit du marché américain, prix planche.

Cette dichotomie est le fruit de l'histoire gazière. Dans les années 1970, le prix du gaz n'ayant pas de valeur cotée par les marchés, a été indexé sur le prix des énergies concurrentes de façon à rester à des prix compétitifs. Le choix s'est porté sur le fioul lourd et le fioul domestique, voire directement sur le pétrole. Les contrats européens de long terme actuels, souvent conclus pour des durées de 10 à 20 ans, sont la conséquence de ce passé. Il convient de noter que la situation est similaire en Asie, avec un poids majeur de ces contrats indexés sur le marché pétrolier.

Les prix spots résultent quant à eux de la dérégulation des marchés de l'énergie initiée dans les années 1980 et 1990 aux États-Unis et au Royaume-Uni. L'objectif de cette dérégulation, qui est en fait une nouvelle régulation et non l'absence de régulation, était de renforcer la concurrence au niveau de la distribution. Cela a abouti logiquement à l'émergence d'un prix de référence journalier (prix spot), le Henry Hub aux États-Unis et le NBP au Royaume-Uni. [25]

La crise financière de 2008 a eu pour effet de peser fortement à la baisse sur le prix spot jusqu'en 2009. En 2010, le prix long terme indexé a subi la progression du prix du

pétrole, alors que l'absence de tension sur le marché gazier maintenait les prix spots à des niveaux plus faibles. [24]

Cette situation a eu pour effet de renforcer la part des achats spots en Europe (30 à 50 % dans certains cas) et de pousser les acheteurs à renégocier les contrats. La Russie, perdant des parts de marché, a ainsi accepté par nécessité en 2010 d'introduire une part de 10 à 15 % de prix spot dans les contrats long terme.

C'est une vraie révolution pour l'Europe continentale, dont la formation des prix du gaz va peut-être progressivement devenir plus fortement dépendante des marchés spots. Il s'agit de la première condition nécessaire pour bénéficier de la baisse éventuelle des marchés court terme comme c'est le cas aux États-Unis.

IV-5-2-2 Une moindre pression sur les prix grâce aux non conventionnels

L'Europe et l'Asie sont deux zones gazières dépendantes d'importations significatives de GNL. La révolution américaine a d'ores et déjà eu un impact bénéfique difficilement quantifiable, mais réel sur le prix. La hausse de la production américaine depuis 2006 a en effet permis de réduire les achats internationaux de GNL, et la tension sur le marché du GNL, en particulier en Asie en raison de l'arrêt des centrales nucléaires au Japon, aurait sans cela été probablement plus forte que celle que l'on a connue. [24]

Au-delà de cet effet, un recours plus important aux gaz non conventionnels (le gaz de schiste en tête) dans le monde, hypothèse aujourd'hui incertaine compte tenu des enjeux environnementaux, pèserait sans aucun doute à la baisse sur la croissance des échanges gaziers mondiaux. Néanmoins, une baisse des prix en Europe ou en Asie au niveau de ceux observés sur le marché américain ne semble pas réaliste. Il faudrait pour cela que deux conditions soient remplies, et elles ne le seront pas :

- ✓ une autonomie complète de ces marchés, ce qui est peu vraisemblable. Des achats de gaz par gazoduc ou par GNL seront encore nécessaires.
- ✓ des coûts de production du même ordre que ceux observés aux États-Unis; les premières indications en particulier pour le marché européen plaident pour des coûts de forage sensiblement plus élevés, et donc des prix moins favorables : des estimations allant jusqu'à

9 à 11 \$/MBtu sont évoquées en Europe et des niveaux intermédiaires entre la situation européenne et américaine sont envisagés en Asie.

Dans ce contexte l'enjeu majeur reste de pouvoir éviter des situations de tension sur le marché gazier. Les hausses attendues de la consommation au niveau mondial pourraient en effet entraîner une forte pression sur les prix spots. Le recours dans des proportions significatives aux gaz de schiste serait de nature à éviter en grande partie ce risque.

Il s'agirait de pouvoir maintenir le prix du gaz dans une zone d'équilibre reflet des seules considérations économiques sans prime liée à des déséquilibres entre offre et demande. En zone basse, un seuil de 7 à 8 \$/MBtu serait en ligne avec les coûts attendus de livraison des unités GNL les plus coûteuses (Norvège et Russie en particulier). Une zone haute de l'ordre de 10/11 \$/MBtu permettrait la valorisation à terme des ressources les plus coûteuses.

Les gaz non conventionnels pourraient ainsi contribuer à une certaine stabilité des prix autour des 10 \$/MBtu. Ce sont des niveaux que l'on observe par exemple au Royaume-Uni (4,6 à 10,3 \$/Mbtu depuis 2003), alors que ce pays dépend pourtant de plus en plus des échanges GNL. [24]

Un équilibre pour les échanges internationaux entre 7 à 11 \$/MBtu, hors crises exceptionnelles, pourrait donc être le résultat du développement des gaz non conventionnels, dans l'hypothèse de l'émergence de prix spots directs. Cela éviterait un possible spiral haussière du prix du gaz indexé, liée uniquement à l'emballement du marché pétrolier. Un niveau qui serait satisfaisant tant pour les producteurs que pour les consommateurs dans une vision de long terme. Il convient de rappeler qu'un prix excessivement élevé, souhaité par certains exportateurs, aurait in fine des effets néfastes pour leurs propres intérêts. L'expérience des chocs pétroliers des années 70 et 80, qui ont abouti à un recul important de la consommation et des prix, est là pour nous le rappeler. [24]

IV-6 Un nouvel axe de développement pour les sociétés pétrolières

IV-6-1 Des investissements massifs depuis 2008

Les gaz de schiste sont devenus depuis 2008 un nouvel axe de développement pour les grandes sociétés pétrolières et gazières. Cette tendance a impliqué autant les grandes

compagnies privées que les sociétés nationales, chinoises ou indiennes en particulier [24]. La stratégie a évolué suivant deux axes :

- ✓ des acquisitions de permis ou des partenariats dans des zones dont le potentiel n'est pas encore valorisé : Europe, Chine et Inde en particulier.
- ✓ des prises de participation dans les sociétés spécialisées dans ce secteur, situées principalement en Amérique du Nord et en Australie.

Il est relativement difficile d'estimer les montants investis au niveau mondial mais, si on se limite aux principales sociétés pétrolières et gazières, les opérations de fusion et d'acquisition pour se positionner sur ces nouvelles ressources gazières ont représenté près de 30 G\$ en 2010. Cela représente environ 20 % du montant total des fusions-acquisitions dans l'amont pétrolier et gazier mondial estimé à environ 160 G\$. Il s'agit d'un montant significatif soulignant les enjeux autour de ces gaz.

IV-6-2 Principales acquisitions en Amérique du nord et en Asie

Selon la référence [24], la montée en puissance des acquisitions dans les gaz non conventionnels remonte aux années 2007 et 2008, du fait des majors, mais aussi des compagnies nationales chinoises ou indiennes. Les gaz de schiste en Amérique du Nord sont à l'évidence la cible privilégiée compte tenu du potentiel mis à jour et de la croissance exceptionnelle de la production américaine à partir de mi-2006.

En prend par exemple le cas de l'accord conclu en décembre 2009 entre Exxon Mobil et XTO Energy pour un montant particulièrement important de 41 G\$.

Avec cette acquisition, Exxon Mobil est ainsi devenue la première société américaine en termes de production, disposant de permis dans les bassins les plus prometteurs : Haynesville/Bossier, Barnett, Fayetteville, Woodford, et Marcellus pour les gaz de schiste.

Autre sociétés ont également conclu des accords comme Chesapeake, l'une des plus importantes sociétés de production de gaz américaine, présente sur les principaux bassins de gaz de schiste, a signé de nombreux accords de participation avec de grandes compagnies

internationales comme BP, Statoil, Total ou BHP. La société chinoise CNOOC fera également partie des partenaires de Chesapeake avec deux accords de plus de 3 G\$ au total.

Ces exemples soulignent la volonté des grandes compagnies pétrolières d'entrer sur ce nouveau marché des gaz de schiste. Il s'agit à la fois d'acquérir la technologie et l'expérience en se plaçant sur les marchés existants, aux États-Unis et en Australie en particulier.

IV-7 Effet macro-économique :

IV-7-1 L'exemple américain

D'un point de vue macro-économique, les États-Unis vont bénéficier selon la référence [24]:

- ✓ d'une hausse de l'activité et des emplois directement liée à l'exploitation des gaz de schiste.
- ✓ d'une baisse du coût de l'électricité et, plus largement, du coût de l'énergie, renforçant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des industries fortement consommatrices d'énergie.
- ✓ d'une baisse de la facture énergétique.
- ✓ globalement, d'un effet positif sur la croissance économique.

Dans une étude datant de 2012, l'Association américaine du gaz (AGA - American Gas Association) a évalué à 250 milliards de dollars les économies réalisées par les consommateurs de gaz américains au cours des trois dernières années. En 2010, le montant des économies réalisées s'est élevé en moyenne à 175 \$ par client résidentiel et à 1 100 \$ par client commercial.

Une étude de 2011 (IHS) évalue par ailleurs différents impacts macro-économique :

- ✓ Les dépenses d'investissement dans la production de gaz de schiste passeraient de plus de 33 G\$ en 2010 à 48 G\$ en 2015.
- ✓ En 2010, l'industrie du gaz de schiste concernait 600 000 emplois, chiffre qui passerait à près de 870 000 en 2015 et à plus de 1,6 M en 2035.

- ✓ La contribution du gaz de schiste au PIB était de plus de 76 G\$ en 2010 et passera à 118 G\$ d'ici à 2015 et 231 G\$ en 2035.
- ✓ En 2010, la production de gaz de schiste a généré 18,6 G\$ de recettes fiscales aux niveaux local et fédéral. En 2035, ces recettes pourraient atteindre un peu plus de 57 G\$.

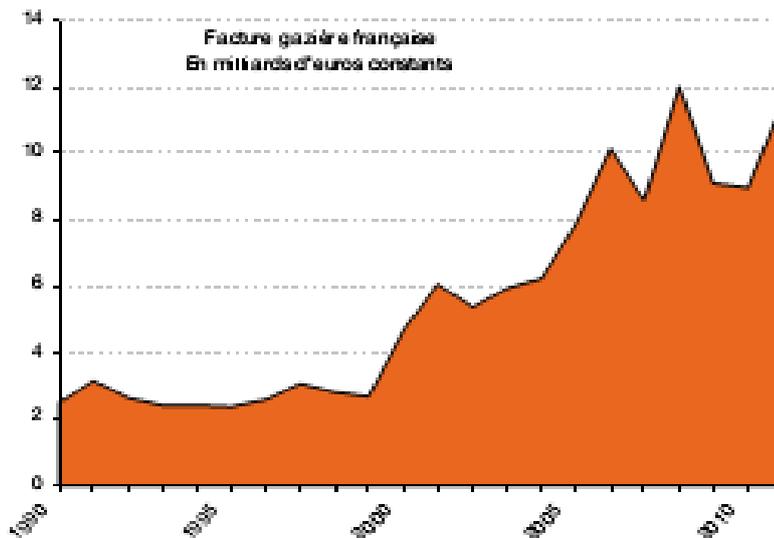


Figure IV- 5: Facture gazière française 1990/2011

Le développement des gaz de schiste est donc un enjeu non seulement énergétique, mais aussi économique et social majeur pour les États-Unis.

