

République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Ecole Nationale Polytechnique
Département Génie Minier



Mémoire de Master en Génie Minier
Réalisé par : Yamanda HADDAD

**Etude de la qualité de l'eau et son importance pour l'utilisation dans
les fluides injectés lors de la stimulation d'une fracturation
hydraulique**

Proposé et encadré par :

Mme Souad Bentaalla-Kaced, MAA-ENP.

Mr Réda Tarabet NAG manager des ressources non-conventionnelles (Schlumberger).

Membres du jury :

Présidente du jury : Mme Samira Boutria, MAA-ENP.

Examineur : Mr Rezki Akal, docteur-ENP.

Remerciements :

Il m'est particulièrement agréable, avant d'entrer dans le vif du sujet, d'exprimer toute ma gratitude envers les personnes qui ont contribué, de près ou de loin à réaliser ce travail.

Je tiens particulièrement à exprimer ma plus grande gratitude à mes promoteurs :

Mme Souad Bentalaa, enseignante à l'école nationale polytechnique (ENP) de m'avoir proposé ce sujet de fin d'études (PFE). Je la remercie également pour la confiance qu'elle m'a accordée, pour son aide précieuse à tous les niveaux, ainsi que pour les nombreuses opportunités qu'elle m'a offertes au cours de ces mois.

Mr Réda Tarabet, responsable des ressources non conventionnelles à Schlumberger de m'avoir patiemment et généreusement accompagnée tout au long de ce projet, mais aussi pour sa disponibilité, son savoir et son expérience qu'il a bien voulu me transmettre. Je le remercie également de m'avoir procurée les documents utiles à mon projet.

Je remercie Mr Tayeb Khetib, field engineer à Schlumberger et mon mentor qui durant mon stage pratique chez Schlumberger à Hassi Messaoud au niveau de la base MD2, m'a été d'une aide précieuse. Ses conseils, ses directives m'ont permis de mener à bien mon travail.

Je remercie Mr Zouhir Mechden engineer incharge à Schlumberger, qui tout au long du stage a été présent et disponible, il m'a permis d'accomplir mon travail dans les meilleures conditions et il a examiné mon travail.

Sans oublier, ma gratitude à Mr Hamza Ferdjellah et Mr Achraf Djawida, field engineer à Schlumberger pour le temps qu'ils m'ont consacré, pour répondre à toutes mes questions, pour avoir examiné et apporter les corrections nécessaires à mon travail.

Je remercie vivement les membres du jury d'avoir accepté de juger mon travail.

Mes sincères remerciements à :

Mr Lotfi Aoul et Mr Zineddine Benkadem, coordinateurs des opérations à Schlumberger.

Mr Badreddine Gurziz, superviseur à Schlumberger.

Mr Oussama, Mr Messaoud, Mr Mabrouk et Mr Hadj Aissa, opérateurs à Schlumberger.

Mme Samia Zidi et Mr Hachmi responsables du laboratoire à Schlumberger.

Mr Aida Ben Aicha et Mr Adams ingénieurs chez Haliburton.

Dédicace :

Aujourd'hui, ici rassemblés auprès du jury, je prie dieu que cette soutenance sera signe de persévérance, de réussite et de fierté pour mes parents.

Je dédie ce projet de fin d'études à...

La mémoire de ma grand mère maternelle Nadja Bouaite enseignante de profession, qui m'a inculquée les bonnes valeurs et choyée durant toute sa vie. Mon bonheur aurait été comblé si elle était encore parmi nous. Que dieu te garde dans son vaste paradis.

Mes parents :

C'est aussi avec une immense joie que je dédie ce modeste travail à mes chers parents; ma mère Lynda Bouaite, mon père Saad-Eddine pour leur amour et le soutien qu'ils m'ont apportée tout au long de ma vie.

Mon frère Mehdi, son épouse Meryem et mon petit frère Malik, qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Ma très chère tante Dalila Khellaf et son mari Omar, mes très chers oncles Mokhtar, Sidou Bouaite et leurs épouses Nassima et Katia ainsi que mes cousins et cousines.

Tous les membres de ma famille, petits et grands, veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection.

