

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Kasdi Merbah Ouargla**



**Faculté des Hydrocarbures des Energies Renouvelables et des Sciences  
de la Terre et de l'Univers**

**Département de Forage et MCP**

## ***MEMOIRE DE FIN D'ETUDE***

En vue de l'obtention du diplôme Master Domaine : Hydrocarbures  
Option: Forage

**Présenté Par :**

**MECHICHE Ahmed, HAOUARI Hichem, HAROUN Ismail**

**-THÈME-**

---

# **Etude analytique des techniques alternatives à la fracturation hydraulique**

---

Soutenu le : 28 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

M. LANANI Sadek	MAB à UKMO	Président
M.FROHAT Rachid	MAB à UKMO	Examineurs
M <sup>elle</sup> : BOUHADDA Mebarka	MAA à UKMO	Encadreur

---

**Année universitaire : 2016/2017**

---

Les hydrocarbures non conventionnels se trouvant dans un milieu imperméable, leur production nécessite de créer une perméabilité de façon artificielle en fissurant la roche. La technique la plus employée actuellement est la fracturation hydraulique.

## **I – La fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique l'origine du mot vient de l'anglais "fracturing" ou "frack, fracking", traduit littéralement par "fracturation hydraulique", alors que le terme de "fissuration hydraulique" serait mieux adapté.

### **I-1- Historique**

A l'origine, C'est en 1947, dans les gisements conventionnels du Hugoton au Kansas, que la firme américaine Haliburton expérimente pour la première fois la fracturation hydraulique. Plus d'un demi-siècle plus tard, cette opération s'est largement développée et bénéficie d'une expertise éprouvée (de l'ordre de 2,5 millions de puits dans le monde).

En 1990, plus de 1 000 forages horizontaux ont été réalisés dans le monde, essentiellement pour du pétrole. C'est à partir du milieu des années 2000, que l'exploitation des gaz de schiste et pétroles de schiste aux États-Unis a entraîné une généralisation de la technique. [1]

### **I-2- Définition**

La fracturation hydraulique consiste à injecter de l'eau sous forte pression (plus de 76 MPa) dans la roche mère (située entre 1 500 et 3 000 m de profondeur). Cela permet de créer des fractures d'ouverture millimétrique, qui se propagent latéralement autour de la partie horizontale du forage, la figure (I.1). L'objectif est de parvenir à étendre cette fracturation, afin d'obtenir un rayon de drainage important au sein de la roche mère, tout en restant limité à celle-ci. Il s'agit de créer un VRS (Volume de Roche Stimulée) le plus important possible, ayant une perméabilité qui soit devenue de 1 000 à 100 000 fois supérieure à celle de la roche initiale. La propagation des fractures est au maximum de quelques centaines de mètres au-delà du forage. [2][3]

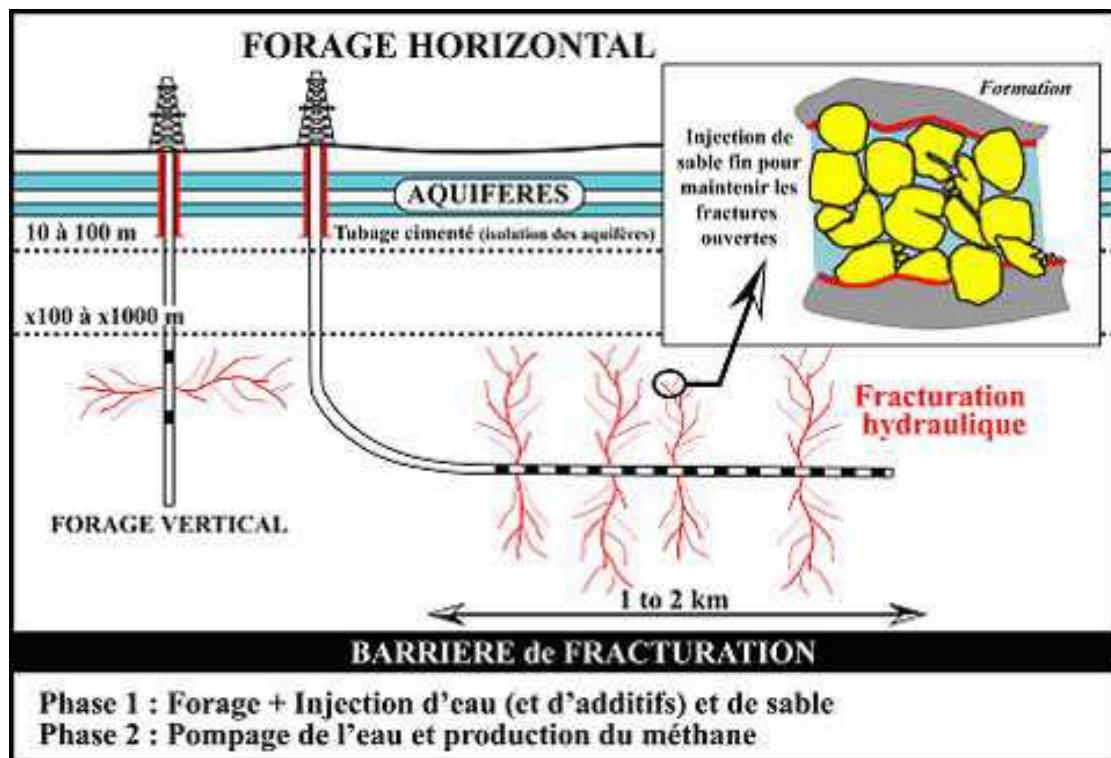


Figure I.1 : fracturation hydraulique dans un forage horizontal. [4]

### I-3- Les compositions d'un fluide de fracturation hydraulique

Une fracturation hydraulique nécessite un important volume d'eau, des proppants, généralement du sable (environ de 9% en masse) et des additifs (environ 1% en masse).

- L'eau: Pour chaque segment fracturé, ce sont 1 000 à 2 000 m<sup>3</sup> d'eau qui est injectés dans les couches profondes, soit l'équivalent d'une piscine olympique. Pour un forage comprenant une dizaine de segments de fracturation, la consommation d'eau avoisine 10 000 à 20 000 m<sup>3</sup>.
- Le sable: Destiné à servir d'agent de soutènement dans les fissures générées par la fracturation hydraulique, du sable siliceux est utilisé pour résister à l'écrasement. Il doit également être parfaitement calibré afin de pouvoir être propulsé par le fluide d'injection avec un minimum de friction tout au long des fissures.

Afin d'augmenter sa résistance, certains sables sont renforcés par un enrobage en céramique, voire entièrement produits dans cette matière. Une technologie innovante permet de produire des billes creuses millimétriques très résistantes à l'écrasement et de densité inférieure au sable.

- Les additifs: Hormis l'eau et le sable, l'injection hydraulique a besoin d'adjuvants chimiques. Le plus important d'entre eux est un "gélifiant". Ce "gel" n'est autre que la gomme de guar tirée de la graine d'une sorte de haricot, il ne présentant aucun danger

pour l'homme et utilisée de façon très courante dans l'industrie alimentaire comme gélifiant. [1]

## **II-Les impacts de la fracturation hydraulique**

Les principaux risques et les enjeux associés à l'usage de la fracturation hydraulique sont les suivants:

### **II-1 L'impact spécifique des additifs chimiques**

Employés pour la fracturation. Ceux-ci représentent une faible part du liquide de fracturation, ce qui correspond toutefois à des quantités importantes, étant donné les volumes d'eau utilisés.[5]

Entre 2005 et 2009, les compagnies pétrolières et gazières ont utilisé plus de 2 500 produits. Certains sont en apparence inoffensifs comme le chlorure de sodium (sel), la gélatine, et l'acide citrique. D'autres pourraient poser des risques graves pour la santé humaine ou l'environnement.

Certains des composants étaient surprenants. Une entreprise a déclaré qu'elle a utilisé du café instantané comme l'un des composants dans un fluide conçu pour inhiber la corrosion acide.

Deux entreprises ont déclaré utiliser des coques de noix comme fluidifiant, ce qui contribue à améliorer en post fracturation la récupération des fluides. Une autre entreprise a déclaré utiliser des hydrates de carbone comme disjoncteur. Une entreprise a utilisé du savon de suif – savon à base de bœuf, de moutons ou autres animaux – pour réduire la perte de fluide de fracturation dans la roche impliquée.

Le tableau (I.1) énumère chacun des 750 produits chimiques et autres composants utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique entre 2005 et 2009.

**Tableau I.1** : *Produits chimiques le plus largement utilisés dans la fracturation hydraulique.*

<b>Composant chimique</b>	<b>Nombre de Produits contenant cet élément chimique</b>
Methanol (Methyl alcohol) Alcool méthylique	342
Isopropanol (Isopropyl alcohol, Propan-2-ol) Alcool isopropylique	274
Crystalline silica - quartz (SiO <sub>2</sub> ) Silice cristalline, quartz	207
Ethylene glycol monobutyl ether (2-butoxyethanol) Butoxy-2 éthanol	126
Ethylene glycol (1,2-ethanediol) éthylène glycol	119
Hydrotreated light petroleum distillates Distillats de pétrole, fraction légère hydrotraitee (C9-C16)	89
Sodium hydroxide (Caustic soda) Sodium, hydroxyde	80

Le produit le plus largement utilisé dans la fracturation hydraulique au cours de cette période, tel que mesuré par le nombre de produits contenant cette substance chimique, est le méthanol. Le méthanol est un polluant atmosphérique dangereux et un candidat à la réglementation en vertu de la loi sur la salubrité de l'eau potable.

Les autres produits chimiques le plus couramment utilisés sont l'alcool isopropylique qui a été utilisé dans 274 produits et l'éthylène glycol qui a été utilisé dans 119 produits. La silice cristalline (dioxyde de silice) est apparue dans 207 produits, comme agent de soutènement généralement utilisé pour maintenir les fractures ouvertes.

Le 2-butoxyéthanol (2-BE) est utilisé comme un agent moussant ou surfactant dans 126 produits. Selon les scientifiques de l'EPA, le 2-BE est facilement absorbé et rapidement distribué chez l'homme après inhalation, ingestion ou exposition cutanée. Des études ont montré que l'exposition au 2-BE peut provoquer une hémolyse (destruction des globules rouges) et des dommages à la rate, le foie et de la moelle osseuse. Les entreprises de fracturation hydraulique ont injecté 21,9 millions de gallons de produits contenant du 2-BE entre 2005 et 2009. Elles ont utilisé au Texas le plus grand volume de produits contenant du 2-BE qui représentaient plus de la moitié du volume utilisé. L'EPA a récemment trouvé ce produit chimique dans les puits d'eau potable testés à Pavillon, Wyoming.