En Europe, la production de 80 Gm³ de gaz aurait pour effet de réduire la facture énergétique de 28 milliards d'euros (G€), sans compter les effets directs (emplois créés) et indirects induits. En France, la facture gazière se situe autour de 10 à 12 G€ depuis le milieu des années 2000, pour 45 Gm³ de gaz importés environ. La production de seulement 5 % de nos besoins permettrait ainsi de réduire notre facture gazière de l'ordre de 0,8 G€ par an environ, sans compter les effets induits potentiels sur la pétrochimie. [24]

VI-7-2 L'exemple Québécoise

- ✓ La valeur ajoutée au Québec découlant des dépenses d'exploration est évaluée à

778,2 M\$ sur la période 2010-2015.

- Dont 22,2 % liés aux dépenses directes afférentes au projet.
 - La différence, 77,8 %, correspond aux effets indirects liés aux achats de biens et services par le gestionnaire ou ses mandataires.
- ✓ L'activité générée soutiendra 12 915 emplois-année
- Ceci équivaut à 2 153 emplois en moyenne par année (sur 6 ans)
 - Ou 32,3 emplois directs et indirects en moyenne par puits foré
- ✓ Des retombées annuelles de 278 M\$ à compter de 2015 en termes de valeur ajoutée générée au Québec
- Et près de 5 000 emplois soutenus annuellement (en équivalent années-personnes)

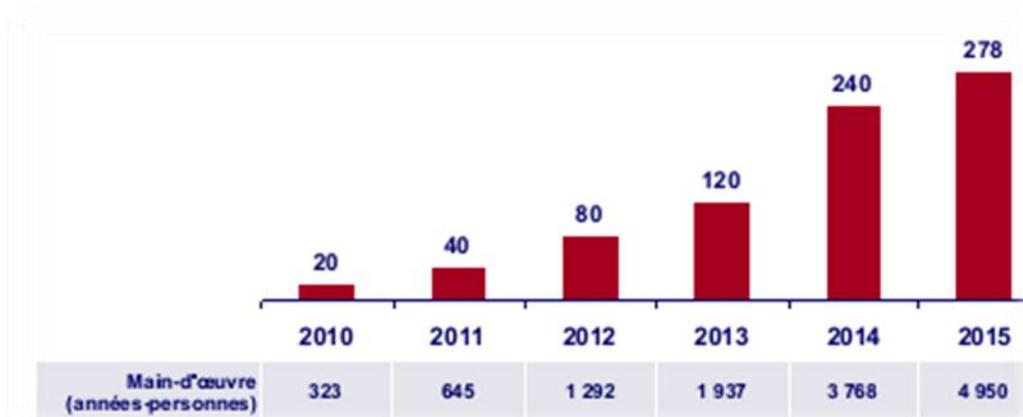


Figure IV -6 : Valeur ajoutée totale des dépenses d'exploration (en M\$; 2010-2015). [44]

- ✓ L'activité générée soutiendra au total 49 500 emplois-année sur l'ensemble de la période de 10 ans.
- Ceci équivaut à 4 950 emplois en moyenne par année (sur 10 ans).

IV-8 L'IMPACTS ECONOMIQUES DE GAZ DE SCHISTE EN ALGERIE :

D'après le dernier rapport de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) de mars 2013, les hausses importantes récentes de la production de pétrole et de gaz de schiste en Amérique du Nord, pourraient jouer un rôle de plus en plus important dans la production de pétrole non-OPEP dans les approvisionnements à moyen et à long terme. Cela pose un grand problème stratégique pour l'OPEP qui contribue à environ 30% de la consommation mondiale. [45]

Algérie se trouve à une forte concurrence internationale qui limite forcément ses exportations futures notamment pour le gaz conventionnel, concurrence de la Russie 30% des réserves mondiales, concurrent direct de l'Algérie avec la Norvège et d'autres pays africains et arabes dont le Qatar et l'Egypte, sur le marché européen, l'Egypte et surtout le Qatar plus de 15% des réserves mondiales. L'entrée des nouveaux producteurs et surtout avec la révolution du gaz de schiste risquent de bouleverser la carte énergétique mondiale. [45]

Les ventes algériennes de pétrole et de gaz sont diminuées de 71,7 milliards de dollars en 2011 à 70,8 en 2012. Selon Oxford Business Group, les exportations algériennes atteignent 70,3 milliards de dollars cette année. Sur les champs, l'Algérie produit de moins en moins d'hydrocarbures. La production de brut est passée de 1,29 million de barils/jour en 2011 à 1,27 en 2012. [46]

Les contrats à moyen terme de l'Algérie avec ses partenaires expirent entre 2013 et 2014, si le marché américain est fermé, l'Algérie sera obligée d'abaisser ses prix.

D'après la récente déclaration du PDG de Sonatrach en date du 24 février 2013, l'Algérie n'a plus que 2000 milliards de mètres cubes de gaz traditionnel et moins de 1% des réserves de pétrole mondiales qu'elle sera importatrice horizon 2020.

IV- 9 CONCLUSION

Les gaz de schiste ont profondément transformé le marché américain de l'énergie, qui bénéficie ainsi d'un prix du gaz particulièrement bas.

Dans le reste du monde, le développement des gaz non conventionnels contribuerait à réduire la dépendance gazière de pays ou zones appelées à fortement renforcer leur demande (Chine et Inde) ou dont la production est amenée à baisser (Europe).

L'enjeu économique est très important comme on a observées sur les retombées directes et indirectes aux États-Unis. Il convient en particulier de souligner les impacts en termes d'emplois et de croissance et de ré-industrialisation.

Chapitre V

Recherches actuelles sur des techniques de remplacement de la fracturation hydraulique

V -1 INTRODUCTION

L'amélioration des technologies de production existantes de même que la recherche de techniques alternatives suscitent aujourd'hui un fort intérêt de la communauté scientifique.

La fracturation hydraulique est aujourd'hui la seule technique utilisée pour produire les hydrocarbures de roches mères par la stimulation de la production qui en résulte. L'injection d'un fluide incompressible représente en effet un optimum pour apporter à longue distance l'énergie nécessaire pour fracturer la roche mère et produire des hydrocarbures.

Cependant, compte tenu des difficultés d'acceptation de cette technologie (bilan en eau, maîtrise des risques), il convient d'identifier quelles pourraient être les alternatives et d'en déterminer la faisabilité technico-économique. [47]

Parmi les autres techniques susceptibles d'être employées, la stimulation au propane, déjà pratiquée en Amérique du Nord, mérite l'examen. Une autre technique consiste à fissurer la roche sous l'effet d'un courant électrique dite la fracturation électrique.

Ces techniques présenteraient l'avantage de ne pas nécessiter d'eau. Elles devraient permettre de diminuer le nombre d'additifs employés, une partie de ces additifs servant à empêcher la sédimentation du sable dans l'eau, ce qui ne deviendrait plus nécessaire.

V -2 TECHNIQUES ALTERNATIVES A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

V -2-1 Stimulation par propane

La seule technique alternative à la fracturation hydraulique réellement opérationnelle à ce jour est la fracturation au propane, employée en Amérique du nord par les entreprises GASFRAC et ECORP [48].

Un groupe spécialisé ans la récupération propose des technologies alternatives à la fracturation hydraulique, à base de propane pur et sans utilisation de produits chimiques. Ce dernier spécialisé a largement participé à l'exploration des gaz de schistes du gisement Marcellus, au nord est des Etats Unis. [48]

Cette entreprise nommée « EcorpStim » veut faire avancer l'exploitation du gaz de schiste avec un impact minimal sur l'environnement. La stimulation au propane pur est présentée comme la première technologie propre opérationnelle permettant d'extraire du gaz de schiste avec un très faible impact sur l'environnement. EcorpStim a déjà réalisé sa stimulation propane pur dans le bassin d'Eagle Ford aux Etats Unis.

Pour libérer le gaz ou l'huile emprisonné dans les couches de schiste, il faut stimuler le puits. Alors que la technique de fracturation hydraulique généralement utilisée utilise de l'eau comme fluide de fracturation, la technologie développée par EcorpStim a recours à un composant du gaz naturel : le propane. [48]

V -2-1-1 Une utilisation conventionnelle et non-conventionnelle

La technologie de stimulation propane est utilisée depuis 40 ans, elle a été développée pour des cibles conventionnelles avant d'être adaptée aux ressources non-conventionnelles [48]

- Puits de pétrole : Le propane est miscible dans les huiles et « fluidifie » ces dernières pour une meilleure récupération. Les taux de production initiaux plus élevés: en effet, une partie du propane remonte immédiatement sous forme de gaz et peut être revendu.

- Ré-stimulation de puits de pétrole : le propane constitue un excellent fluide pour la stimulation de puits de pétrole sous-pressurisés, permettant d'améliorer la production des puits existants
- Réservoirs sous-pressurisés : réduit la pression hydrostatique pendant le nettoyage; taux de récupération améliorés.
- Reconditionnements : récupération du propane dans des installations ad hoc ou existantes afin de récupérer la quasi-totalité du propane liquide avant vente ou réutilisation
- Sables compacts (Tight sands) : Améliore la récupération dans les gisements classiques qui présentent de fortes pressions capillaires en éliminant la phase de piégeage.

V -2-1-2 Technique de stimulation par propane

A l'injection, tout comme pour la stimulation hydraulique, il est nécessaire d'accroître la viscosité du propane pour pouvoir transporter le sable sous forme dispersée. Pour ce faire, le propane est gélifié par l'adjonction d'agents réticulant tels que des oxydes de magnésium ou des sulfates de fer en présence d'esters. [24]

Le propane étant miscible avec les hydrocarbures (gaz ou pétrole) à produire, le gel se dissout lors de la production, évitant de recourir à des agents chimiques supplémentaires. Le propane est produit avec les hydrocarbures. Au cours de la remontée dans le puits, la pression décroît et le propane devient gazeux. Il est alors aisément séparé en surface des hydrocarbures et récupéré à plus de 95 %. Il peut être recyclé quasi intégralement pour une autre opération de stimulation. [24]

Cette procédure de stimulation dure de quelques jours à quelques semaines.