Mes chères ami(e)s, Rafik Mansouri, Soumia Haddad, Mancef Zebireche, Yasmine Deeya Rabahi, Mhammed Hafez, Karim Kadem, Khirou Wafi, Farah Ibrahim, Fella Alioua, Nabil Ghouzali, Iman Malek, Chacha Malek, Imene Badreddine, Sarah Badreddine, Asma Chelha, Meriem Dib, Amina Abdellaoui, Halima Abdellaoui, Bessma Badreddine, Sabrina Belaidouni, Nazim Khider, Iness Afelfiz, Kawtar Lerari, Tayeb Khetib, Hamza Ferdjellah, Achraf Djawida, Wassila, Hidayette, Bouchra.

Toute ma promotion de l'école nationale polytechnique spécialité génie minier 2014/2015.

L'ensemble de mes enseignants de l'école nationale polytechnique (ENP) et l'école préparatoire sciences et technique d'Alger (EPSTA).

Yamanda Haddad

Table des matières :

Résumé.....	5
Introduction générale.....	6
I. Partie théorique.....	7
L'eau et la fracturation hydraulique.....	7
I.1 Introduction.....	7
I.2 Définition.....	8
I.3 Fonctionnement technique.....	8
I.3-1 Description du procédé.....	8
I.3-2 Composition et rôle du fluide de fracturation.....	10
I.4 Enjeux.....	11
I.4-1 Identification des risques réels.....	11
I.4-2 Usage et recyclage de l'eau.....	12
I.4-3 Recherche de techniques alternatives.....	13
I.5 Unités de mesure et chiffres clés.....	13
I.6 Passé et présent.....	14
I.7 Futur.....	14
I.8 Conclusion.....	15
II. Partie Pratique.....	16
II.1 L'analyse de l'eau.....	16
II.1.1 Densité.....	17

II.1.2 pH.....	17
II.1.3 Température.....	17
II.1.4 Concentration de chlorure [Cl ⁻].....	18
II.1.5 Concentration de fer [Fe ²⁺].....	18
II.1.6 Concentration de sulfate [SO ₄ ²⁻].....	19
II.1.7 Concentration de calcium [Ca ²⁺].....	20
II.1.8 Concentration de magnésium [Mg ²⁺].....	21
II.1.9 Concentration de bicarbonate [HCO ₃ ⁻].....	22
II.1.10 Masse volumique avec le pichnometer.....	23
II.2 Conclusion.....	23
Conclusion générale.....	24
Références bibliographiques.....	25
Annexes.....	26

Liste des figures :

Figure 1 : Litre d'eau requis par MMBTU d'énergie produite (U.S Ground Water Protection Council , 2010).....	7
Figure 2 : Du ciment est coulé autour de plusieurs tubages en acier de différentes tailles pour consolider les parois du puits de forage (Schlumberger,2009).....	8
Figure 3 : Exemple d'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste (Schlumberger, 2009).....	9
Figure 4 : Hydromètre (stage Schlumberger, 2015).....	17
Figure 5 : pH mètre (stage Schlumberger, 2015).....	17
Figure 6 : Titrateur de chlorure (stage Schlumberger, 2015).....	18
Figure 7 : Spectrophotomètre et un flacon contenant l'eau avec le Sulfaver (stage Schlumberger, 2015).....	19
Figure 8 : Mesure de la concentration de calcium $[Ca^{2+}]$ dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015).....	20
Figure 9 : Mesure de la concentration de magnésium $[Mg^{2+}]$ dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015).....	21
Figure 10 : Mesure de la concentration de bicarbonate $[HCO_3^-]$ dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015).....	22

Liste des tableaux :

Tableau 1 : Exemple de la liste des additifs employés par Range Ressources dans le gisement américain de Marcellus Shale (IFP Energies nouvelles, 2011).....	11
--	----

Résumé:

Un des gros problèmes de la fracturation hydraulique multi-stage réside dans les énormes volumes d'eau qui doivent être mobilisés pour les besoins de l'opération. Chaque puits en consomme environ 7 000 à 15 000 m³ d'où une forte réticence devant un usage perçu comme un gaspillage dans une région en manque d'eau.

L'eau est le seul fluide vecteur de la pression permettant de briser la roche et de transporter le sable. On doit impérativement privilégier de l'eau douce afin de dissoudre les sels contenus dans la roche-réservoir et pouvoir atteindre ainsi la roche mère qui contient les hydrocarbures.