Le tableau (I.2) regroupe quelques produits chimiques toxiques utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique et leur fréquence d'utilisation.

Ces 29 produits sont soit:

1. cancérigènes possibles pour l'homme,
2. régis par la Loi sur la salubrité de l'eau potable pour leurs risques envers la santé humaine.
3. considérés comme polluants atmosphériques dangereux en vertu de la Clean Air Act.

***A. Les produits cancérigènes***

Entre 2005 et 2009, les sociétés de fracturation hydraulique ont utilisé 95 produits contenant 13 différents cancérigènes. On y retrouve le naphthalène (un cancérigène possible pour l'homme), le benzène (une substance cancérigène), et l'acrylamide (un cancérigène probable pour l'homme).

Globalement, ces sociétés ont injecté 10,2 millions gallons de produits fracturation contenant au moins un agent cancérigène. Les entreprises ont utilisé le plus grand volume de liquides contenant un ou plusieurs agents cancérigènes au Texas, au Colorado, et en l'Oklahoma.

**Tableau I.2 :** *Quelques produits chimiques toxiques utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique.*

<b>Composant chimique</b>	<b>Catégorie chimique</b>	<b>Nombre de produits</b>
Methanol (Methyl alcohol) Alcool méthylique	HAP	342
Ethylene glycol (1,2-ethanediol) éthylène glycol	HAP	119
Diesel19 [contenant le quatuor BTEX]	Cancérogène, SDWA, HAP	51
Naphthalene Naphtalène	Cancérogène, HAP	44
Xylene Xylène (isomères o,m,p)	SDWA, HAP	44
Hydrogen chloride (Hydrochloric acid) Chlorure d'hydrogène	HAP	42
Toluene Toluène	SDWA, HAP	29
Ethylbenzene éthylbenzène	SDWA, HAP	28
Diethanolamine (2,2-iminodiethanol) Diéthanolamine	HAP	14
Formaldehyde Formaldéhyde	Cancérogène, HAP	12
Sulfuric acid Acide sulfurique	Carcinogène	9
Thiourea Thiourée	Carcinogène	9
Benzyl chloride Chlorure de benzyle	Cancérogène, HAP	8
Cumene Cumène	HAP	6
Nitrilotriacetic acid Acide nitrilotriacétique	Carcinogène	6
Dimethyl formamide N,N-Diméthylformamide	HAP	5
Phenol Phénol	HAP	5
Benzene Benzène	Cancérogène, SDWA, HAP	3
Di (2-ethylhexyl) phthalate Phtalate de dioctyle secondaire	Cancérogène, SDWA, HAP	3
Acrylamide Acrylamide	Cancérogène, SDWA, HAP	2
Hydrogen fluoride (Hydrofluoric acid) Fluorure d'hydrogène	HAP	2
Phthalic anhydride Anhydride phtalique	HAP	2
Acetaldehyde Acétaldéhyde	Cancérogène, HAP	1
Acetophenone Acétophénone	HAP	1

Copper Cuivre	SDWA	1
Ethylene oxide Oxyde d'éthylène	Cancérogène, HAP	1
Lead Plomb	Cancérogène, SDWA, HAP	1
Propylene oxide Propylene oxide	Cancérogène, HAP	1
p-Xylene Xylène (para-)	HAP	1
Nombre de produits chimiques contenant un composant chimique préoccupant		652

Le tableau (I.3) montre l'utilisation de ces produits chimiques par état, en ordre décroissant.

**Tableau I.3 : Exemples des volumes des fluides de fracturation contenant des produits cancérogènes.**

<b>Etat</b>	<b>Volume de fluide en gallon</b>
Texas	3 877 273
Colorado	1 544 388
Oklahoma	1 098 746
Louisiana	777 945
Wyoming	759 898
North Dakota	557 519
New Mexico	511 186
Montana	394 873
Utah	382 338



**B. Les produits polluants des eaux potables**

En vertu de la loi sur la salubrité de l'eau potable, l'EPA réglemente 53 produits chimiques qui peuvent avoir un effet néfaste sur la santé humaine et sont connus ou susceptibles de se retrouver dans les réseaux publics d'eau potable à des niveaux préoccupants pour la santé publique.

Entre 2005 et 2009, les sociétés de fracturation hydraulique ont utilisé 67 produits contenant au moins un des huit produits chimiques réglementés par la LSEP (Loi sur la salubrité de l'eau potable). Dans l'ensemble, ils ont injecté 11,7 millions de gallons de produits de fracturation contenant au moins un produit chimique réglementé en vertu de la LSEP. Le tableau (I.4) montre l'utilisation de ces produits chimiques par l'état.

La grande majorité de ces produits sont les composés BTEX – benzène, toluène, éthylbenzène et xylène. Les composés BTEX se retrouvent dans 60 produits hydrauliques de fracturation utilisés entre 2005 et 2009 et ont été utilisés dans 11,4 millions de litres de fluides de fracturation hydraulique. Le ministère de la Santé et des Services sociaux, le Centre international de recherche sur le cancer, et l'EPA ont établi que le benzène est un cancérigène pour l'homme. Une exposition chronique au toluène, à l'éthylbenzène et aux xylènes peut aussi endommager le système nerveux central, le foie et les reins.

En outre, dans les puits de 19 états, les sociétés de fracturation hydraulique ont injecté plus de 30 millions de gallons de carburant diesel ou de fluides de fracturation hydraulique contenant du carburant diesel. Dans un rapport de 2004, l'EPA a déclaré que l'utilisation du carburant diesel dans des fluides de fracturation pose la plus grande menace pour les sources souterraines d'eau potable. Le carburant diesel contient les constituants toxiques, y compris les composés BTEX.

L'EPA a également élaboré une liste de candidats contaminants qui est un groupe de contaminants qui ne sont actuellement pas soumis à la réglementation nationale primaire sur l'eau potable, mais qui se retrouvent ou peuvent se retrouver dans les systèmes publics d'eau et peuvent donc nécessiter pour l'avenir une réglementation en vertu de la loi sur la salubrité de l'eau potable. Neuf produits chimiques figurant sur cette liste – 1-butanol, l'acétaldéhyde, le chlorure de benzyle, l'éthylène glycol, l'oxyde d'éthylène, le formaldéhyde, le méthanol, le nméthyl- 2-pyrrolidone, et l'oxyde de propylène – ont été utilisés dans les produits de fracturation hydraulique entre 2005 et 2009.

***C. Polluants atmosphériques dangereux***

Le Clean Air Act oblige l'EPA à contrôler l'émission de 187 polluants atmosphériques dangereux qui sont des polluants qui causent ou peuvent causer le cancer ou d'autres effets graves pour la santé, tels que des effets sur la reproduction ou des malformations congénitales ou des effets négatifs sur l'environnement et l'écologie. Entre 2005 et 2009, les sociétés de fracturation hydraulique ont utilisé 595 produits contenant 24 différents polluants atmosphériques dangereux.

Le fluorure d'hydrogène est un polluant atmosphérique dangereux, poison très corrosif et systémique qui entraîne des effets graves sur la santé et parfois à action retardée par sa pénétration des tissus profonds. L'absorption de quantités importantes de fluorure d'hydrogène par n'importe quelle voie peut être fatale. En 2008 et 2009, une des sociétés de fracturation hydraulique a utilisé 67 222 gallons de deux produits contenant du fluorure d'hydrogène.

Le plomb est un polluant atmosphérique dangereux qui est un métal lourd particulièrement nocif pour le développement neurologique des enfants. Il peut également causer des problèmes de santé chez les adultes, dont des problèmes de reproduction, d'hypertension artérielle, et des désordres nerveux. Une des sociétés de fracturation hydraulique a utilisé 780 gallons d'un produit contenant du plomb durant ces cinq ans (jusqu'à 2011).

Le méthanol est le polluant atmosphérique dangereux qui apparaît le plus souvent dans les produits de fracturation hydraulique. D'autres polluants atmosphériques dangereux comme le formaldéhyde, le chlorure d'hydrogène et l'éthylène glycol sont aussi utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique. [6][7]

**II-2-Autres risques**

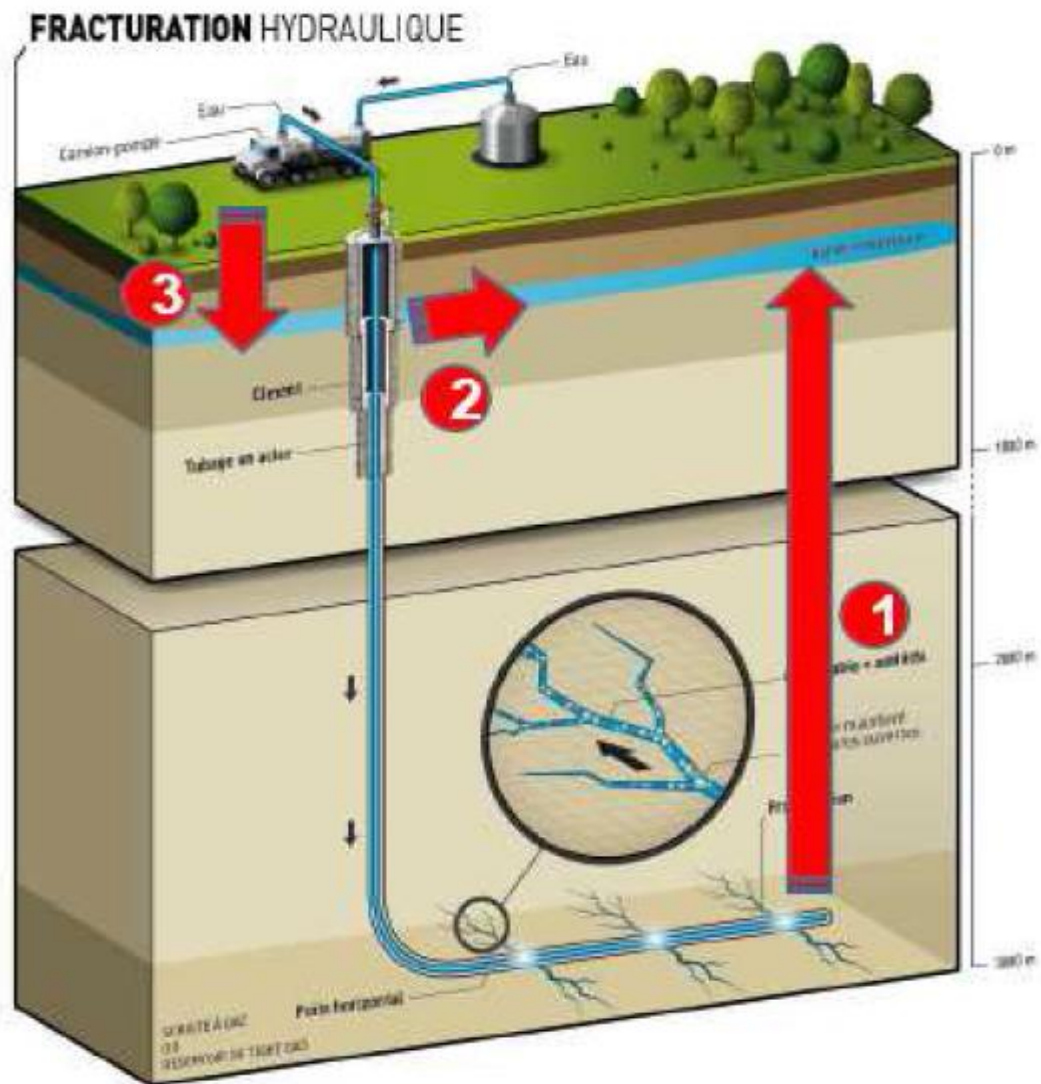
L'expérience accumulée, essentiellement aux États-Unis, a mis en évidence les risques associés à l'exploration et à la production d'hydrocarbures non conventionnels:

- A. L'impact quantitatif sur la ressource en eau
- B. Le risque de migration des gaz ou des produits utilisés pour la fracturation : les nappes phréatiques étant proches de la surface du sol, leur contamination du fait de la fracturation hydraulique est très peu probable. Il faut néanmoins contrôler l'intégrité des aquifères profonds salés. S'il y a un risque de pollution du sol et des nappes phréatiques, il est plutôt imputable à la qualité du forage et des installations au sol. Aux États-Unis, l'Agence de protection de l'environnement américaine (EPA) a

entrepris une étude sur les impacts environnementaux de la fracturation hydraulique après l'enregistrement des cas de pollution d'eau potable (par exemple à Pavilion au Wyoming).

- C. Le risque de mobilisation d'éléments contenus dans la roche par la fracturation hydraulique. Aux États-Unis, il a été observé sur un site que de l'uranium et du radon radioactifs avaient été drainés.
- D. Le risque de sismicité induite: La fracturation hydraulique crée dans la plupart des cas des microséismes de très faibles amplitudes, ne créant pas de danger en surface. Au Royaume-Uni, en 2011, deux séismes de faible magnitude pourraient être liés à la fracturation hydraulique, dans un puits d'exploration de la région de Blackpool.
- E. Les nuisances locales associées aux travaux d'exploration et d'exploitation: emprise au sol, impact sur les paysages, passages de camions. On estime que la réalisation d'un puits de recherche (avec drain horizontal et fracturations) nécessite entre 900 et 1 300 voyages de camions.

La figure (I-2) représente les contaminations probables de la fracturation hydraulique.



**Figure I.2:** Les contaminations probables de la fracturation hydraulique. (source : TOTAL )

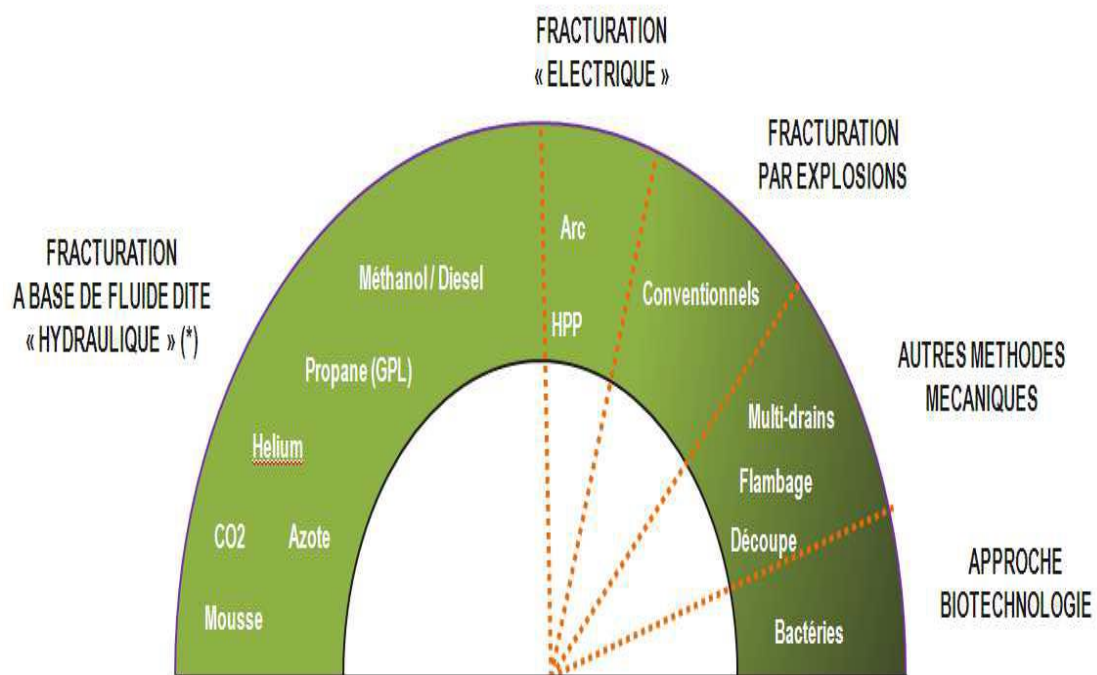
1. Contamination due à la fracturation hydraulique considérée comme très peu probable,
2. Contamination due à des problèmes d'intégrité du puits,
3. Contamination due à un déversement ou à une défaillance de rétention. [5]

La plupart des techniques de substitution à la fracturation hydraulique ne sont pour le moment qu'au stade de la recherche. Tous les experts sont d'avis qu'elles ne pourront être employées avant au minimum une décennie.

Il s'agit notamment de:

- La fracturation par injection d'un fluide autre que l'eau, tel que du CO<sub>2</sub> supercritique, ou encore de l'hélium, de l'azote ou d'une « mousse » (émulsion stable eau/gaz).
- L'électro-fissuration, consistant à fissurer la roche sous l'effet d'un courant électrique.
- La fracturation thermique par modification de la température de la roche-mère.

Sur la figure (II.1) on a regroupées toutes les techniques alternatives à la fracturation hydraulique. Ces techniques présenteraient l'avantage de ne pas nécessiter d'eau. Elles devraient permettre de diminuer le nombre d'additif employés (sauf dans le cas de la mousse), une partie de ces additifs servant à empêcher la sédimentation du sable dans l'eau, ce qui ne deviendrait plus nécessaire. [5]



**Figure II.1:** Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique, Source: UFIP

## I- Les techniques alternatives à la fracturation hydrauliques

### I-1-La stimulation à partir d'un fluide sous pression autre que l'eau

Dans cette catégorie on peut citer les techniques suivantes:

- ✓ La fracturation au GPL (gaz de pétrole liquéfié),
- ✓ La stimulation au propane,
- ✓ Fracturation au liquide à base d'alcool,
- ✓ Fracturation aux fluides cryogéniques (CO2 liquide, azote liquide, hélium liquide),

#### I-1-1-La fracturation au GPL (gaz de pétrole liquéfié)

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est un mélange inflammable de gaz d'hydrocarbures normalement utilisé comme combustible dans les appareils de chauffage et les véhicules. Les variétés de GPL commercial incluent des mélanges principalement de propane, du butane ou des mélanges comprenant à la fois le propane et le butane. Le GPL est plus visqueux que l'eau ce qui facilite sa pénétration dans les fissures.

Le GPL a été utilisé comme fluide de stimulation pendant cinquante ans. Il a été développé pour les réservoirs conventionnels avant d'être adapté aux réservoirs non conventionnels. Il a également été utilisé pour stimuler les sables épais en raison de l'amélioration de la récupération dans les réservoirs présentant des pressions capillaires élevées en éliminant le piégeage de phase.

#### A. Vue d'ensemble de la fracturation du GPL

- La fracturation du GPL a complété avec succès plus de 500 traitements, elle a démontré un avantage significatif dans la performance du puits et les coûts d'achèvement par rapport à la fracturation conventionnelle des puits.
- Traitement le plus profond à 12 150 ft,
- Le plus grand emploi de 410 000 livres sur un puits horizontal,
- Le traitement de la plus haute pression à 13 200 psi,
- Traitements placés dans plus de 40 réservoirs différents,

#### B. Comparaison entre la fracturation par l'eau et la fracturation au GPL

Le GPL est en effet un hydrocarbure naturellement présent dans la roche. Sa présence n'endommage pas la formation géologique. Il forme un fluide peu visqueux, peu dense, ce qui permet d'obtenir une meilleure distribution du proppant.

En plus, le GPL est miscible dans les huiles ce qui améliore la récupération et augmente le taux de production ce qui permet d'obtenir une longueur effective de fracturation au long de la fissures, par contre l'eau n'est pas miscible ce qui ne donne pas la même longueur effective.

Les figures ci-dessous montrent les différences entre la fracturation au GPL et la fracturation hydraulique (longueur effective et l'écoulement du fluide).

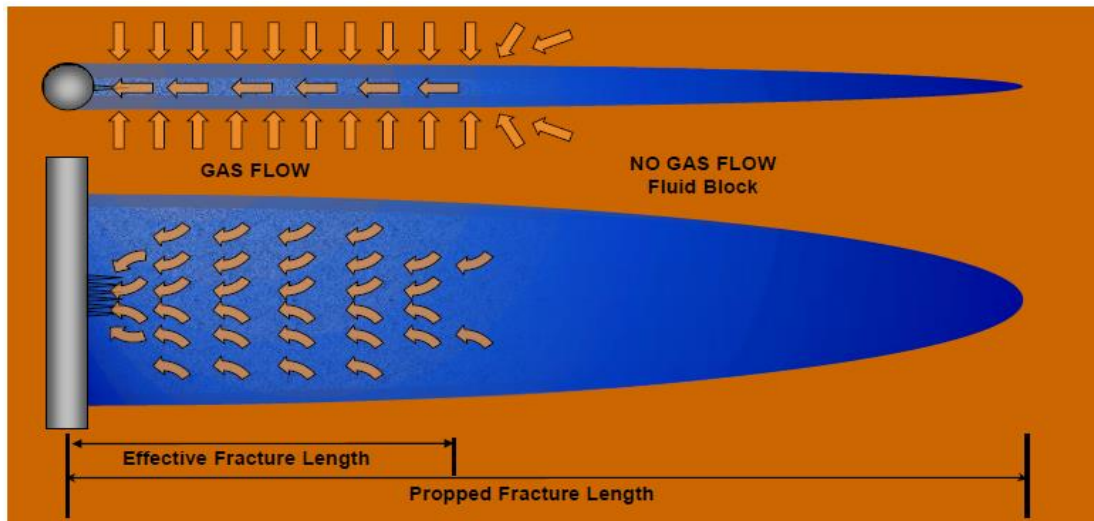


Figure II.2: l'eau comme un fluide de fracturation, source : GasFrac.