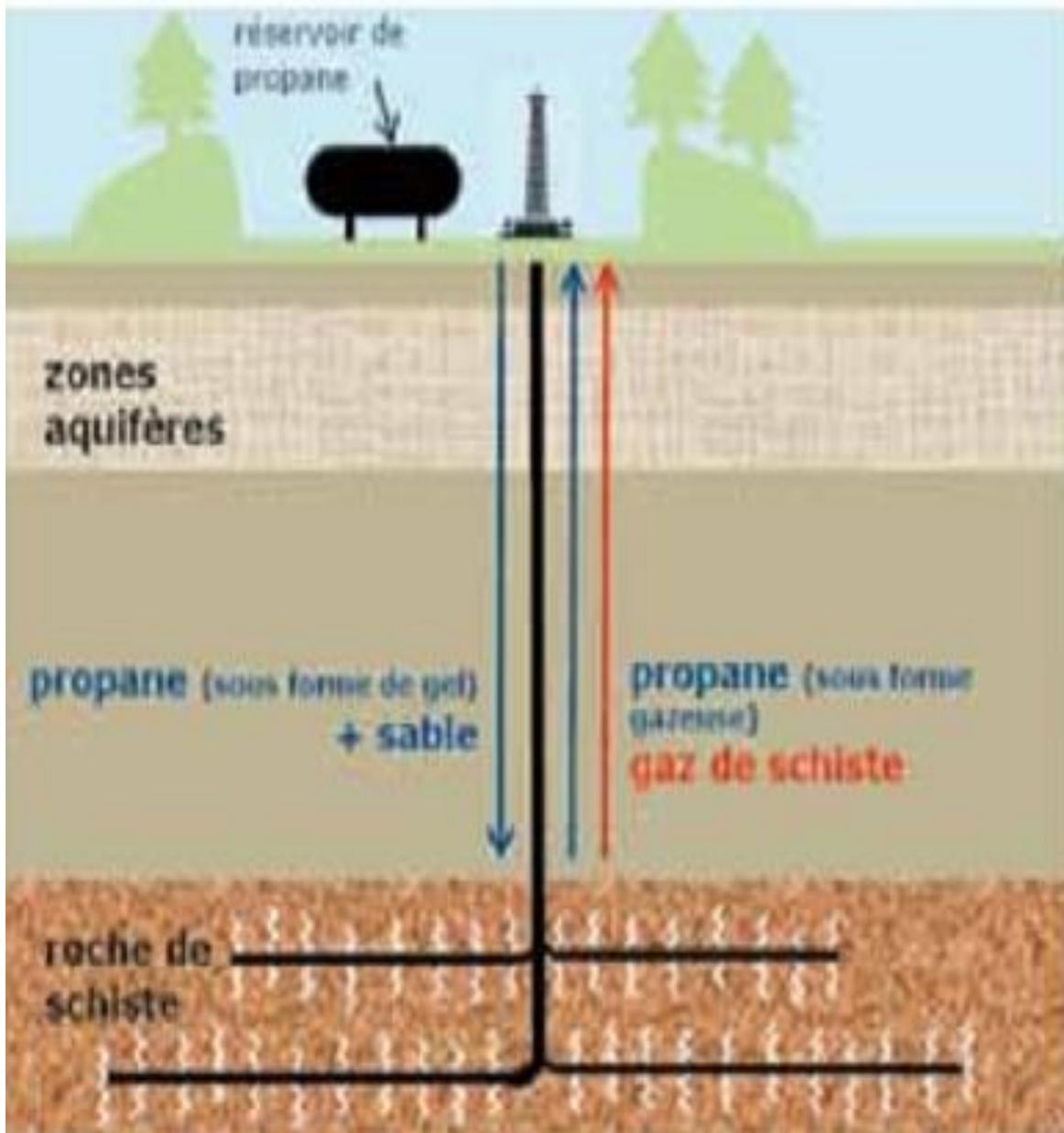


Figure V-1: un exemple schématique d'une exploitation utilisant le propane comme fluide de fracturation. [24]



Figure V-2 : Etapes de stimulation par propane [48]

V -1-3 Avantages

V -2-1-3-1 Suppressions de l'utilisation d'eau et des problèmes de retraitement

La stimulation par propane ne nécessite pas une seule goutte d'eau, ce qui permet d'éviter tout conflit d'utilisation avec l'agriculture, aujourd'hui source d'inquiétudes aux Etats-Unis. Cette technique sera la meilleure pour le cas de l'Algérie car les terres agricoles du Sahara exigent de grandes quantités d'eau à mobiliser en vue de tenir les sols de climat aride en humidité.

Avec cette technologie, entre 200 et 400 m³ de propane seulement sont utilisés. Il s'agit de propane pur, identique à celui à usage domestique. [48]

V -2-1-3- 2 Récupérations quasi-complètes du propane injecté

Alors que dans la fracturation hydraulique on ne récupère que 30 à 80% de l'eau, dans la stimulation propane, le gaz injecté est presque intégralement récupéré (entre 95 et 100%) et ce en raison de la faible viscosité du propane. Le propane récupéré peut ainsi être vendu en tant que tel (i.e. insertion directe dans les pipelines), ou réutilisé pour une nouvelle stimulation au propane. Autrement dit, la stimulation propane permet d'aboutir à un processus en boucle fermée. [48]

V -2-1-3-3 Une formule chimique sans adjuvants

La fracturation hydraulique nécessite l'ajout d'additifs (biocides, lubrifiants, surfactants) parfois considérées comme des substances cancérigènes. [48]

L'utilisation du propane plutôt que l'eau permet aujourd'hui de se passer de ses additifs et d'injecter une solution constituée uniquement :

- De propane pur (voire du butane et/ou du pentane pour certains types de roche).
- D'agents de soutènement (sable fin et/ou fullerènes de carbone)

V -2-1-3-4 Moins d'équipement, pour une plateforme à surface réduite

Certaines entreprises ont développées, dans le cadre de la technique de stimulation par le propane des plateformes à équipements réduits sur site. De l'autre côté, le non-recours à l'eau, mais également la récupération du propane, réduit le nombre de camions nécessaires au transport (acheminement puis retraitement) ; les bassins ou cuves de stockage d'eau ne sont plus requis. [48]

En matière de sécurité, des procédés optimisés par certains opérateurs consistant en des injections successives de petites quantités de propane, permettent enfin de minimiser le stockage de GPL sur le site, ce qui réduit les risques liés au stockage.

V -2-1-3-5 Réduction des émissions de gaz à effet de serre

- ✓ Réduction de l'empreinte carbone liée aux transports

Les quantités de propane requises pour la stimulation propane sont infiniment moindre que les quantités d'eau utilisées pour la fracturation hydraulique (car la densité du propane liquide est moitié moindre que celle de l'eau).

L'utilisation du propane permet donc de réduire l'empreinte carbone des transports, en diminuant de 80% le ballet de camions que suppose l'approvisionnement en milliers de m³ d'eau puis leur transport pour retraitement dans le cas de la fracturation hydraulique. [48]

- ✓ Suppression des torchères en surface

Dans le cas où le propane injecté est réutilisé (récupération et re-compression vers une forme liquide), le torchage en surface est réduit drastiquement (plus de 90%).

En outre, si le méthane et l'éthane produits sont réinjectés dans des pipelines, le torchage peut être entièrement évité.

V -2-1-3-6 Renforcements de la sécurité du puits

Une critique parfois formulée contre la fracturation hydraulique est la possibilité de fuites au niveau du puits, en particulier lors de la remontée du fluide de fracturation vers la surface.

Dans le cas de la stimulation propane, le puits utilisé est d'un modèle particulier. Comme le volume requis pour le passage du propane n'est que de 1/10e à 1/30e de celui requis pour l'eau dans la technique de fracturation hydraulique, il est possible d'ajouter un tube supplémentaire, isolé par un espace annulaire, rempli d'azote. Ceci réduit considérablement les risques de vibrations contre le coffrage au cours de la phase de stimulation. [48]

V -2-1-3-7 Une meilleure efficacité

Les premiers essais sur le terrain ont démontré que la méthode développée par EcorpStim est plus efficace que la fracturation hydraulique.

Cette technologie présente notamment des avantages en termes de coûts : réduction de la surface requise en surface, du nombre d'équipements, des volumes de fluides, ainsi que du temps nécessaire pour réaliser une stimulation (entre 1/3 et 1/10ème). Il faut également signaler que l'utilisation de propane permet de réaliser des fractures plus régulières et profondes. [48]

Elle permet également d'atteindre un taux de récupération du gaz naturel égal voire supérieur : amélioration de la pénétration du fluide (tension de surface inférieure et viscosité réduite), du nettoyage (clean-up), et réduction du taux d'obstruction (évacuation facilitée par le passage en phase gazeuse du propane).

Le fait que de nombreuses entreprises (d'abord de petits opérateurs indépendants, maintenant grandes compagnies pétrolières) aient adopté la stimulation propane est la preuve concrète de l'efficacité de la technologie en termes financiers

V -2-1-3-8 Réduction des risques sismiques

Le risque de sismicité provient avant tout de l'injection dans le sous-sol de l'eau de fracturation usée. Or cette problématique du retraitement de l'eau polluée ne se pose pas pour les techniques sans eau. [48]

Par ailleurs, la fracturation hydraulique a déclenché deux secousses sismiques en mai 2011 à Blackpool (Royaume-Uni). L'enquête diligentée par les autorités britanniques a conclu que les secousses avaient été causées par la lubrification d'un plan de faille existante, du fait de la propagation involontaire du fluide de fracturation dans le sous-sol.

On peut également signaler qu'il s'agit de mini-séismes ne mettant pas en danger les hommes ou constructions environnantes.

En ce qui concerne l'extraction du gaz de schiste en général, les problèmes de sismicité peuvent être entièrement résolus par l'application de bonnes pratiques :

- Réduction des taux d'injection voire abandon total des opérations sur les roches identifiées comme potentiellement dangereux,
- Etablissement en amont de protocoles définissant de quelle manière les opérations doivent être modifiées si un risque de sismicité est détecté en cours de route,
- Installation de capteurs autour de la zone d'injection,

V-2-1-4 Inconvénients

- il s'agit, malgré l'absence d'eau, d'une fracturation hydraulique au sens d'injection d'un fluide sous pression.
- l'inflammabilité du propane, allié au fait que ce dernier est plus lourd que l'air, ce qui retarde sa dispersion en cas de fuites en surface.