Mots clé : Fracturation hydraulique, fluides de fracturation.

Abstract :

One big problem of multi-stage hydraulic fracturing lies in the huge volumes of water that must be mobilized for business purposes. Each well consumes about 7 000 to 15 000 m³ of which a strong reluctance to use perceived as a waste in an area in need of water.

Water is the only carrier fluid pressure to break rock and carry the sand. It is imperative privileged fresh water to dissolve the salts contained in the reservoir rock and thus be able to reach the parent rock that contains hydrocarbons.

keywords : Hydraulic fracturing, fracturing fluids.

ملخص :

من اكبر المشاكل التي يعرفها التكسير الهيدروليكي المتعدد المراحل , تكمن في الكميات الهائلة من المياه التي يجب تعبئتها وهذا لتنفيذ العملية. كل بئر يستهلك حوالي 7000 الى 15000 م³ , مما يعتبر تبدير كبير للماء في المناطق التي تعاني من الجفاف.

الماء هو السائل الوحيد الناقل للضغط , و بالتالي فهو يسمح بشق الصخور و نقل الرمل.

استعمال الماء العذب هو اذا الطريقة المثلى لتحليل الاملاح المعدنية المتواجدة في الصخور المكمن و منه الوصول الى الصخرة الام التي تحتوي الهيدروكربونات.

الكلمات المفتاحية : التكسير الهيدروليكي، سوائل التكسير الهيدروليكي.

Introduction générale :

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4,5% de sable et d'approximativement 0,5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre.

L'eau est le fluide vecteur de la pression permettant de briser la roche et de transporter le sable. L'eau douce est privilégiée pour dissoudre les sels contenus dans la roche-réservoir et faciliter l'accès aux hydrocarbures.

son importance pour l'utilisation dans les fluides injectés lors de la stimulation d'une fracturation hydraulique requiert une étude de la qualité, d'où l'analyse de l'eau.

Le présent rapport est subdivisé en deux parties :

Partie théorique : L'eau et la fracturation hydraulique.

Partie pratique : Cas réel étudié dans les laboratoires de Schlumberger où on a effectué une analyse d'eau pour un client.

I. Partie théorique :

L'eau et la fracturation hydraulique

I.1 Introduction :

Recourir à la fracturation hydraulique pour extraire du gaz naturel nécessite très peu d'eau par rapport à certaines autres sources d'énergie. Par exemple, la production de gaz de schiste dans le monde requiert en moyenne moins d'eau que tout autre combustible fossile et considérablement moins d'eau que l'énergie nucléaire.

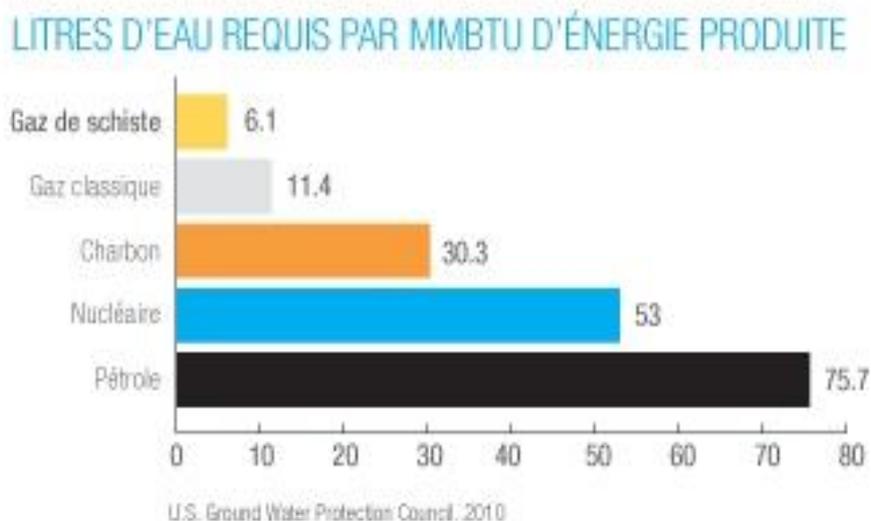


Figure 1 : Litre d'eau requis par MMBTU d'énergie produite (U.S Ground Water Protection Council , 2010)

La quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique d'un puits sera d'environ 13 000 mètres cubes. Cela semble considérable, mais à titre de comparaison, c'est à peu près l'équivalent de la quantité d'eau qui passe sous un pont en une seconde. Ainsi, la quantité d'eau nécessaire annuellement pour la production du gaz naturel est inférieure à la quantité d'eau utilisée en une année pour le lavage des voitures ou l'arrosage des terrains de golf.