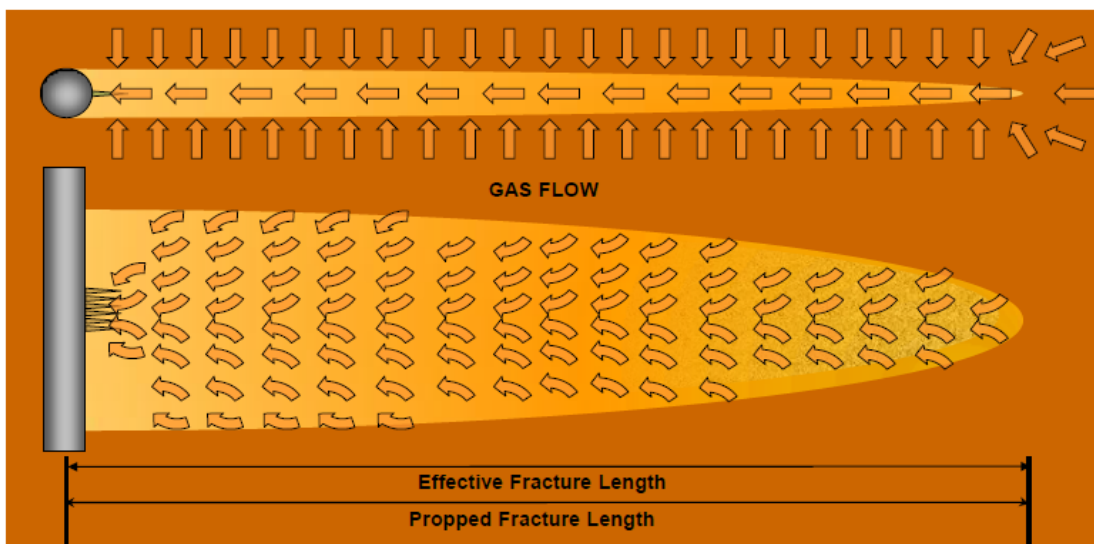


Figure II.3: GPL comme un fluide de fracturation, source : GasFrac.

### C. Les avantages du GPL

- L'impact environnemental des liquides fractionnés à base de GPL peut être minime:
  - Les quantités de GPL nécessaires pour la fracturation hydraulique peuvent être plus faibles,

- Le GPL n'est pas piégé dans la formation et il est facile à enlever (100% récupéré),
  - Le GPL est très léger et mobile,
  - Aucun contaminant tel que les minéraux ou les sels ne sont récupérés avec le GPL,
  - Le GPL peut être produit avec le gaz naturel au pipeline et récupéré par le gaz,
  - En traitement.
- Le GPL est miscible dans les huiles ce qui améliore la récupération et augmente le taux de production.
  - Réservoirs sous pression pour réduire l'hydrostatique pendant le nettoyage, plus des taux de récupération améliorés
  - Utilisation de l'eau beaucoup réduite ou complètement éliminée.
  - Des additifs chimiques moins nombreux (ou non) sont nécessaires.
  - torchée réduit.
  - Trafic de camions réduit.
  - Sous-produit abondant de l'industrie du gaz naturel.
  - Faible viscosité, densité et tension superficielle du fluide, ce qui entraîne une consommation d'énergie plus faible pendant la fracturation.
  - Compatibilité complète des fluides avec les réservoirs de schiste (le piégeage de phase est pratiquement éliminé).
  - Nettoyage très rapide (souvent dans les 24 heures).

#### **D. Les inconvénients**

- implique la manipulation de grandes quantités de propane inflammable, donc potentiellement plus risqué que les autres fluides et plus adapté dans des environnements à faible densité de population.
- Des coûts d'investissement plus élevés. [9][10]

#### **I-1-2- La stimulation au propane**

La stimulation au propane est plus ancienne, elle est utilisée depuis plus de cinquante ans par l'industrie. Le propane a notamment été employé dans le passé pour restimuler des puits conventionnels sous-pressurisés. S'agissant de l'extraction non conventionnelle, la stimulation au



propane gélifié a été développé par la société canadienne GasFrac. Entre 2008 et 2013, 2 000 opérations de fracturation ont été réalisées par cette entreprise en Amérique du nord, principalement au Canada et, depuis 2010, au Texas. Le gel employé nécessite moins d'additifs que la fracturation hydraulique, notamment pas de biocides.

Par ailleurs, La stimulation au propane est aussi développée par eCorpStim, basée à Houston (Texas). Cette filiale du groupe eCorp a réalisé en décembre 2012 une expérimentation jugée fructueuse de cette technologie, à environ 1 800 mètres de profondeur dans le bassin d'Eagle Ford (Texas). Le seul et l'unique fluide utilisé pour réaliser la stimulation était du propane pur liquide, sans aucun produit ajouté.

Le fluide est réutilisable jusqu'à 95 %, ce qui réduit les besoins en transport. Cette technique nécessite la manipulation de quantités importantes de propane inflammable en surface. Elle n'est pas adaptée aux contextes très denses en population. [8]

La stimulation au propane fait l'objet d'améliorations rapides, avec l'usage de propane non inflammable, actuellement développé par eCorpStim. Il s'agit d'une forme fluoré de propane utilisé sans eau ni additifs, qui permet de supprimer à 100 % les risques industriels liés à l'utilisation de propane traditionnel. Le propane non inflammable est utilisé dans le domaine médical et pour l'extinction des feux. Il a été développé pour les aérosols, car il n'a pas d'effet sur la couche d'ozone. [11]

La technique d'extraction du gaz de Schiste par le propane se déroule comme suit : Dans un premier temps, dans des conditions de températures et de pressions normales, on transforme le propane à l'état gazeux en gel (la figure (II.4)) ou liquide pour avoir la « fluoropropane liquéfié ».

Dans un deuxième temps, il faudra injecter le fluoropropane avec du sable à travers un puits vertical. Le fluoropropane rentre alors dans les interstices des roches qui sont maintenues ouvertes par le sable. Cette deuxième étape permet au gaz de schiste et au propane liquide de se mélanger.

Dans un troisième temps, on remonte le mélange à travers de puits de forage. A cause de la diminution de la pression au fur et à mesure de la remontée en surface du mélange, le propane et le méthane redeviennent des gaz. Dans un dernier temps, on sépare les deux gaz : le gaz de schiste est conservé et le propane est liquéfié pour être de nouveau mélangé avec du sable et réinjecté. Et le processus recommence, la figure (II.5).



Figure II.4: Le propane en forme de gel, source: GazFrac.

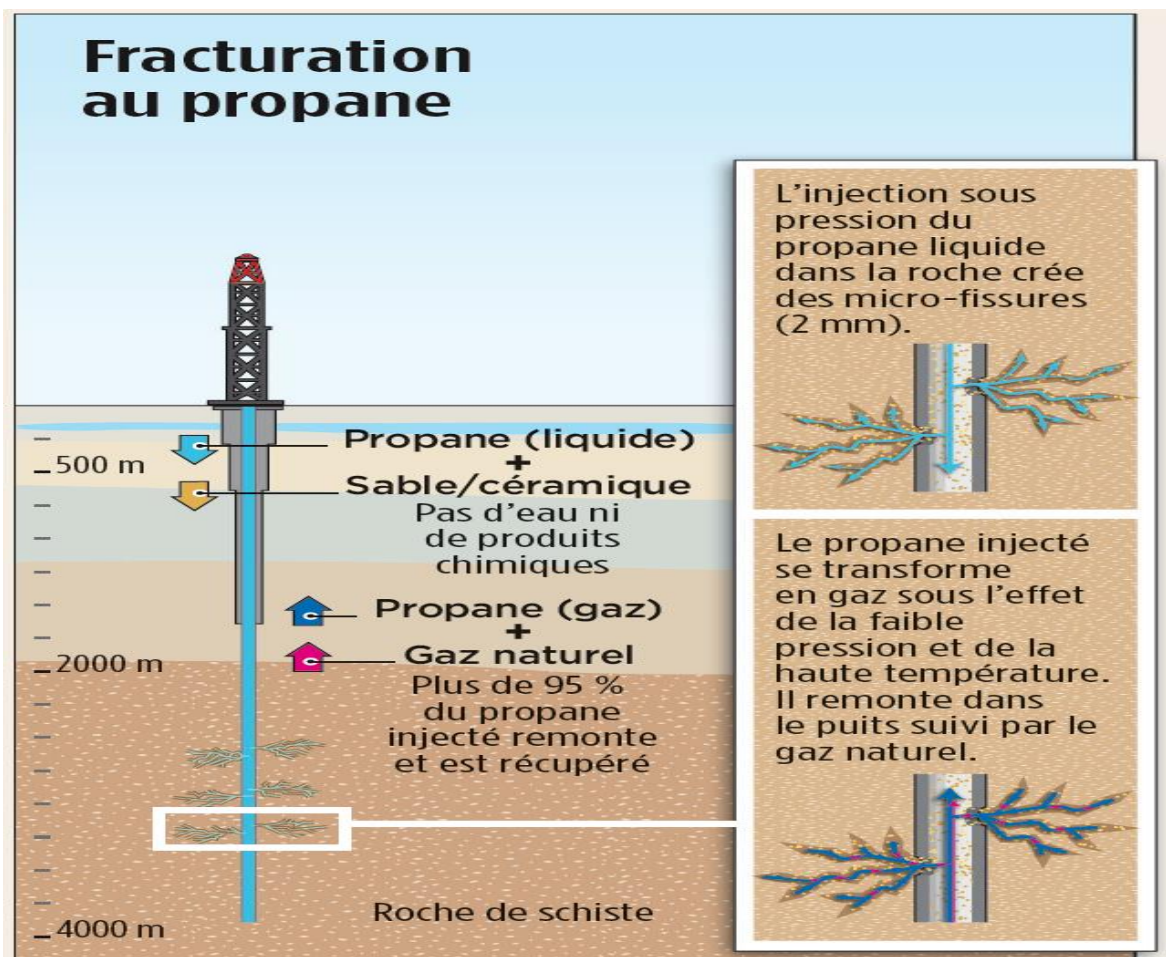


Figure II.5: Les étapes de fracturation au propane, source: [https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/gaz-de-schiste-l-extraction-au-propane-defendue-par-montebourg\\_12255](https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/gaz-de-schiste-l-extraction-au-propane-defendue-par-montebourg_12255)

### A. Vue d'ensemble de la fracturation du GPL

À partir de 1 janvier 2011 : 704 fracturation aux 307 locations

- 26.4 million de gallon de propane et 41 million de proppants.
- Le plus grand travail à ce jour : 1 million pounds en 10 étapes (3900' horizontale)
- Le traitement de la plus haute pression à 13050 psi,
- Traitement placé dans plus de 45 différents réservoirs.