V -2-1-5 Conclusion

En résumé, du point de vue de l'efficacité de récupération des gaz en place, la méthode présente nombre d'avantages au regard des possibilités de la fracturation hydraulique à l'eau. D'un autre côté, il faut souligner que l'Algérie dispose d'un gisement considérable de GPL qui la rend le premier producteur africain et deuxième exportateur mondial en GPL d'une production de 10 millions de tonnes annuellement[49].

De ce point de vu, l'utilisation de cette technique peut sembler très attractive. Cependant, les problèmes liés à la sûreté des installations pourraient limiter l'utilisation massive de cette technique.

V -2-2 Fracturation électrique

V -2-2-1 Introduction

Dans la production d'hydrocarbures, la perméabilité et/ou la porosité du matériau constituant le réservoir a une influence sur la production d'hydrocarbures, notamment sur la vitesse de production et ainsi la rentabilité. C'est particulièrement ce que rappelle l'article [49], qui présente l'étude de huit échantillons de gaz de schiste. Cette étude est contribué à la mise au point et à la validation d'un procédé de fracturation innovant visant à augmenter la perméabilité de la roche environnante d'une façon plus distribuée (en volume) par rapport à la fracturation hydraulique tout en conservant la résistance de la roche et d'atteindre ces ressources pétrolières jusqu'à présent inexploitable. L'objectif est d'augmenter la perméabilité de la roche en modifiant sa microstructure sans affaiblir sa résistance en utilisant un arc électrique.

V -2-2-2 Fracturation électrique d'un réservoir

Diverses techniques existent pour faciliter la vitesse de production d'hydrocarbures, notamment dans un réservoir peu perméable et peu poreux. Ces techniques consistent à fracturer le réservoir de manière hydraulique ou électrique.

La fracturation hydraulique présente l'inconvénient que la fracturation du réservoir est généralement unidirectionnelle. Ainsi, seul l'hydrocarbure présent dans la portion du réservoir autour d'une fissure profonde mais très localisée est produit plus rapidement.

Pour obtenir une fracturation plus diffuse, la fracturation électrique, a été introduite. Cette dernière consiste à générer un arc électrique dans un puits foré dans le réservoir (typiquement le puits de production). L'arc électrique induit une onde de pression qui endommage le réservoir dans toutes les directions autour de l'onde et accroît ainsi sa perméabilité.

Ce procédé n'a encore été testé qu'en laboratoire, il consiste à générer un arc électrique dans un puits foré dans le réservoir (typiquement le puits de production). L'arc électrique induit une onde de pression qui endommage le réservoir dans toutes les directions autour de l'onde et accroît ainsi sa perméabilité. Plusieurs documents traitent la fracturation électrique. [50]

Il existe plusieurs types de la fracturation électrique. Par exemple, un procédé consistant à générer une onde de choc électro-hydraulique dans un liquide dans le puits de forage pour mieux récupérer du pétrole, un procédé pour générer une explosion plasmique et ainsi fracturer une roche, mais dans le cas d'un trou peu profond, pour une application minière et non de production d'hydrocarbures. Ces deux procédés présentent un dispositif pour générer une décharge électrique avec des électrodes dans une chambre contenant un électrolyte, dans lequel les électrodes ne sont pas sujettes à l'érosion par le plasma de la décharge. Un autre procédé pour générer une onde acoustique dans un milieu fluide présent dans un puits avec un dispositif comprenant deux électrodes entre une garniture d'étanchéité supérieure et une garniture d'étanchéité inférieure définissant un espace confiné. Dans ce dernier, l'onde acoustique est maintenue dans un état non-« onde de choc » afin d'améliorer l'endommagement, sans toutefois expliciter les différences entre onde acoustique « ordinaire » et onde de « choc ».

Aucun de ces procédés ne produit une fracturation du réservoir entièrement satisfaisante. Il y a donc un besoin pour fracturer un réservoir d'hydrocarbures de manière améliorée. Pour cela, les inventeurs ont proposé un procédé de fracturation d'un réservoir géologique d'hydrocarbures, dans lequel le procédé comprend une fracturation hydraulique par pression hydraulique, et une fracturation électrique par génération d'un arc électrique dans un puits foré dans le réservoir.

Le procédé comprend les caractéristiques suivantes :

- le puits est horizontal.
- la fracturation électrique est répétée en différentes zones de traitement le long du puits.
- en chaque zone de traitement, plusieurs arcs sont générés à la suite, de préférence, les dits arcs induisent une onde de pression dont le temps de montée un temps de montée est décroissant.
- en chaque zone de traitement, les arcs sont générés à une fréquence égale à la fréquence de résonance d'un matériau à fracturer dans le réservoir.
- les arcs sont générés à une fréquence inférieure à 10 Hz, et supérieure à 0,01 Hz.
- le réservoir à une perméabilité inférieure à 10 micros darcy.
- le réservoir est un réservoir de gaz de schiste.
- la fracturation électrique est générée par un dispositif de fracturation qui comprend deux garnitures d'étanchéité définissant entre elles un espace confiné dans un puits foré dans le réservoir ; une pompe d'augmentation de la pression d'un fluide dans l'espace confiné ; un appareil de chauffage du fluide ; au moins une paire de deux électrodes agencées dans l'espace confiné ; et un circuit électrique pour la génération d'un arc électrique entre les deux électrodes, le circuit comprenant au moins une source de tension reliée aux électrodes et une inductance entre la source de tension et l'une des deux électrodes .
- l'inductance est une bobine d'inductance réglable, de préférence comprise entre 10 μ H et 1 mH.
- une distance entre les électrodes est réglable, de préférence comprise entre 1 et 3 cm.
- la source de tension comprend un condensateur de capacité réglable.
- la source de tension comprend un générateur de Marx.

V -2-2-3 Avantages et Inconvénients

L'augmentation de la perméabilité par un arc électrique intervient sans utiliser un moyen pour empêcher la fermeture des micros fissures, tel l'injection de propane. La fracturation électrique ne nécessite pas de système de recyclage de l'eau particulier et ne présente aucun risque sur l'environnement car elle ne nécessite ni eau, ni sable, ni produits chimiques. L'inconvénient c'est qu'elle est besoin d'un puissant générateur électrique en surface.

V -2-2-4 Conclusion

La génération de l'arc électrique pourrait alternativement induire une onde de pression présentant des caractéristiques inférieures à celles nécessaires à la fracturation du réservoir. Cela est réalisable par exemple en adaptant la tension de charge du dispositif de fracturation et la tension de charge, et en jouant sur l'inductance. Un tel procédé de productions de données sismiques peut alors comprendre la réception d'une réflexion de l'onde de pression, l'onde réfléchie étant alors typiquement modulée par son passage à travers le matériau constituant le réservoir.

V -2-3 Fracturation au CO₂

V -2-3-1 Introduction

Selon des études récentes [51] publiée en 2013, la technique de fracturation par le CO₂ semble promettre une véritable alternative à la fracturation hydraulique. Selon la même source, un équipe de chercheur japonais ont injecté le dioxyde de carbone (CO₂) est injecté dans le souterrain rocheux pour plusieurs objectifs. Il est employé à cause de sa miscibilité ce qui permet d'augmenter la récupération de l'huile dans les réservoirs épuisés de pétrole. L'utilisation du CO₂ comme fluide de fracturation pour l'exploitation des gaz schistes semble pertinente à cause du fait qu'il permet d'éviter la formation de fractures résiduelles indésirables [52]. Pour les mêmes raisons, l'utilisation de CO₂ pour la fracturation des roches chaudes a été recommandée dans l'exploitation des gisements géothermiques à cause de ses effets bénéfiques en éliminant les dépôts de sels minéraux dans les conduites des installations géothermiques [53].

Récemment, la possibilité de combiner la séquestration du CO₂ avec l'injection de ce dernier pour augmenter l'extraction des gaz de schiste a été étudiée [54]. Pour toutes ces raisons, différentes études et recherches ont été menées ces dernières années [51] afin de comprendre le comportement du CO₂ dans la roche. Il est également important de savoir comment le CO₂ injecté s'infiltré dans la roche avoisinant le centre d'injection ainsi que sa capture et son stockage [55]. Dans ces projets, le CO₂ est habituellement injecté dans des roches à une profondeur de plus de 1000 m. La température et la pression à cette profondeur rend généralement le CO₂ à l'état supercritique, alors que les températures plus basses en conditions géologiques spéciales le mettent dans un état liquide. La viscosité du CO₂ liquide est inférieure à celle de l'eau liquide, et le devient beaucoup plus à l'état supercritique.

Pour clarifier le comportement de la fracture induite par l'injection du fluide de basse viscosité, un groupe de chercheur japonais ont entrepris des expériences de fracturation hydrauliques utilisant le CO₂ supercritique (SC-CO₂) et le CO₂ liquide (L-CO₂). Des résultats très prometteurs ont été publiés à l'occasion [51].

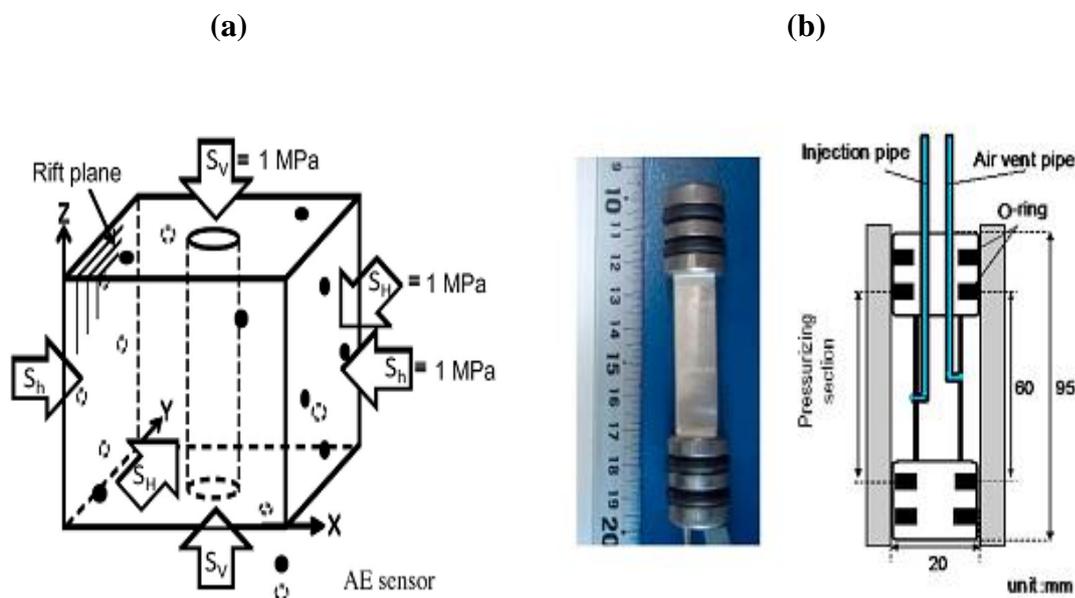


Figure V-3 : Schéma du procédé expérimental réalisé par l'étude [51]

V -2-3-2 Conclusion de l'étude d'injection de CO2

Les résultats prometteurs de la fracturation par le CO2 supercritique en comparaison avec le CO2 liquide sur un cube de granite ont été examinés lors de l'étude évoquée précédemment. En guise de conclusion, il a été constaté les points suivants :

- Les dimensions de la fracture localisée au niveau de la source lors de l'injection du CO2 supercritique sont largement supérieures à celles de l'injection du CO2 liquide. L'explication est associée au fait que la viscosité du CO2 supercritique étant inférieure à celle du CO2 liquide provoque des fractures plus importantes et dans les trois directions.
- Il a été constaté que lors de l'injection du CO2 supercritiques, les pertes de charges dans le cube de granite est largement inférieure à celle du CO2 liquide. Ces 2 dernières sont elles-mêmes inférieures à celle de l'eau, ce qui explique les grandes pressions et donc le nombre et la taille des fractures y résultant.