De plus, puisque la fracturation hydraulique dans les formations de schistes profonds s'effectue à des centaines ou des milliers de mètres sous la nappe phréatique – séparée par des couches multiples de roc étanche –, l'eau de fracturation ne remonte pas vers la nappe phréatique (Daniel Arthur, J and David, B, 2009).

I.2 Définition :

La fracturation hydraulique est une technique de fracturation des formations géologiques à faible perméabilité par l'injection d'un fluide à haute pression. Elle permet entre autres d'extraire des hydrocarbures dits non conventionnels, piégés dans des roches peu poreuses et peu perméables (ex : gaz de schiste, gaz de réservoir compact, etc.).

Bien que connue par les professionnels du secteur pétrolier depuis plus de 60 ans, cette technique fait l'objet d'une médiatisation récente. Elle est controversée en raison des impacts environnementaux auxquels elle a été associée aux États-Unis. La fracturation hydraulique est utilisée chaque année dans des dizaines de milliers de forages d'hydrocarbures dans le monde.

I.3 Fonctionnement technique :

I.3-1 Description du procédé :

La technique de fracturation hydraulique consiste à injecter un mélange d'un fluide (généralement de l'eau, cas qu'on retiendra dans la suite de la fiche), de sable et d'additifs chimiques sous haute pression (de l'ordre de 300 bar à 2 500 m de profondeur) dans des roches peu poreuses et peu perméables afin de les fracturer. Le mélange de gaz ou d'huile remonte à la surface ainsi qu'une partie de l'eau et des additifs injectés.

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

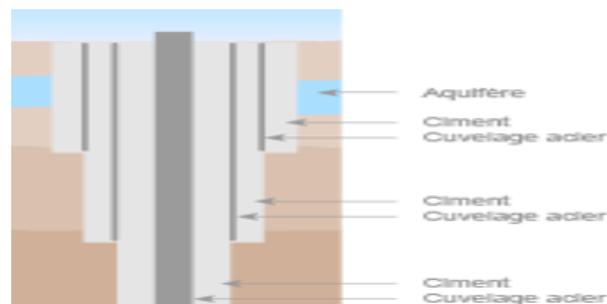


Figure 2 : Du ciment est coulé autour de plusieurs tubages en acier de différentes tailles pour consolider les parois du puits de forage (Schlumberger,2009)

Avant de procéder à la fracturation hydraulique, une série de trous de faible diamètre (moins de 12 mm) est percée le long du tubage horizontal par détonation d'une petite charge d'explosifs (Dums, R and Wind, J, 2012).

Ces trous permettent le contact du fluide de fracturation sous forte pression avec la roche qui est fracturée et maintenue ouverte par le sable et les adjuvants chimiques. Les fissures de la roche mesurent quelques millimètres de large et se propagent sur des dizaines de mètres dans la couche forée.

L'injection du fluide de fracturation peut durer quelques heures à quelques jours. Il est possible de répéter plusieurs fois le processus de fracturation sur un même puits afin de réactiver un réseau de fissures lorsque la production de ce puits diminue. On qualifie cette opération de « multifracking ».