### B. Les avantages de cette technique

- L'avantage du propane dans l'extraction vient de sa nature physique. En effet, il possède une viscosité plus faible que celle de l'eau,
- Pour chasser le méthane, le propane rentre plus facilement dans les interstices des roches. De plus, il est utilisable à 95% contrairement à l'eau (réutilisable à 30%).

### C. Les inconvénients de la technique

- Toutefois, c'est un produit hautement inflammable qui doit être utilisé avec précaution et cela constitue son inconvénient,

Notons que la société EcorpStim a présenté un bilan très positif de cette technique. Afin de réduire les risques liés à son utilisation en utilisant du fluoropropane liquéfié, un produit « ininflammable et anodine ». Cependant:

La manipulation et l'utilisation du fluoropropane sont plus faciles que celles de l'eau. [12], [13]

## I-1-3- Fracturation aux fluides cryogéniques

### I-1-3-1- CO<sub>2</sub> liquide

Le CO<sub>2</sub> liquide a été utilisé en cas de fracture depuis le début des années 1960. Au début, il a été utilisé comme additif à la fracturation hydraulique et aux traitements acides pour améliorer la récupération des liquides de traitement. Le concept de fracturation avec 100% de CO<sub>2</sub> en tant que seul fluide porteur a été introduit pour la première fois en 1981.

Ces fluides ont été très utilisés dans des applications de gaz étanches au Canada et dans plusieurs formations américaines.

**A. Vue d'ensemble**

Il semble que le CO<sub>2</sub> peut être utilisé sous différentes manières:

- CO<sub>2</sub> liquide pour fracturer hydrauliquement le réservoir,
- CO<sub>2</sub> super critique,
- Mousses de CO<sub>2</sub>.

-Fractures thermiques du CO<sub>2</sub>, une méthode qui combine la fracturation hydraulique conventionnelle et les fractures causées par les contraintes thermiques générées lorsque le fluide froid entre dans le réservoir le plus chaud).

**B. Description de la technique**

La famille de ces fluides se compose de CO<sub>2</sub> liquide pur et d'un liquide binaire composé d'un mélange de CO<sub>2</sub> liquide et de N<sub>2</sub> pour réduire les coûts. ). Dans ces systèmes, le proppant est placé dans la formation sans causer d'endommagement de tout type et sans ajouter d'autre fluide de support, de viscosifiant ou d'autres produits chimiques.

Dans les opérations sur le terrain, le CO<sub>2</sub> liquide est à 2,0 MPa et -35 ° C dans le vase de stockage. Après l'ajout de supports, les pompes à haute pression augmentent la pression (exemple 35 à 40 MPa). Au fur et à mesure que le fluide pénètre dans la formation, la température augmente vers la température du trou inférieur. Pendant le retour de l'écoulement, la pression diminue et le CO<sub>2</sub> arrive en surface comme gaz.

Le CO<sub>2</sub> supercritique est un état fluide où le CO<sub>2</sub> est maintenu au-dessus de sa température critique (31,1 ° C) et de la pression critique (72,9 atm ou 7,39 MPa). En raison de ses propriétés physiques et chimiques uniques, le CO<sub>2</sub> supercritique peut obtenir un taux de pénétration plus élevé dans la formation de schistes et n'ajoute aucun dommage au réservoir.

**C. Avantages de la technique**

- La capacité d'adsorption de CO<sub>2</sub> avec le schiste est plus forte que celle du méthane (CH<sub>4</sub>). Ainsi, il peut remplacer CH<sub>4</sub> dans la formation de schiste,
- En cas de fracturation, il peut causer des fractures beaucoup plus compliquées pour sa propriété de viscosité inférieure, ce qui a un avantage pour l'exploitation des gaz de schiste.
- Le plus grand avantage est que le CO<sub>2</sub> n'ajoute aucune pollution à l'environnement,
- L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée.
- Réduction des dégâts de formation (réduction de la perméabilité et du dommage de la pression capillaire en retournant à une phase gazeuse, sans gonflement).

- Formez des micro-fractures plus complexes, qui peuvent relier beaucoup plus de fractures naturelles grandement, augmentant au maximum la conductivité des fractures.
- L'évaluation d'une zone de fracture est presque immédiate en raison du nettoyage rapide. L'énergie fournie par le CO<sub>2</sub> entraîne l'élimination de tout le liquide résiduel laissé dans la formation du fluide de fracturation.
- L'utilisation de fluides à faible viscosité entraîne un placement de soutènement plus contrôlé et un placement de proppant plus élevé dans la largeur de fracture créée.

#### **D. Les inconvénients potentiels**

- Les principaux inconvénients découlent de la faible viscosité des fluides. La concentration de l'agent de charge doit nécessairement être inférieure et la taille des appuis plus petite, donc une diminution de la conductivité de la fracture.
- Le CO<sub>2</sub> doit être transporté et stocké sous pression (généralement 2 MPa, -30 ° C).
- Nature corrosive du CO<sub>2</sub> en présence d'H<sub>2</sub>O.
- Le coût de traitement élevé.

#### **E. Statut de l'application technique:**

Le CO<sub>2</sub> liquide en tant que fluide de fracturation est déjà utilisé commercialement dans de nombreuses applications non conventionnelles (notamment des gaz secs) au Canada et aux États-Unis (EPA 2011). (Yost II, Mazza 1993) rapporte que les puits des formations de schistes du Dévonien (Kentucky, États-Unis) ont été stimulés avec du CO<sub>2</sub> et du sable liquides dès 1993.

L'utilisation de CO<sub>2</sub> super critique semble être au stade du concept. Des études ont analysé son utilisation potentielle pour la fracturation de la formation de schistes, avec des conclusions positives.

#### **F. Comparaison entre la fracturation au propane et la fracturation au CO<sub>2</sub>**

La comparaison entre la fracturation au propane et celle au CO<sub>2</sub>, tableau(II.1), montre que la longueur effective obtenue par la première technique est plus grand par rapport à celle obtenue par la deuxième ce qui nous permet de dire que la fracturation au propane est plus efficace de point de vue économique que la fracturation au CO<sub>2</sub>.

**Tableau II.1:** La comparaison entre la fracturation au propane et celle au CO<sub>2</sub>.

<i>Puits</i>	<i>Sable</i>	<i>Type de fracturation (taille)</i>	<i>Date de test</i>	<i>Intervalle de paiement</i>	<i>Longueur effective de Fracturation (Conductivité)</i>	<i>Commentaire</i>
1	Cardium (gas)	CO <sub>2</sub> Liquide 6 Tonnes (13,000 lb)	03 Fev	26 ft	85 ft (90 mD-ft)	Non économique – suspendu
3	Cardium (gas)	GPL 32tonnes (66,000 lb)	03 Fev	14 ft	275 ft (980 mD-ft)	Economique

### I-1-3-2-Azote liquide

#### A. Vue d'ensemble

Généralement, la fracturation utilisant de l'azote a tendance à utiliser le gaz mélangé avec d'autres fluides: des brumes (mélanges composés de plus de 95% d'azote portant une phase liquide), des mousses (mélange composé d'environ 50% à 95% d'azote formé dans une phase liquide continue), ou des fluides sous tension (mélanges composés d'environ 5% à 50% d'azote).

L'azote liquide utilisé comme fluide de fracturation hydraulique est une technologie qui est encore assez nouvelle, mais elle a été appliquée pour la fracturation des formations de schiste.

La température extrêmement basse du fluide (-184 ° C à -195 ° C) entraînera des contraintes de traction thermique dans la face de la fracture. Ces contraintes dépassent la résistance à la traction de la roche, provoquant la fragmentation de la face de la fracture. Théoriquement, des fractures autoproposées peuvent être créées par le choc thermique d'un liquide extrêmement froid entrant en contact avec une formation chaude. À mesure que le fluide se réchauffe à la température du réservoir, son expansion d'un liquide à un gaz entraîne une augmentation approximative du débit de huit fois.

#### B. Description de la technique

Pour que l'azote soit pompé en toute sécurité dans un puits, l'ensemble du collecteur de surface et la tête de puits doivent être en acier inoxydable. Dans certains cas, les opérateurs peuvent utiliser des tubes spéciaux en fibre de verre pour protéger le boîtier des températures extrêmement basses.

**C. Avantages de la technique**

- L'utilisation de l'eau est complètement éliminée,
- Aucun additif chimique n'est requis,
- Réduction des dégâts de formation,
- Des chocs thermiques peuvent être générés par des fractures autonomes et nécessitent donc une réduction ou une élimination du proppant.

**D. Les inconvénients potentiels**

- Équipement spécial nécessaire pour manipuler en toute sécurité le liquide N<sub>2</sub>, en raison de la très faible température du fluide,
- Le coût plus élevé (l'utiliser des équipements spéciaux de pompage et de manutention),
- Difficile à mettre en œuvre lorsque l'azote liquide descendant dans le puits se réchauffera et deviendra un gaz ne pouvant donc pas transporter l'appuie. Même si une bonne isolation thermique est appliquée avec succès, l'azote devient un gaz très rapidement après avoir entré dans la formation, perdant ainsi toute capacité à placer l'appuie.

**E. Statut de l'application de la technique**

L'utilisation d'azote gazeux dans la fracturation est disponible dans le commerce et elle a été appliquée pour la fracturation des formations de schistes, mais son utilisation semble limitée. Ceci est probablement dû à ses coûts plus élevés.

**I-1-3-3-Hélium Liquide**

L'hélium est le deuxième élément le plus abondant de l'univers connu, après l'hydrogène, mais dans l'atmosphère, il ne se présente qu'à 5,25 parties par million au niveau de la mer et n'est que le 71<sup>ème</sup> élément le plus abondant de la croûte terrestre (8 parties par milliard). Dans les conditions standards, il est non toxique et ne joue aucun rôle biologique.

**A. Vue d'ensemble**

L'utilisation de l'hélium liquide comme fluide de fracturation est mentionnée dans très peu de sources.