V -2-3-3 Inconvénient et avantage de fracturation au CO2

L'avantage de cette technique est de ne pas utiliser d'eau, argument important quand on connaît la quantité utilisée dans la fracturation hydraulique, mais d'autres inconvénients surviendraient : le CO2 accélérerait la dissolution des roches et pourrait augmenter l'étendue des fissures ouvertes. D'où une possible migration vers les couches géologiques supérieures de certains éléments naturellement présents dans la roche, comme des métaux lourds ou des éléments radioactifs.

Cette technique nécessite l'utilisation de sable pour laisser les fractures ouvertes et donc de produits chimiques susceptibles de polluer les sols et les nappes phréatiques. Le problème d'approvisionnement en CO2, qui reste compliqué et cher.

V -2-4 Fracturation pneumatique à l'hélium

La fracturation pneumatique appelée aussi extraction exothermique non hydraulique, ou fracturation sèche, n'utilise ni eau, ni explosifs, ni acides, ni solvants. Elle fait l'économie de 0,5% de produits chimiques présents dans les volumes d'eau injectés dans le sol par la fracturation hydraulique classique. Cette nouvelle technologie, développée en Chine puis au Texas, utilise au contraire des composants inertes, non toxiques et non caustiques. Au

départ, cette technique a été imaginée les forages dans les régions arctiques où l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique gèle et se fige. [56]

V -2-4-1 Procédé

L'hélium est injecté dans le puits sous sa forme liquide puis la chaleur naturelle du sous-sol le réchauffe avec l'aide de réactions chimiques le fait passer au stade gazeux, gonflant ainsi son volume avec une grande force mécanique. Cette force est assez puissante pour fracturer la roche mère.

Pas de risque de pénurie avec cette technologie car l'hélium est très abondant. Il est le second élément le plus répandu dans l'univers. L'hélium est le gaz le moins soluble dans l'eau que l'on connaisse. Ses caractéristiques chimiques permettent une extraction des gaz sans avoir besoin d'utiliser de solvants. [56]

Cette nouvelle technologie pourrait ouvrir une nouvelle ère pour l'extraction du gaz de schiste car ce qui freine certains pays, notamment européens, est la controverse sur les problèmes de pollution. [56]

V -2-4-2 Conclusion

En résumé, cette technologie présente l'avantage de ne pas utiliser l'eau et les produits chimique comme la fracturation hydraulique, donc elle ne présente aucun risque sur l'environnement. De part ses réserves importantes d'hélium (estimées à près de 8 MM de m³) l'Algérie occupe la 3^{ème} place au monde après Qatar (10) et les USA (8.5) réserves en déclin. En ce cas là cette nouvelle technologie pourrait être la solution pour l'extraction du gaz schiste en l'Algérie puisqu'elle détient de grands gisements de gaz de schiste.

L'hélium, quoique très abondant dans l'univers, est un élément rare sur terre donc, cette technique est boiteuse sauf si lors de la fracturation, il est possible de récupérer la quasi totalité de cet hélium, ce que le texte évite de mentionner.

V -3 ETUDE ET ANALYSE NUMERIQUE

Les travaux entamés par les japonais [51] par l'utilisation du CO₂ supercritique suggère que la pression qui règne dans le massif poreux ne subit pas beaucoup d'altération à cause de la faible viscosité de ce dernier en comparaison de celle de l'eau. Face à ce constat, nous avons décidé de tester de façon théorique le comportement des deux fluides en abordant l'analyse de profils de pression dans le deux cas.

V -3-1 Caractéristique de CO₂ supercritique

La technique du CO₂ supercritique utilise du gaz carbonique (CO₂), qui dans certaines conditions de pressions et de températures, se comporte comme un solvant. Cette technique connue depuis environ 25 ans dans l'industrie présente de nombreux intérêts.

Lorsqu'un fluide est placé dans des conditions de température et de pression supérieures au point critique il entre dans un état dit supercritique. C'est un état qui n'existe pas dans la nature : il faut placer le fluide dans ces conditions de température et de pression pour qu'il apparaisse. Les changements d'état gaz/fluide supercritique et liquide/fluide supercritique se font de manière continue. Les fluides supercritiques ont des propriétés différentes de celles d'un gaz ou d'un liquide mais qui sont comprises entre les deux. Ils ont une viscosité proche de celle d'un gaz, une densité proche de celle du liquide avec un pouvoir de diffusivité très élevé par rapport au fluide liquide. Ce qui facilite leur pénétration dans des milieux poreux.

Le fluide supercritique possède plusieurs avantages par rapport au fluide liquide :

- Un grand coefficient de diffusivité et un petit coefficient de viscosité ;
- Absence de tension de surface, ce qui augmente le pouvoir de pénétration du fluide supercritique.

V -3-2 Equation de mouvement

Plusieurs auteurs font référence à la nature de l'écoulement dans le milieu poreux. En effet, l'expérience montre que la loi de Darcy n'est que le terme principal d'une loi plus générale d'écoulement dans ce milieu. Plusieurs expériences démontrent que la perte de charge subie par un fluide traversant un massif poreux est très généralement proportionnelle à sa vitesse d'écoulement : c'est l'énoncé de Darcy (1856).

Cette loi, établie à l'occasion d'études sur l'écoulement permanent des liquides dans un milieu poreux, a ensuite été étendue sans trop de difficulté au cas des écoulements transitoires. Par contre, on constate que la perte de charge subie par un gaz croît beaucoup plus rapidement que la vitesse de l'écoulement du gaz. Il peut paraître curieux que l'on obtienne des résultats aussi peu semblables selon que l'on a affaire à un liquide ou un gaz qui, somme toute, sont des éléments de même nature dont les propriétés ne diffèrent que par leur intensité. De nombreux chercheurs se sont penchés sur ce problème et ont proposé une explication. Dans le cas d'un régime laminaire lors d'un écoulement d'un liquide dans un milieu poreux, le régime du gaz est turbulent au sens où les hydrauliciens emploient ce mot, pour d'autres, il ne l'est que localement. Cependant, tous reconnaissent que la loi quadratique de perte de charge, proposée dès 1901 par Forchheimer permet de représenter très correctement la réalité des choses.

$$\frac{\rho_i}{\varepsilon \cdot S_i} \cdot \left(\vec{v}_i \cdot \nabla \vec{v}_i \right) = -\vec{\nabla} P^i + \rho_i \cdot \vec{g} - \frac{\mu_i}{K_i} \cdot \vec{v}_i - \frac{\rho_i}{CF_i} \cdot \left| \vec{v}_i \right| \cdot \vec{v}_i \quad (\text{V.1})$$

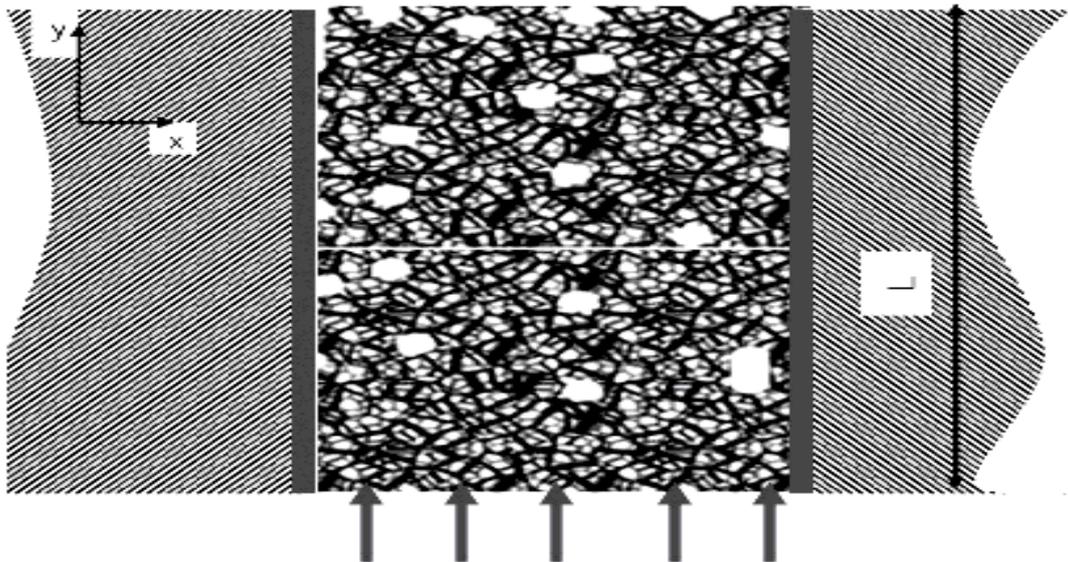


Figure V-4 : Schéma du problème

V-3-3 Hypothèses de travail

Le système final d'équations définissant le modèle adopté est complété par un ensemble d'hypothèses :

- ✓ l'écoulement du fluide de fracturation a lieu dans un canal poreux isotrope vertical
- ✓ l'écoulement est considéré stationnaire
- ✓ Les fluides sont considérés incompressibles

V-3-4 Conditions aux limites

V-3-4-1 Conditions sur les vitesses

Considérons le vecteur vitesse $\vec{v}(u, v)$ dans un système de coordonnées cartésiennes. U_{ie} est la vitesse imposée à l'entrée du canal (figure V.4) :

$$\left\{ \begin{array}{l} u_i(x, y = 0) = 0 \quad , \quad v_i(x, y = 0) = 0 \\ u_i(x, y = d) = 0 \quad , \quad v_i(x, y = d) = 0 \\ u_i(x = 0, y) = U_{ie} \quad , \quad v_i(x = 0, y) = 0 \\ \left. \frac{\partial u_i}{\partial x} \right|_{x=L} = 0 \quad , \quad v_i(x = L, y) = 0 \end{array} \right. \quad (\text{V.2})$$

V-3-4-2 Résolution

Les lois de conservation à savoir l'équation de continuité, l'équation de quantité de mouvement et l'équation d'énergie sont exprimées localement sous forme d'intégrale. La méthode des volumes finis sera utilisée pour la résolution du problème.. La forme générale de l'équation de transport d'une variable ϕ par convection –diffusion, s'écrit sous la forme suivante :

$$\underbrace{\frac{\partial}{\partial t}(\rho\psi)}_I + \underbrace{\nabla(\rho \cdot \bar{u}\psi)}_{II} = \underbrace{\nabla(\Gamma_\psi \cdot \bar{\nabla}\psi)}_{III} + \underbrace{\dot{S}_\psi}_{IV} \quad (\text{V.35})$$

Le terme I représente le terme transitoire. Le terme II représente le terme convectif. Le terme III est le terme diffusif et enfin le dernier représente le terme source positif dans le cas d'une génération ou négatif dans le cas de la destruction de la variable ψ . Notre problème, rappelons le, est modélisé par deux équations du mouvement concernant la phase air et le mélange eau - vapeur ainsi qu'un bilan énergétique sur l'évolution de l'eau et sa vapeur. Le mélange eau -vapeur est caractérisé par des paramètres thermo -physiques moyennés. L'identification des termes de l'équation de transport généralisée avec les équations régissant notre problème permet d'établir les équivalences suivantes :

	ψ	Γ_ψ	\dot{S}_ψ
Equation de continuité	1	0	0
Equation de mouvement sur l'axe (ox)	u	$\frac{\mu_i}{\varepsilon \cdot s_i}$	$-\nabla P^i - \frac{\mu_i}{K_i} \cdot u_i - \frac{\rho_i}{CF_i} \cdot u_i \cdot u_i$
Equation de mouvement sur l'axe (oy)	v	$\frac{\mu_i}{\varepsilon \cdot s_i}$	$-\nabla P^i - \frac{\mu_i}{K_i} \cdot v_i - \frac{\rho_i}{CF_i} \cdot v_i \cdot v_i$

Tableau V.1 : Identification des variables de l'équation généralisée avec les équations de transport

V-3-4-3 Résultat

à une vitesse d'écoulement de 1 m/s pour les deux fluides. Il convient de rappeler que la masse volumique prise pour le CO₂ et l'eau a été prise égale à 1000 kg /m³, cependant la viscosité de l'eau étant prise 50 fois plus importante

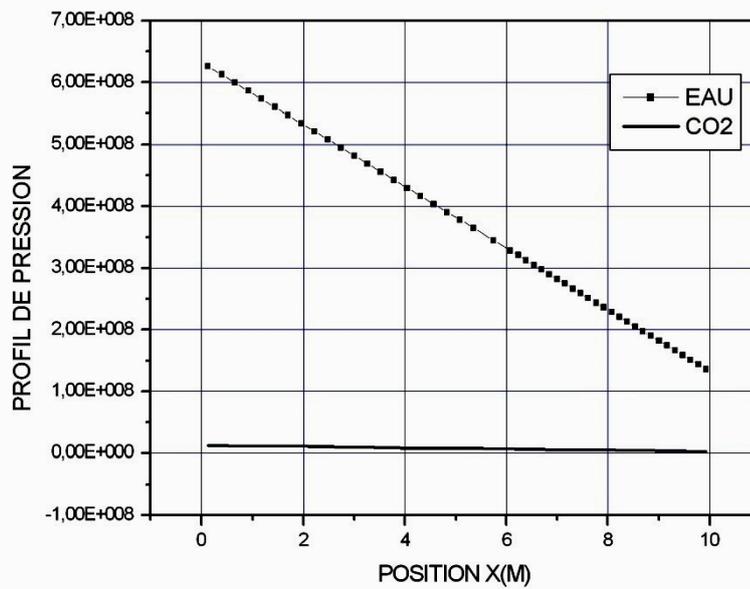


Figure V-5 : perméabilité du milieu $K=2^{E-10} \text{ m}^2$

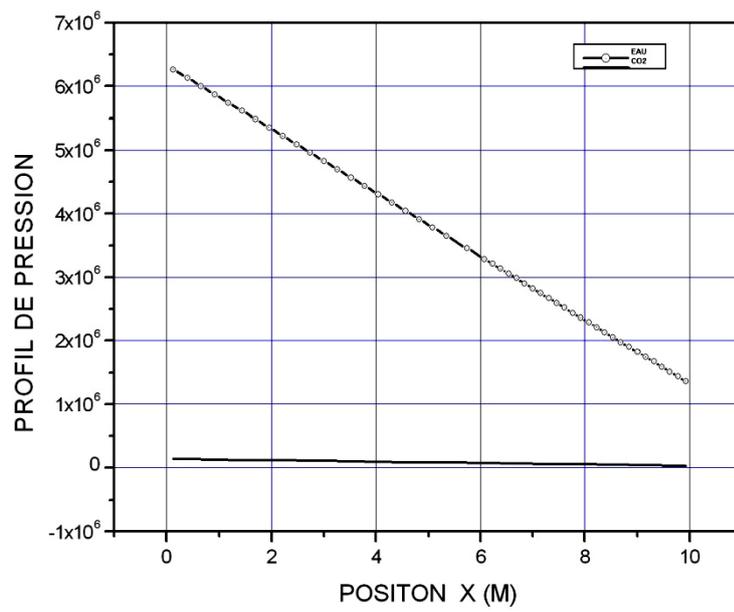


Figure V-6 : perméabilité du milieu $K= 2^{E-8} \text{ m}^2$

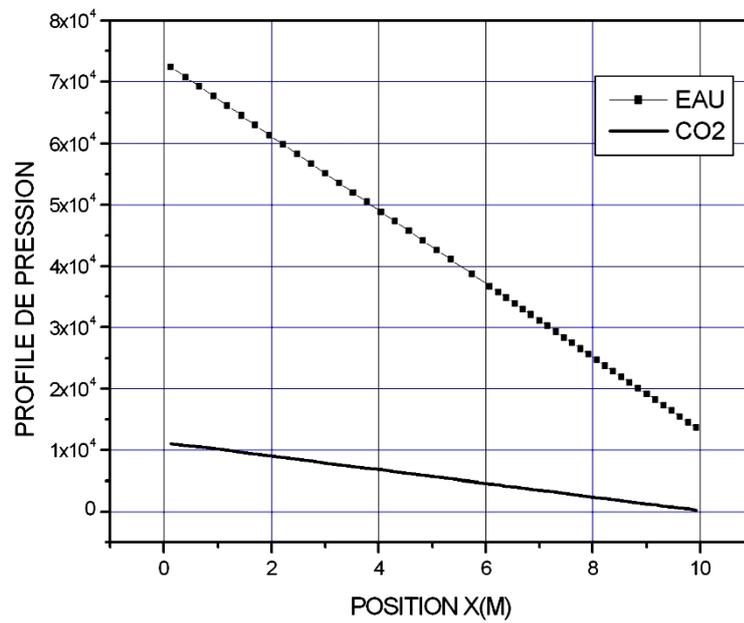


Figure V-7 : Perméabilité du milieu $K= 2^{E-6} \text{ m}^2$

Suivant les 3 figures (V-5), (V-6), (V-7) les pertes de charges de l'eau en écoulement deviennent de plus en plus importantes lorsque la perméabilité du milieu poreux diminue ce qui correspondrait à une couche de schiste de très faible perméabilité. En effet, en comparaison avec les pertes de charges du CO₂, la pression dans l'eau passe de 700 bars à 150 bars lorsque la perméabilité du milieu est de $K = 2^{E-10} \text{ m}^2$, ce qui représente une faible perméabilité. Par contre pour le CO₂, la perte de charge est à peine visible. Ce qui nous laisse dire que pour une pression donnée régnant le milieu poreux, la fracture que peut provoquer l'eau pourrait être limitée car cette dernière subit une perte de charge très importante.

En conclusion, les travaux de calculs numérique que nous venons d'analyser sont en parfaite concordance avec les travaux expérimentaux de [51]. Les pertes de charges dans le cas d'injection de CO₂ est inférieur à celle de l'eau (dû à la faible viscosité de CO₂ par rapport à l'eau), par conséquent, la propagation des fractures dans le cas de CO₂ est plus large que dans l'eau.

V-5 CONCLUSION

Plusieurs techniques alternatives sont actuellement à l'étude, elles portent notamment sur la modification des fluides permettant la fracturation. Le remplacement de l'eau par du propane a été déjà réalisé dans des centaines de puits et continue à être étudié.

Des pistes de recherche plus innovantes encore, mais qui restent à l'état de recherches exploratoires, consisteraient à trouver d'autres méthodes pour augmenter la perméabilité dans les roches-mères par exemple la fracturation électrique.

Des méthodes encore plus exploratoires sont étudiées, comme l'injection d'hélium dans les puits pour les fracturer et l'injection de CO₂ qui, sous les fortes pressions régnant dans le sous-sol, s'y trouvera sous forme super critique.

Quelles que soient la nature de ces nouvelles techniques, elles devront être testées sur des puits pilotes pour vérifier leur faisabilité en conditions réelles, leur périmètre d'utilisation et le cadre de leur éventuelle mise en œuvre.

Conclusion générale

Les gaz de schistes est une richesse répartie sur la quasi-totalité du globe. L'exploitation des gaz de schistes a été rendue possible grâce à des avancées technologiques dans le domaine de l'extraction, notamment la technique de la fracturation hydraulique. Toutefois, l'utilisation de cette technique soulève beaucoup d'inquiétudes en raison des impacts environnementaux importants qui peuvent en découler. Parmi ceux-ci, la consommation importante d'eau et les risques de contamination sont au centre de la problématique environnementale.

Il est évident que l'exploitation de ce type de gaz fait actuellement l'objet de beaucoup de critiques entre détracteurs et adeptes . Ces divergences d'opinions imposent et ralentissent l'accroissement du nombre d'exploitations dans le monde.

D'après les données disponibles, l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes peuvent contribuer à créer des emplois et à réduire le taux de chômage.

Les Etats-Unis qui possèdent de grandes réserves, se sont lancés depuis des dizaines d'années dans l'exploitation du gaz de schiste, sans se préoccuper des problèmes liés à l'environnement. Concernant l'exploitation du gaz de schiste en Europe, celle-ci risque d'être plus lente à cause ses coûts de production élevés.