Chimera Energy Corp a annoncé en 2012 le développement d'une technique de fracturation utilisant de l'hélium liquide.

**B. Avantages potentiels**

- L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée,

- Aucun additif chimique n'est requis,
- Aucun dégât de formation,

**C. Les inconvénients potentiels**

- Peut-être coûteux,
- Problèmes avec l'approvisionnement,
- Ne permet pas l'utilisation de proppants, donc une diminution de la conductivité de la fracture.

## **II- La stimulation par d'autres procédés physiques**

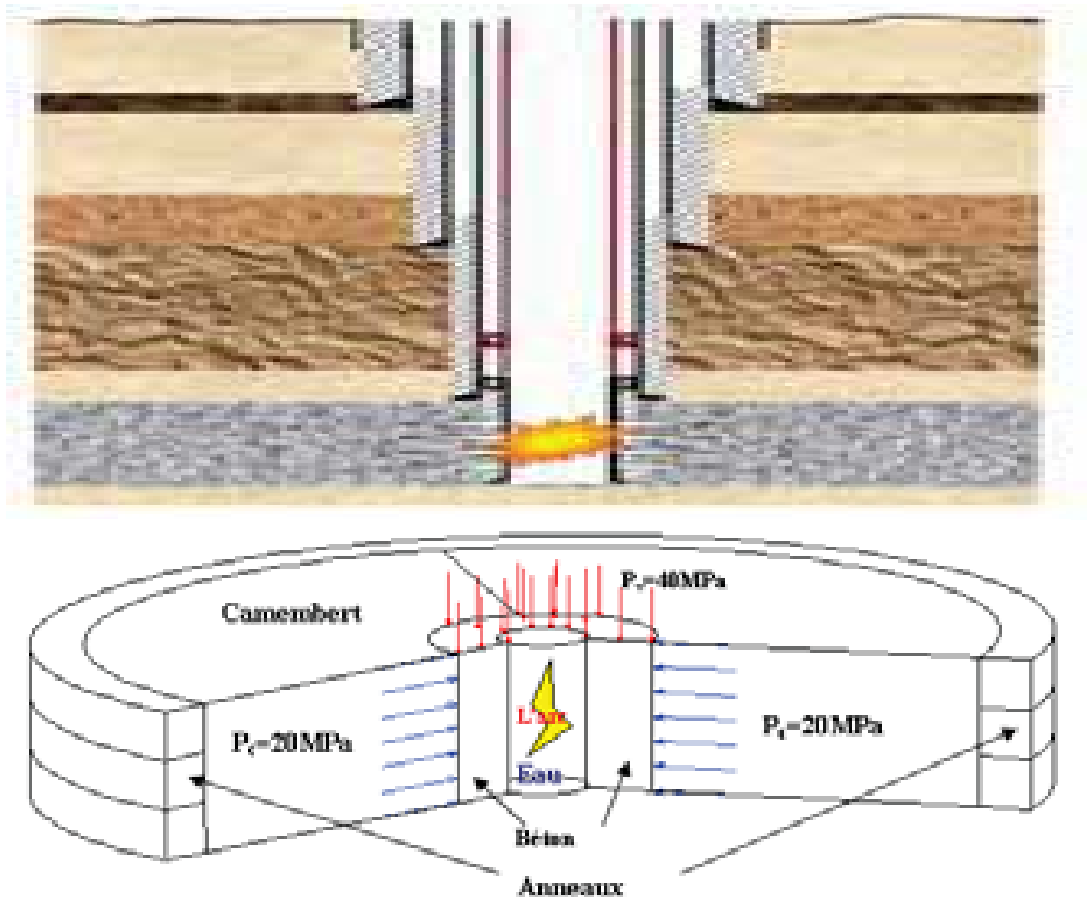
Deux autres pistes explorées doivent être mentionnées au moins à titre prospectif. Il s'agit de procédés électriques et thermiques.

### **II-1- La fracturation par arc électrique**

Il s'agit de passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau en sorte de créer un réseau très dense – plutôt que très étendu – de fissures. Cette technique a notamment été étudiée au laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour.

Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau. La durée de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits, la figure (II.6).





**Figure II.6:** Applications de chocs électriques dans un puits pétrolier, source: thèse de Wen Chen sur la fracturation électrique des géomatériaux (2010)

Total, qui a commandé des recherches sur la fracturation par arc électrique et déposé deux brevets à ce sujet en mars 2011, considère que ce n'est pas pour le moment une alternative viable à la fracturation hydraulique à base d'eau, notamment car elle ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits. Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications.

Si l'électro-fracturation permet de se passer de produits chimiques, elle implique la gestion d'installations électriques en surface. Ses conséquences sur l'environnement restent à étudier.

## II-2- Fractures thermiques (cryogéniques)

La fracturation peut être obtenue en utilisant un fluide plus froid que le réservoir. Cela créera des contraintes thermiques qui pourraient fracturer la roche. Même si un fluide est utilisé, il ne s'agit

pas strictement de fracturation hydraulique dans le sens traditionnel, car ce n'est pas la pression élevée du fluide et les taux d'injection élevés qui brisent la roche.

Plusieurs auteurs (Svendson, Wright; Charlez, Lemonnier) ont montré que des fractures provoquées thermiquement peuvent avoir lieu dans les applications de stimulation des réservoirs de pétrole et de gaz. Ils ont étudié différents cas où l'eau froide a été injectée dans des réservoirs chauds profonds avec un taux d'injection constant (sous la pression de collapsus de la formation). Après un certain temps, une forte augmentation de l'injection a été observée, comme si la formation avait été fracturée.

Très récemment, une technique de fracturation intéressante a été proposée, sur la base de l'injection de grandes quantités de CO<sub>2</sub> froid pour créer des contraintes thermiques qui conduisent à des fractures d'une grandeur significative. Cette technique, discutée plus en détails ci-dessous, est au stade du concept et a été proposée pour les réservoirs serrés.

#### **A. Description de la technique**

Selon (Mueller, Amro 2012), la réduction de la température ne serait pas suffisamment élevée pour obtenir les contraintes thermiques nécessaires pour provoquer des fractures au cours des premiers mois du processus. Au cours de cette période initiale, l'injection aurait lieu dans le régime dite "frac", c'est-à-dire l'injection à haute pression. L'injection de CO<sub>2</sub> se poursuivrait pendant plusieurs années, et la production de gaz ne commencerait que deux ans après le début du traitement. Grâce à l'injection continue, la température avant se propage, induisant un processus de fracturation en cours dans les régions de réservoir plus éloignées du puits.

#### **B. Avantages et inconvénients potentiels :**

- L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée,
- Aucun additif chimique n'est requis,
- Réduction des dégâts de formation (réduction de la perméabilité et du dommage de la pression capillaire en retournant à une phase gazeuse, sans gonflement),
- Améliorer la récupération du gaz en déplaçant le méthane adsorbé dans les formations de schiste.

#### **C. Les inconvénients potentiels**

- De grandes quantités de CO<sub>2</sub> liquide seraient nécessaires,
- Longtemps nécessaire: une injection de CO<sub>2</sub> devrait avoir lieu pendant plusieurs années, et la production de gaz ne commencerait que deux ans après le début du traitement.

**II-3-Découpe mécanique de la formation de schiste**

Coleman et Hester 2010 ont présenté une méthode pour éliminer la masse d'une formation entre deux puits de forage connectés à l'aide d'un câble de coupe flexible. Selon cette idée, deux puits sont forés et connectés; Un câble de coupe est inséré dans le premier puits et a pêché de la seconde. Enfin, le câble est à plusieurs reprises tiré en avant et en arrière. Cette action de sciage supprime le matériau de formation entre les puits de forage pour former une ouverture en forme de plan. Des brevets antérieurs ont été déposés proposant des méthodes pour éliminer des minéraux tels que le charbon à partir de coutures à l'aide d'un coupe-chaîne qui est tiré à travers la couture, par exemple à partir d'un tunnel foré en U. D'autres brevets présentant des idées similaires peuvent être trouvés, par exemple (Carter 2009).

En s'appuyant sur ces idées, un projet intéressant ("Nouveaux concepts pour le développement du gaz non conventionnel dans Shales, Tight Sands and Coalbeds") a été lancé et financé par le National Energy Technology Laboratory (NETL) 8 et réalisé par Carter Technologies entre 2008 et 2009 (Carter 2009).

L'objectif du projet était de développer une autre méthode de stimulation pour augmenter la production nette de gaz à partir des schistes tout en réduisant la quantité d'eau requise. Plus d'une douzaine de nouveaux concepts ont été évalués, y compris une méthode prometteuse (appelée Trépied) qui semble pouvoir couper des fentes de 100 pieds de profondeur tout au long d'un puits horizontal de 2500 pieds de long. Selon le rapport final du projet (Carter 2009), la méthode semble avoir un faible coût en capital et être suffisamment robuste pour résister aux rigueurs de l'environnement de forage du trou de descente.

Les coûts primaires de la méthode sont le temps de la plate-forme, le treuil et les matériaux des câbles abrasifs consommables. Le coût total des bénéfices de stimulation comparables est estimé à moins de la moitié du coût de la technologie de fracturation actuelle.

Il s'agit d'une technique spécialement développée pour les formations de schiste. La technique est à l'étape du concept et le projet attend actuellement un financement pour effectuer une démonstration dans un puits de test en 2009 (Carter 2009).

**A. Description de la technique**

Le Slot-Drill est une méthode de scie à câble avancée qui fonctionne comme une scie à métaux descendante, et donc mécaniquement simple. Un puits est foré à la profondeur dans la formation de la cible et un boîtier cimenté. Le trou est ensuite foré directionnellement pour se courber vers le haut en forme de "J" dans la formation de production. Le train de forage est récupéré à la surface et un câble abrasif est fixé à la pointe du foret. Un treuil sur la plate-forme tient une tension spécifique sur le câble lorsque le tuyau est abaissé dans le trou sous son propre poids. Une telle

tension amène le câble à serrer le rayon intérieur du trou incurvé. Le câble est déplacé d'avant en arrière, et ce mouvement coupe un chemin vers le haut du trou sur chaque course vers le bas. La force de coupe en tout point est fonction de la tension locale du câble et du rayon de courbure, de sorte que la forme de la coupe peut être adaptée dans une certaine mesure. La coupe est nominale vers le haut sur un chemin vertical, mais peut également être faite pour tourner horizontalement.

Une opération peut durer de 2 à 5 jours, en fonction de la profondeur de coupe souhaitée et de la dureté de la roche. Le fluide de forage circule à travers le tuyau de forage pour rincer les boutures à la surface. Les boutures abrasées sont des particules très petites et circulent facilement. Un outil spécial est également utilisé pour permettre à un dispositif de préchauffage standard de sceller le câble et le foret.