A ce jour, on ne connaît ni la rentabilité du gaz de schiste, ni la réalité de ses impacts sur l'environnement. Les ressources ne sont pas encore toutes dévoilées, nous pouvons donc

supposer que l'avenir du gaz de schiste dépend de la prospection et de nouvelles découvertes de gisements. Concernant l'Algérie, le gisement dévoilé par des études publiées en 2011 par l'AIE suggère un potentiel appréciable de 6500 milliards de m³. Toutefois, leur exploitation n'écarte pas un réel danger de contamination de la ressource hydrique souterraine disponible dans le pays. Donc, la prudence reste le maître mot.

Les alternatives à la fracturation hydraulique ont été abordées dans ce mémoire. Les technologies permettant l'amélioration la productivité des roches mères par la création de fracturations sans apport d'eau et par la transformation des hydrocarbures piégés en coupes plus légères ont été analysées.

Globalement, les voies de recherche proposées visent notamment à mener des investigations sur la technique d'injection de propane ou de CO₂ en remplacement de l'eau ou par le développement de nouveaux procédés d'exploitation des roches mères comme la fracturation électriques.

En Perspective de la présente étude, nous suggérons en premier lieu d'épuiser toutes les techniques de récupération d'hydrocarbures dite conventionnelles à l'image de la récupération secondaire et tertiaire avant de se lancer dans l'exploitation des gaz schistes. Dans l'attente de la maîtrise totale des techniques de substitution en remplacement de la fracturation hydraulique, nous suggérons de mener de plus amples études sur la stimulation par le propane ainsi que sur la fracturation par le CO₂.

Liste des figures

PREMIERE PARTIE : RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE ET LES GAZ SCHISTES

CHAPITRE I : RESERVES MONDIALES DU GAZ SCHISTES.....	3
<u>Figure I-1</u> : Dépôt de gaz naturel.....	5
<u>Figure I-2</u> : Bloc diagramme montrant la situation des gisements de pétrole et de gaz conventionnels.....	7
<u>Figure I-3</u> : Deux types d'extraction selon la nature de la ressource	8
<u>Figure I-4</u> : Photo de roche contenant le gaz de réservoir ultra-compact.....	9
<u>Figure I-5</u> : Photo de roche contenant le gaz de charbon.....	10
<u>Figure I-6</u> : Photo d'une roche contenant le gaz de schiste.....	11
<u>Figure I-7</u> : Résumé des différents types de gaz naturel.....	12
<u>Figure I-8</u> : Evolution des prix du gaz naturel entre 1976 et 2011.....	14
<u>Figure I-9</u> : Les réserves mondiales estimées selon Haliburton.....	15
<u>Figure I-10</u> : Réserves des gaz de schiste en Europe et dans le monde.....	16
CHAPITRE II : FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	21
<u>Figure II-1</u> : Section de la partie supérieure d'un forage : les 4 cuvelages séparés par 3 cimentations assurent son étanchéité.....	30
<u>Figure II-2</u> : Tubage et ciment mis en place pour la protection des eaux souterraines.....	30
<u>Figure II-3</u> : Empreinte au sol d'un site d'exploitation d'hydrocarbure de roche mère.....	31
<u>Figure II-4</u> : Schéma théorique de la fracturation hydraulique induite avec 2 forages de sens opposés.	34
<u>Figure II-5</u> : Schéma de principe de la fracturation hydraulique.....	35
<u>Figure II-6</u> : Schéma comparatif des forages verticaux et horizontaux.....	37
<u>Figure II-7</u> : Photos de bassins de stockage d'eau.....	39
<u>Figure II-8</u> : Schéma récapitulatif des étapes de la fracturation.....	40
<u>Figure II-9</u> : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation.....	42
<u>Figure II-10</u> : Equipement nécessaire pour une simple opération de fracturation hydraulique	44

**DEUXIEME PARTIE : EVALUATION DE LA TECHNIQUE DE FRACTURATION
HYDRAULIQUE**

CHAPITRE III : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX.....	48
<u>Figure III-1</u> : Histogramme Fréquence-Magnitude des microséismes.....	51
CHAPITRE IV : IMPACTS ECONOMIQUES.....	76
<u>Figure IV-1</u> : Evolution des coûts de forage et de la productivité pour les gaz de schiste	79
<u>Figure IV-2</u> : Ordre de grandeur des coûts de production aux États-Unis et au Canada	80
<u>Figure IV-3</u> : Évolution du prix du gaz aux États-Unis.....	83
<u>Figure IV-4</u> : Perspectives d'évolution du prix du gaz aux États.....	83
<u>Figure IV-5</u> : Factice gazière française 1990/2011.....	89
<u>Figure IV-6</u> : Valeur ajoutée totale des dépenses d'exploration (en M\$; 2010-2015)	90
CHAPITRE V : RE²CHERCHE ACTUELLES SUR DES TECHNIQUES DE REPLACEMENT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	90
<u>Figure V-1</u> : un exemple schématique d'une exploitation utilisant le propane comme fluide de fracturation.....	95
<u>Figure V-2</u> : Etapes de stimulation par propane	96
<u>Figure V-3</u> : Schéma du procédé expérimental réalisé par l'étude.....	104
<u>Figure V-4</u> : Schéma du problème	108
<u>Figure V-5</u> : perméabilité du milieu $K= 2^{E-10} m^2$	111
<u>Figure V-6</u> : perméabilité du milieu $K= 2^{E-8} m^2$	111
<u>Figure V-7</u> : Perméabilité du milieu $K= 2^{E-6} m^2$.....	112

Liste des tableaux

<u>Tableau II-1</u> : Equipement nécessaire pour une simple opération de fracturation hydraulique.....	45
<u>Tableau III-1</u> : Valeurs plausibles pour les émissions additionnelles générées par les gaz de roche-mère (par rapport aux gaz dits « conventionnels »)	58
<u>Tableau V.1</u> Identification des variables de l'équation généralisée avec les équations de transport	110

Nomenclature

Symbole Grec

ε	porosité du milieu poreux	
μ	viscosité dynamique.	[kg /m]
ρ	masse volumique	[kg/m ³]
ψ	<i>variable généralisée</i>	
Γ_{ψ}	coefficient de diffusion thermique	

Variables

V_S	volume solide	[m ³]
V_V	volume de vides	[m ³]
V_T	volume total	[m ³]
Q	débit	[kg/m ² .s]
K	perméabilité de l'échantillon	[m ²]
dx	longueur	[m]
dp	différence de pression	[bar]
S	section	[m ²]
P	pression	[bar]
g	accélération de la pesanteur	[m.s ⁻²]
Z	profondeur	[m]

Références Bibliographiques

- [1] **Gabriel Marty.**, Rapport d'Ambassade de France à Washington : Mission pour la Science et la Technologie, L'exploitation des gaz de schistes, entre promesses économiques et conséquences environnementales, Washington, pp 9-18, juillet 2011.
- [2] **Georges Denys, Michel Esteban, Daniel Borie, Pierre Chollet, Raymond Girardi, Jean-Pierre Lorenzon, Catherine Pitous, André Touron.**, Rapport d'étude : Mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste, Lot-et-Garonne, France, pp 11-31, Novembre 2012.
- [3] **Martin Rober** , BNK Petroleum , 18 juillet 2012.
- [4] Institut Français du pétrole, 2010.
- [5] The geology of natural gas resources - U.S. Energy Information Administration, Today in Energy ,14 février 2011
- [6] [http:// gaz non conventionnel europe.org](http://gaznonconventionnel.europe.org)
- [7] De la fracturation hydraulique : Collectif 07, pp 3-4, 16 juin 2011.
- [8] Monthly U. S. Natural Gas Wellhead Price - U. S. Energy Information Administration, 24 juin 2011.
- [9] **M .B.**, le soir d'Algérie, 22/09/2012

- [10] **F. Robert** ,Usine Nouvelle : EIA, Institut Nationale de géologie, IHS Global Insight., Département of Energy, Nus consulting, 2011.
- [11] **Jean-Pierre Leteurtriois, Jean-Louis Derville, Didier Pillet Jean-Claude Gazeau.,** Les hydrocarbures de roche-mère en France. Rapport provisoire, pp.6-7, Avril 2011.
- [12] **Moussa Kacem** ,le matin dz. Jeudi, 16 Mai 2013
- [13] <https://nawaat.org/portail/2013/05/06/gaz-de-schiste-en-tunisie-le-grand-evenement/>
- [14] **P.Le Tirant,L.Gay,P.Kerbourec'h,J.Moulinier ,D.Veillon,** Manuel de la Fracturation hydraulique, édition Technip , Paris, pp 6-13, 1972 .
- [15] **Wood Ruth,Paul Gilbert Maria Sharmina ,Kevin Anderson,** rapport, Université de Manchester, Angleterre, 2011 .
- [16] **Pierre Thomas,** 2010
- [17] terra-economica 2010, modifié
- [18] Ifp énergies nouvelles, pp6, Décembre 2010.
- [19] Photo réalisée par la mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste sur le Comté de Bradford, Pennsylvanie, USA, Septembre 2012
- [20] ProPublica, pp 1, 2008.
- [21] Société canadienne des gaz non conventionnels (SCGNC), pp .18-19
- [22] **IFPEN,** Olivier APPERT, Maurice BOUTECA
- [23] De la fracturation hydraulique : Collectif 07, pp 15, 16 juin 2011.
- [24] **R. Vially – G. Maisonnier – T. Rouaud.,** Rapport IFPEN 62 729, pp.22-107, Janvier 2013.
- [25] **L. de Lary, H. Fabriol, I. Moretti, F. Kalaydjian, C. Didier.,**BRGM/RP-60312-FR – Rapport Final, Septembre 2011
- [26] **Zoback.M, Kitasei S., Copithorne B,** Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development. Briefing Paper 1. Worldwatch Institute, 2010
- [27] NYC DEC, 2010 ; Wikipédia : Guy
- [28] BSSA, 2011 ; NYC DEC, 2011
- [29] Pennsylvania Department of Environmental Protection, 2010 ; Mc Mahon et al., 2011 ; EPA, 2010c ; State of Colorado Oil and Gas Conservation Commission, 2009.
- [30] **Yang T.H., Tham L.G., Tang C.A., Liang Z.Z., Tsui Y,** Influence of heterogeneity of mechanical properties on hydraulic fracturing in permeable rocks. Rock Mechanics and Rock engineering, 37(4), 2004
- [31] **Barnett,Fort Worth ; Jenkins et Boyer .,** Coalbed- and shale-gas-reservoirs.Journal of Petroleum Technology, Vol. 60, 2008