**B. Avantages potentiels**

- L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée,
- Aucun additif chimique n'est requis,
- Possible amélioration de la récupération du gaz total en place.

**C. Les inconvénients potentiels:**

- Aucun n'est identifié.

**II-4-Chauffage de la masse rocheuse**

Des technologies basées sur le chauffage des formations souterraines existent et ont été utilisées par l'industrie pétrolière pour de nombreuses applications, en particulier pour augmenter la récupération du pétrole ou pour augmenter la maturité thermique des matières organiques. Ces procédés peuvent par exemple utiliser de la vapeur (sans fracturation) dans des roches poreuses ou des radiateurs électriques.

(Kalaydjian et Goffé 2012) font valoir que l'un des principaux défis de cette technologie (si l'on utilise le chauffage électrique) serait sa rentabilité économique, ce qui dépendrait fortement du coût de l'électricité consommée et de l'efficacité de la production de gaz.

Statut de l'application technique.

**A. Description de la technique**

La roche est chauffée, par exemple par injection de vapeur ou par d'autres méthodes appropriées. Cela améliore la perméabilité du réservoir et / ou augmente la maturation thermique de la matière organique (kerogène) dans la formation.

## B. Raisonnement

(Kalaydjian et Goffé 2012) identifient deux mécanismes principaux par lesquels les effets du chauffage de la masse rocheuse pourraient avoir des effets bénéfiques:

- Changements minéralogiques,
- Changements dans la décomposition chimique du kerogène.

Le premier effet bénéfique possible de la chaleur est d'induire des changements minéralogiques. Un effet pertinent lorsque l'on considère les types de roches contenant de l'argile (comme les schistes) est la déshydratation. (Vidal et Dubacq 2009) ont démontré que la déshydratation peut effectivement produire jusqu'à 150 litres d'eau par mètre cube d'argile en place. L'espace laissé en état d'élimination de l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité. En outre, l'expansion thermique de la roche peut entraîner des changements bénéfiques dans la perméabilité.

Le deuxième effet souhaité du chauffage est la décomposition chimique des hydrocarbures lourds kérogène aux hydrocarbures légers. L'augmentation de température permet de dégrader certaines molécules de kerogène (dans le cas d'une maturation incomplète) et de favoriser la conversion d'hydrocarbures plus lourds en composés plus légers. Ces techniques sont particulièrement applicables dans le cas des schistes bitumineux. Les fluides et les gaz augmentent les pressions locales et permettent l'utilisation de microfissures existantes ou en créent de nouvelles. L'augmentation de la perméabilité est obtenue par des microfissures induites dans la roche.

## C. Avantages potentiels

- Utilisation de l'eau beaucoup réduite,
- Aucun additif chimique n'est requis.

## D. Les inconvénients potentiels :

- Aucun identifié. [10] [8] [15]

## III- avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Le tableau ci-dessous regroupe les avantages et inconvénients des principales techniques alternatives :

**Tableaux II.2:** avantages et inconvénients des techniques alternatives à la fracturation hydrauliques. [8]

La technique	Les avantages	Les inconvénients
<b>Multi-drain</b> : forer une multitude de petits drains latéraux à partir d'un puits pour augmenter la surface de contact	Faible usage d'eau Absence d'additifs	Le nombre de drains à forer serait trop élevé dans le cas des HNC.
<b>Découpe</b> : créer mécaniquement des fissures dans la roche		Au stade de recherche.
<b>Explosifs conventionnels</b> : Mise à feu d'un ergol qui libère du gaz à haute pression, ce qui permet la fracturation de la roche		Difficulté de stimuler un large volume de réservoir, Risques d'explosion en surface, Toxicité des résidus.
<b>Fracturation électrique</b> - <b>Arc</b> : créer une onde acoustique dans le puits à proximité du réservoir, à l'aide d'un arc électrique - <b>Autre procédé dit HPP</b> : envoyer des pulses de pression à partir du puits pour désagréger la roche		Au stade de la recherche, Ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits donc insuffisamment efficace.
<b>Fracturation au méthanol ou au diesel</b>		Risques en surface d'explosion, Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits.
<b>Stimulation au propane</b>	Pas d'usage d'eau,	Risques en surface

	Faible nombre voire absence d'additifs, Peu ou pas de réaction avec le substrat,	d'explosion, Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits.
<b>Usage d'hélium cryogénisé</b> comme fluide de base : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol	Pas d'usage d'eau	Au stade de la recherche, Coûts d'approvisionnement, Ne permet pas l'emploi de proppant,
<b>Usage d'azote</b> comme fluide de base	Pas d'usage d'eau, Faible nombre d'additifs.	Faible volume de réservoir stimulé, Ne permet pas l'emploi de proppant, Besoin de fortes capacités de compression.
<b>Usage de CO<sub>2</sub></b> comme fluide de base	Pas d'usage d'eau, Faible nombre d'additifs,	Faible volume de réservoir stimulé, Possible limitation de température, Coût du CO <sub>2</sub> , Dégagement de CO <sub>2</sub> , Risque de réaction avec le substrat (H <sub>2</sub> S par exemple).

<p><b>Usage de mousse</b> (émulsion stable entre eau et un gaz : CO<sub>2</sub> ou azote)</p>	<p>Réduire la quantité d'eau, Améliorer le transport du proppant, Meilleure pénétration dans la formation.</p>	<p>Besoin d'additifs (surfactants...), Besoin en transports plus importants, Nécessite l'usage de CO<sub>2</sub> (émissions), Coût du CO<sub>2</sub>, Risque de réaction du CO<sub>2</sub> avec le substrat (H<sub>2</sub>S par exemple), Besoin de fortes capacités de compression (azote), Risques associés à un stockage de gaz en surface.</p>
<p><b>Fracturation pneumatique</b> (air comprimé)</p>	<p>Pas d'usage d'eau</p>	<p>Transport d'air comprimé, Dans le cas de l'hélium: gaz rare.</p>



Lors de la stimulation hydraulique à l'aide d'un fluide de fracturation classique, les fluides de fracturation à base d'eau peuvent être piégés en phase liquide dans les pores de roche à côté des fractures en raison de la très faible perméabilité dans les formations de gaz et de schistes serrés. Ce phénomène s'appelle le piégeage en phase aqueuse et peut considérablement endommager la région près du puits de forage. Le blocage de l'eau peut nuire au succès de la fracturation hydraulique dans des réservoirs de gaz à faible perméabilité et a entraîné une perte significative de perméabilité relative due aux effets capillaires entre le fluide de traitement et les fluides du réservoir. Un autre problème pourrait être le gonflement des argiles qui réduisent également la perméabilité. Le fluide injecté pendant la fracturation hydraulique doit être compatible avec les formations pour éviter l'enflure.

D'autre côté, la fracturation hydraulique présente des risques environnementaux tels que l'affaiblissement et fragilisation des sous-sols, d'extraction, le risque de remontées des additifs chimiques dans les nappes phréatiques, augmentation des risques sismiques,..... etc. Ceci a conduit les sociétés pétrolières à s'intéresser à des techniques, de faibles coûts d'exploitation et surtout pour être réputées comme étant des techniques propres et donc écologiques.

Parmi ces techniques on peut citer:

- La fracturation par injection d'un fluide autre que l'eau, tel que du CO<sub>2</sub> supercritique, l'hélium, de l'azote ou d'une mousse,
- L'électro-fissuration, consistant à fissurer la roche sous l'effet d'un courant électrique,
- La fracturation thermique par modification de la température de la roche-mère.

D'après notre recherche bibliographique, certaines des techniques sont encore à un stade de recherche et d'expérimentation et demandent à être plus largement testées. Toutes les alternatives entamées dans ce travail tentent de diminuer significativement la consommation d'eau, de diminuer le nombre d'additif employés et/ou d'augmenter la production de gaz. A court terme, pour les opérations en cours et à venir, l'enjeu est avant tout de minimiser l'impact environnemental de la fracturation hydraulique tant pour les volumes traités que la qualité des eaux traitées.

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à ma fiancée et sa mère, à mes cher frère Fethi et Abdelkader. À toutes mes sœurs. Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Mechiche.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout:*

*Saïd, Omar, Issam, Mansour, Abdallah, Anouar, Omar Mamouni, Saddam, Badro.*

*Et Sans oublier mes collègues Hichem et Ismail*

*Ahmed MECHICHE*



*J'ai le grand honneur de dédier ce*

*Modeste travail*

*A ceux qui ont fait de moi Hichem*

*Mes parents "Fatima Zohra" et "Lakhder" qui m'ont aidés et  
encouragés beaucoup durant toutes mes études.*

*A Ma chère grand-mère HaLima*

*A mes chère frères "Mohamed Hakim et ma belle sœurs Ahlem*

*A toute ma famille "Tami ,Abdel kader , boumedién ,Koiuder ,Layla ,jamila*

*A tous mes amis A.E.K Anouer Omar et mes Trinôme*

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant*

*les moments difficiles*

*Haouari Hichem*



*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études*

*Haroun Ismail.*





Les gaz de schiste sont des mélanges d'hydrocarbures (principalement constitué de méthane) enfouis dans les roches sédimentaires argileuses, très peu perméables et très peu accessibles. Les roches mères se disposent en strates horizontales épaisses, entre 2 et 4 km de profondeur, et les hydrocarbures emprisonnés à l'intérieur des fissures ou des pores de la roche s'y trouvent en très faible concentration. Leur exploitation nécessite donc des techniques d'extraction spécifiques.

Actuellement, 99% de la production de gaz de schiste utilise la technique de fracturation hydraulique: un fluide – composé à 90% d'eau, 8 à 9,5% de sable et 0,5 à 2% d'additifs chimiques – est injecté à haute pression dans le puits. C'est la technique qui a été privilégiée jusqu'alors par l'industrie, en raison de l'abondance et du faible coût de la ressource en eau. Cette force peut devenir une faiblesse en fonction de l'environnement considéré, par exemple en milieu désertique (chaud ou froid), lorsque l'eau est difficilement accessible ou fait l'objet de conflits d'usage importants avec la consommation humaine ou animale, l'agriculture ou d'autres industries.

La fracturation hydraulique n'est donc pas toujours la technique la plus adaptée ni la plus efficace. Elle demeure néanmoins la technique la mieux connue, notamment du point de vue de ses conséquences environnementales, en raison d'un retour d'expérience important. Des techniques alternatives à la fracturation hydraulique existent, ces techniques n'utilisent pas des fluides à base d'eau. En effet, la plupart de ces techniques ne sont pour le moment qu'au stade de la recherche.

Le travail proposé au cours de ce mémoire s'inscrit dans cette optique vu que notre pays, dispose de ressources illimitées de gaz de schistes. L'objectif principal est de toutes les techniques alternatives à la fracturation hydraulique en discutant le principe de chacune et leurs avantages et leurs inconvénients.

Ainsi, au vu de nos objectifs, la présentation de ce mémoire sera faite en deux chapitres:

1. Le premier est consacrée à la présentation de quelques généralités sur la fracturation hydraulique notamment ses avantages et ses inconvénients.
2. Le deuxième chapitre est consacré à l'exposition de différentes techniques : les compositions de leurs fluides (GPL, CO<sub>2</sub>, Hélium....etc.). Une conclusion générale sera présentée à la fin de ce mémoire.

---

# Chapitre I :

## La fracturation hydraulique et ses impacts

---

# Chapitre II :

## Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique



---

# Introduction

---

# Conclusion

---

# Références bibliographiques

---

# Sommaire

<b>VRS :</b>	Volume de Roche Stimulée
<b>2-BE :</b>	2-butoxyéthanol
<b>EPA:</b>	l'Agence de protection de l'environnement américaine
<b>HAP :</b>	hydrocarbures aromatiques polycycliques
<b>SDWA :</b>	Safe Drinking Water Act
<b>LSEP</b>	Loi sur la salubrité de l'eau potable
<b>BTEX :</b>	Benzène Toluène, Ethylbenzène et Xylène
<b>UFIP:</b>	L'Union française des industries pétrolières
<b>R&amp;D :</b>	Recherche et développement
<b>GPL :</b>	le gaz de pétrole liquéfié
<b>NETL :</b>	National Energy Technology Laboratory
<b>HNC :</b>	Hydrocarbures Non Conventionnels
<b>DOE :</b>	Département de l'Énergie
<b>RPSEA :</b>	Research Partnership to Secure Energy for America

<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1</b> : fracturation hydraulique dans un forage horizontal.	03
<b>Figure I.2</b> : <i>Les contaminations probables de la fracturation hydraulique</i>	12
<b>Figure II.1</b> : <i>Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique</i>	13
<b>Figure II.2</b> : <i>l'eau comme un fluide de fracturation</i>	1
<b>Figure II.3</b> : <i>GPL comme un fluide de fracturation,</i>	15
<b>Figure II.4</b> : <i>Le propane en forme de gel</i>	18
<b>Figure II.5</b> : <i>Les étapes de fracturation au propane</i>	19
<b>Figure II.6</b> : <i>Applications de chocs électriques dans un puits pétrolier</i>	28

- [1] Fracturation hydraulique : techniques et évolution (CHNC : Centre Hydrocarbures Non Conventionnel) Mise à jour août 2015
- [2] B. Chibane , M. Bentchakal , N.Nedjari. « Gaz de schiste en Algérie: Aspect économique et environnemental »,2014.
- [3] Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France « Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France », Mars 2012.
- [4] R. Vially. G. Maissonnie. T. Rouaud (Hydrocarbures de roche-mère) Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013.
- [5] Jean-Claude LENOIR, Sénateur et M. Christian BATAILLE, député. ETUDE DE FAISABILITE. Rapport relatif aux « *Techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste* »2013
- [6] Henry A. Waxman, Edward J. Markey, Diana DeGette ., « Produits chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique».Rapport d'AVRIL 2011.
- [7] André PICOT Toxicochimiste.*Directeur de recherche honoraire CNRS* (bilan toxicologique & chimique l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mere par fracturation hydraulique)
- [8] M. Jean-Claude LENOIR, Sénateur et M. Christian BATAILLE, député. Rapport d'étape sur “ Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels”, 2013
- [9] GasFrac energy service INC (WaterLess Fracturing Technology SPE) October 12, 2010 Tyler, TX.
- [10] Joint Research Centre, technical reports ( An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production) Luca Gandossi 2013
- [11] M. Christian BATAILLE, député, et M. Jean-Claude LENOIR, sénateur Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) Senat janvier 2014.
- [12] <https://le-gaz-de-schiste.info/tag/fluoropropane/>
- [13] [https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/gaz-de-schiste-l-extraction-au-propane-defendue-par-montebourg\\_12255](https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/gaz-de-schiste-l-extraction-au-propane-defendue-par-montebourg_12255)
- [14] : eCORP Stimulation Technologies, LLC ecorpStim. ( Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale) . October 9th 2014 Paris, France
- [15] <https://www.senat.fr/rap/r12-640/r12-640.html>

# Remerciements

*Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.*

*Tous nos remerciements à notre Encadreur M<sup>lle</sup>: BOUHADDA Mebarqa pour ses conseils, orientations et sa disponibilité le long de l'élaboration de ce travail.*

*Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de notre faculté qui ont contribué à notre formation*

*Nous remercions également toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail en particulier nos amis.*

*MECHICHE AHMED, HOUARI HICHEM, HAROUN ISMAIL*





## ملخص

حالياً، يستخدم في 99% من إنتاج الغاز الصخري تقنية التكسير الهيدروليكي. ومع ذلك، هذه التقنية لها عيوبها التي تجعل منها طريقة خطيرة نظراً للعواقب البيئية التي تسببها على سبيل المثال استهلاك كميات كبيرة من المياه وتلوث هذه الأخيرة من المنتجات المستخدمة في السائل التكسير الهيدروليكي. في الحقيقة يوجد تقنيات بديلة لهذه التقنية، وهو ما نحاول التطرق إليه في هذا العمل من خلال إحصاء ومناقشة مبدأ ومزايا وعيوب هذه الطرق البديلة. من خلال البحث الذي قمنا به وجدنا أن معظم هذه التقنيات البديلة لا تزال في مرحلة البحث والتجريب، وتحتاج إلى اختبار على نطاق أوسع ولاحظنا أن جميعها تخفض في استهلاك المياه والحد من عدد المضافات المستخدمة و زيادة إنتاج الغاز. **الكلمات المفتاحية:** تقنية التكسير الهيدروليكي، سلبيات، طرق بديلة.

## Résumé

Actuellement, 99% de la production de gaz de schiste utilise la technique de fracturation hydraulique. Cependant, cette technique a des inconvénients qui la rendent dangereuse de point de vue de ses conséquences environnement par exemple la grande consommation d'eau et la contamination de cette dernière par les produits utilisés dans le fluide de fracturation hydraulique.

Des techniques alternatives à la fracturation hydraulique existent, l'objectif principal de ce travail est de les compter en discutant le principe de chacune et leurs avantages et leurs inconvénients.

D'après notre recherche bibliographique, certaines des techniques sont encore à un stade de recherche et d'expérimentation et demandent à être plus largement testées. Toutes les alternatives entamées dans ce travail tentent de diminuer significativement la consommation d'eau, de diminuer le nombre d'additif employés et/ou d'augmenter la production de gaz.

**Mots clés:** Fracturation hydraulique, inconvénients, techniques alternative.

## Abstract

Currently, 99% of shale gas production uses the hydraulic fracturing technique. However, this technique has disadvantages which make it dangerous from the point of view of its environmental consequences, for example the large water consumption and the contamination of the water by the products used in the hydraulic fracturing fluid.

Alternative techniques to hydraulic fracturing exist, the main aim of this work is to count them by discussing the principle of each and their advantages and disadvantages.

According to our bibliographic research, some of the techniques are still at a stage of research and experimentation and require to be more widely tested. All the alternatives in this work attempt to significantly reduce water consumption, reduce the number of additives used and / or increase gas production.

**Key words:** hydraulic fracuring, disadvantages, Alternative techniques.

Introduction général .....	01
<b>Chapitre I : La fracturation hydraulique et ses impacts</b>	
I – La fracturation hydraulique.....	02
1- Historique .....	02
2- Définition.....	02
3- Les compositions d'un fluide de fracturation hydraulique.....	03
II- Les impacts de la fracturation hydraulique.....	04
II-1 L'impact spécifique des additifs chimiques .....	04
A. Les produits cancérigènes.....	06
B. Les produits polluants des eaux potables.....	08
C. Polluants atmosphériques dangereux.....	10
II-2- Autres risques .....	10
<b>Chapitre II : Les techniques alternatives à la fracturation hydrauliques</b>	
I- Les techniques alternatives à la fracturation hydrauliques.....	14
I-1-La stimulation à partir d'un fluide sous pression autre que l'eau .....	14
I-1-1-La fracturation au GPL (gaz de pétrole liquéfié) .....	14
<b>A.</b> Vue d'ensemble de la fracturation du GPL .....	14
<b>B.</b> Comparaison entre la fracturation par l'eau et la fracturation au GPL.....	14
<b>C.</b> Les avantages du GPL .....	15
<b>D.</b> Les inconvénients.....	16
I-1-2- La stimulation au propane .....	16
A. Vue d'ensemble de la fracturation du GPL.....	19
B. Les avantages de cette technique.....	19
C. Les inconvénients de la technique.....	19
I-1-3- Fracturation aux fluides cryogéniques .....	19
I-1-3-1- CO <sub>2</sub> liquide .....	19
A. Vue d'ensemble .....	20
B. Description de la technique.....	20
C. Avantages de la technique.....	20

D. Les inconvénients potentiels .....	20
E. Statut de l'application technique.....	21
F. Comparaison entre la fracturation au propane et la fracturation au CO <sub>2</sub> .....	21
I-1-3-2-Azote liquide .....	22
A. Vue d'ensemble .....	22
B. Description de la technique .....	22
C. Avantages de la technique.....	23
D. Les inconvénients potentiels .....	23
E. Statut de l'application de la technique .....	23
I-1-3-3-Hélium Liquide.....	23
A. Vue d'ensemble .....	23
B. Avantages potentiels.....	23
C. Les inconvénients potentiels .....	24
II- La stimulation par d'autres procédés physiques.....	24
II-1- La fracturation par arc électrique .....	24
II-2- Fractures thermiques (cryogéniques).....	25
A. Description de la technique .....	26
B. Avantages et inconvénients potentiels .....	26
C. Les inconvénients potentiels .....	26
II-3-Découpe mécanique de la formation de schiste .....	27
A. Description de la technique.....	27
B. Avantages potentiels.....	28
C. Les inconvénients potentiels.....	28
II-4-Chauffage de la masse rocheuse .....	28
A. Description de la technique .....	28
B. Raisonnement .....	29
C. Avantages potentiels .....	29
D. Les inconvénients potentiels .....	29
III- avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique.....	29

Conclusion générale	33
Références bibliographiques	34