- [32] American Petroleum Institute, Hydraulic fracturing operations – well construction and integrity guidelines. API Guidance Document HF1, 2009.
- [33] **Bexte D.C., et al.** Improved cementing practice prevent gas migration », *World Oil*, vol. 229, no 6, 2008
- [34] **NYC DEC**, Preliminary revised draft. Supplemental Generic Environmental Statement. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the, 2011.
- [35] Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, 2011
- [36] **NYC DEC**, Preliminary revised draft. Supplemental Generic Environmental Statement. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. 2011, et **NYC DEP**, Impact assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. Final Impact Assessment Report, 2009a.
- [37] **Tyndall Center**, DRAFT. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. A research report by the Tyndall Center University of Manchester, 2011.
- [38] **Bayer. P, Pfister. S, Hellweg .S**, On the potential of life cycle assessment in water resources management: focus on groundwater. IAHS-publ. no. 327, Capri; 2008.
- [39] **Daniel Arthur J**, R&D of Tools for Managing and Analyzing Produced Water Associated with Marcellus Gas Shales. Presentation at the Independent Oil & Gas Association of New York, 29th Annual Meeting, November 5th, 2009
- [40] **Pfister S., Koehler A., Hellweg S**, Assessing the environmental impacts of freshwater consumption in LCA. *Environ. Sci. Technol.* 43, 4098–4104, 2009
- [41] **Hayes T.**, Sampling and analysis water of water streams associated with the development of Marcellus Shale gas, final report, 2009
- [42] **Pokryszka, Z . Tauziède, C.** , Evaluation of gas emission from closed mines surface to atmosphere. *Environmental Issues and Management Waste in Energy and Mineral Production*, Balkema eds., Rotterdam, ISBN 9789058090850, pp.327-329. 2000
- Pokryszka.Z ; Charmoille.A**; Monitoring géochimique en phase gazeuse à la surface et dans la couverture intermédiaire des sites de stockage. Synthèse des travaux de l'INERIS 2006-2008. Raport INERIS DRS-08-71082-09108B, 2008. et **Pokryszka.Z Bentivegna G.**, Development of Methods for Gaseous Phase Geochemical Monitoring on the Surface and in the Intermediate Overburden Strata of Geological CO₂ Storage Sites, *OGST*, Vol. 65, No. 4, 653-666 2010, 2010

- [43] **COGCC**, FY 2008-2009, Report to the water quality control commission and water quality control division of the Colorado department of public health and environment, 2009.
- [44] **SECOR**, Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ), 2010.
- [45] **Abderrahmane Mebtoul**, Gaz de schiste : des pressions sur l'Algérie pour baisser ses prix de gaz, Le matin DZ, 2 mai 2013
- [46] El Watan, mai 2013
- [47] **François Kalaydjian ; Bruno Goffé**, Rapport ANCRE (GP2) Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches mères, pp.25, Juillet2012
- [48] www.ecorpstim.com/fr
- [49] **M. Nordine Cherouat , M. Mustapha Hanifi , M. Mohamed Abdou Bouderbala , M. Mohamed Bachir Ghanem** ,SONATRACH, Rapport Annuel ,pp.23,2009
- [50] **Antoine Jacques, Christian L, Justin Martin, Olivier Maurel, Gilles P-CABOT, Thierry Reess, Franck Rey-Bethbeder, Antoine Sylvestre de Ferron** , Porosity and permeability of Eastem Devonian Shale gas" de Soeder, D.J, publié dans SPE Formation Evaluation, en 1988, vol. 3, n°1 , pp. 116- 124,
- [51] **Ishida, Tsuyoshi; Aoyagi, Kazuhei; Niwa, Tomoya; Chen, Youqing; Murata, Sumihiko; Chen, Qu; Nakayama, Yoshiki** , Geophysical research letters, vol. 39, LXXXXX, doi:10.1029/2012GL052788,pp.1-5, 29 Août 2012.
- [52] **Sinal et Lancaster, Liao**, Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO2, 2009.
- [53] **Brown**, experimental investigation of brine-co2 flow through a natural fracture: permeability increases with concurrent dissolution/ reprecipitation reactions ,2000
- [54] Kalantari-Dahaghi, S.D.Mohaghegh,SPE,. Petroleum Engineering and Analytic ,2010
- [55] H.Xue, J. Chen,W.K.Mat, S. K. Ng ,Polyphasic evidence delineating the root of life and roots of biological domains. Gene 403 ,2006
- [56] <http://www.natures-paul-keirn.com/article-gaz-de-schiste-la-fracturation-pneumatique-a-l-helium-113337474.html>

Annexe 1

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
96,26 %	Eau	Eau	Utilisée pour accroître la fracturation et introduire un agent de soutènement (sable)	Irrigation, fabrication, alimentation humaine (breuvage, baignade, cuisson)
3,62 %	Agent de soutènement	Sable de silice flexible	Maintien des fracturations ouvertes pour permettre au gaz de s'échapper vers le puits de forage	Utilisé en tant que remplissage sur du gazon synthétique, litière sur les terrains de gymnastique intérieurs et matériel antidérapant sur les planchers de béton, pour filtrer l'eau et pour fabriquer du verre
0,048 %	Réducteur de friction	Polyacrylamide	Ajouté aux fluides de fracturation pour minimiser la friction	Utilisé dans les jouets, les couches, les verres de contact et la chirurgie esthétique faciale
0,038 %	Surfactant gélifiant	Isopropanol Triméthyloctadécylammonium Xylène sulfonate de sodium	Utilisé pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles assouplisseur et conditionneur
0,016 %	Brisant	Hypochlorite de sodium	Brise le gélifiant afin de permettre à l'eau et au sable de s'écouler plus librement dans les fracturations	Utilisé dans les agents de blanchiment pour la lessive, la chloration de l'eau, les désinfectants et les vaporisateurs sanitaires quotidiens
0,012 %	Gélifiant d'eau	Gomme de guar Huile de base à faible toxicité	Rend l'eau plus visqueuse et apte à maintenir le sable en suspension	Utilisé dans les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, le dentifrice, la crème à raser, la peinture ainsi que pour accroître la durée de conservation de produits (notamment la crème glacée, les boissons gazeuses, la confiture, le pain, le fromage, le jambon, la nourriture pour animaux, etc.)
0,005 %	Contrôle de l'argile	Amine quaternaire	Évite le gonflement et la migration de l'argile	Désinfectants, produits assouplissants et agents antistatiques (p. ex. dans les shampoings)
0,002 %	Contrôle du fer	Monohydrate de nitriotriacétate de trisodium	Prévient la précipitation des oxydes ferreux	Détergents domestiques et industriels, produits de nettoyage revêtement dur
0,001 %	Démulsionneur	Isopropanol	Utilisé pour enrayer les émulsions (eau dans l'huile ou l'inverse)	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,0004 %	Inhibiteur de corrosion	Méthanol	Prévient la précipitation du carbonate et du tartre de soufre dans les systèmes de fracturation et la corrosion des matériaux de forage	Utilisé dans le liquide lave-glace, l'antigel, les plastiques, la peinture et en tant que combustible
0,00002 %	Antimousse	Phosphate de tributyl	Réduit la viscosité et le poids de la boue	Utilisé dans les herbicides et en tant que solvant pour l'encre, les gommes et les adhésifs
Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique déclarés par d'autres entreprises				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
0,05 %	Agent Antibactérien	Hydrochloric Acid	Inhibe la croissance de bactéries dans l'eau qui produisent des sous-produits corrosifs	Désinfectants, stérilisants pour les équipements médicaux et dentaires

Annexe 2

Les additifs chimiques communs utilisés dans les fluides de fracturation peuvent contenir certains des additifs suivants.

Type	Source	Avantages/Inconvénients
Géifiant : servent à accroître le degré de viscosité, de capacité de suspension des agents de soutènement et agissent comme lubrifiant.		
Gomme de guar	La graine de guar croît en Inde et au Pakistan. Elle sert à nourrir les animaux et d'additif alimentaire.	Elle crée une chaîne de polymères naturelle. Elle peut subir de nombreux procédés d'affinage en vue d'améliorer ses qualités, telles sa tolérance au méthanol, son temps d'hydratation réduit et sa viscosité supérieure.
Polyacrylamide	Molécule à longue chaîne produite par voie chimique, aussi connue sous le nom de « polymère ». Généralement utilisée à titre de floculant dans le traitement de l'eau ou dans des produits comme les lentilles cornéennes souples.	Sert à rendre glissante l'eau utilisée dans le procédé de fracturation de type « slickwater ».
Polymères réticulés : utilisés en petites quantités pour assembler des polymères de façon à créer une forme tridimensionnelle.		
Bore, zirconium, titane ou fer	Éléments d'origine naturelle exploités à divers endroits.	Augmentent le degré de viscosité du liquide en liant les polymères.
Contrôleur d'argile : utilisé dans les formations caractérisées par leur sensibilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses.		
Chlorure de potassium	Éléments d'origine naturelle exploités à divers endroits.	Réduit les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
Agents interrupteurs : brisent la chaîne polymère créée par le géifiant.		
Oxydants	Substances manufacturées qui dégagent de l'oxygène, comme l'eau de Javel.	Réduit le degré de viscosité des polymères et permet aux fluides de refluer vers la surface.
Enzymes	Un sous-produit agricole d'origine naturelle.	Consomme les polymères créés par la gomme de guar.
Surfactants : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de fracturation		
Additifs de refoulement	Ces substances additives, semblables à du savon, améliorent la capacité de l'eau à refluer vers la surface à la suite du traitement.	Ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
Biocides : préviennent l'introduction de bactéries sulfatoréductrices à l'intérieur des puits.		
Biocides naturels et manufacturés	Ces derniers peuvent être issus de bactéries ou de plantes, ou préparés à l'aide de produits chimiques.	Préviennent l'introduction de bactéries qui peuvent produire du sulfure d'hydrogène (H ₂ S) ou d'autres produits chimiques de nature corrosive ou salissante. On n'en pompe que de petites quantités.
Agents d'activation : gaz utilisés pour activer (ou faire mousser) les fluides aux fins de traitement de fracturation.		
Dioxyde de carbone (CO₂)	Le dioxyde de carbone peut prendre une forme liquide, gazeuse ou solide. Il se manifeste naturellement dans l'atmosphère. Il est inodore et non toxique.	Il est inodore et non toxique. Il sert à améliorer la capacité de récupération des fluides tout en réduisant le risque de dommage à la formation. Le CO ₂ est faiblement soluble dans l'eau et très soluble dans le pétrole, plus particulièrement lorsqu'il est sous pression.
Azote (N₂)	L'azote est entreposé, transporté et pompé sous forme de fluide cryogénique, puis chauffé et injecté dans le puits de forage sous forme de gaz. Il est très abondant dans l'atmosphère.	Il est très abondant dans l'atmosphère. Il améliore la capacité de récupération des fluides utilisés dans les opérations de stimulation ou dans les puits.