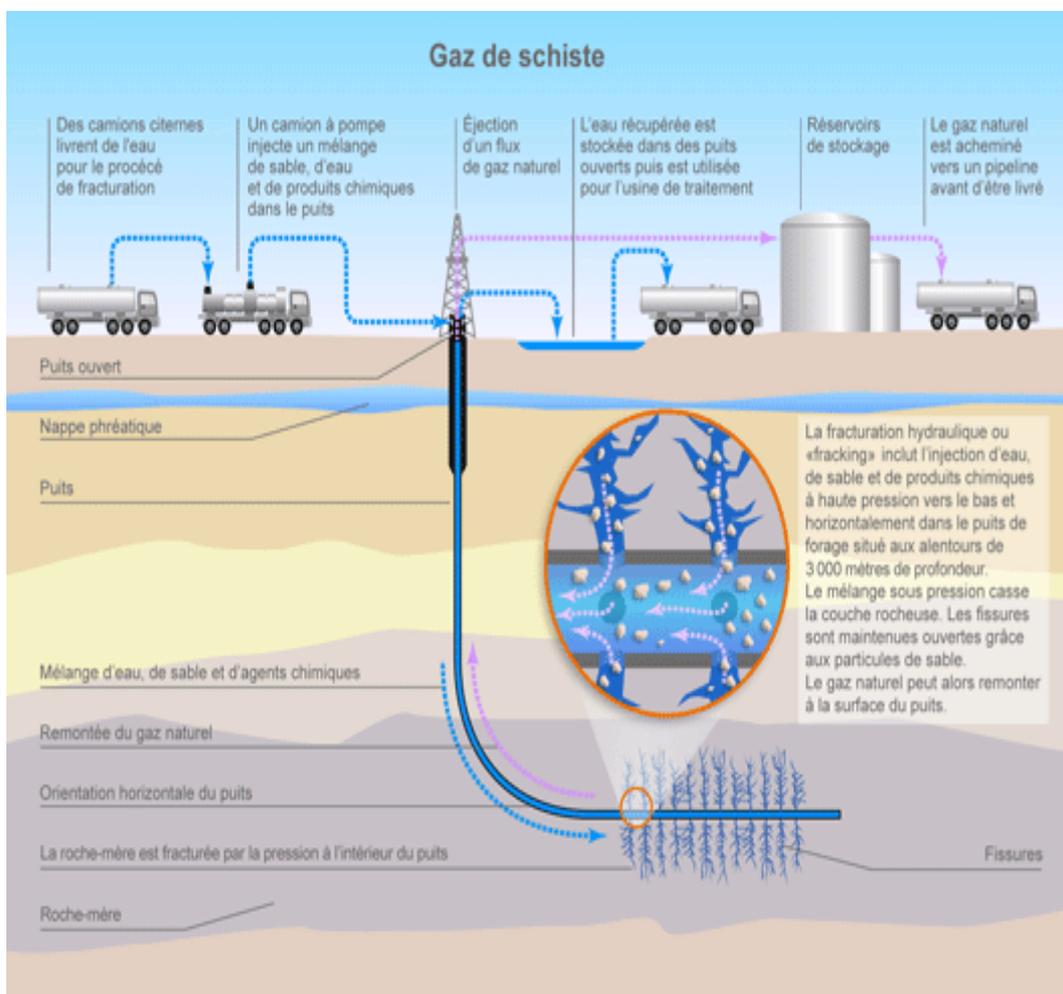


Figure 3 : Exemple d'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste (Schlumberger, 2009)

I.3-2 Composition et rôle du fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4,5% de sable et d'approximativement 0,5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre (Green, C, 2012).

L'eau est le fluide vecteur de la pression permettant de briser la roche et de transporter le sable. L'eau douce est privilégiée pour dissoudre les sels contenus dans la roche-réservoir et faciliter l'accès aux hydrocarbures.

Le sable est utilisé comme « agent de soutènement » (proppant en anglais) : il s'insère dans les fissures ouvertes et a pour effet d'empêcher la roche de se refermer. La couche géologique devient alors poreuse, ce qui facilite l'écoulement des gaz et huiles jusque-là emprisonnés dans la roche peu poreuse, y compris lorsque l'injection d'eau sous pression est interrompue. Le sable peut être remplacé par d'autres agents de soutènement tels que des billes de verres, de métal, de céramique ou de résine (Kenneth, G and Nolte, 1989).

La quantité et la nature des produits chimiques varient d'un réservoir à un autre selon les caractéristiques du milieu à fracturer (profondeur, température, perméabilité, porosité, etc.). Ces produits sont principalement de 4 types :

- des biocides ou désinfectants pour éliminer l'activité bactérienne de la couche rocheuse ou de l'eau injectée en profondeur ;
- des réducteurs de friction pour faciliter la circulation de l'eau et diminuer la consommation de fluide et d'énergie induite ;
- des gélifiants ou épaississants pour accroître la viscosité de l'eau, garder le sable en suspension et le transporter jusque dans les fissures les plus éloignées ;
- des produits permettant de casser « l'effet gélifiant » des produits précédents, avec un effet décalé dans le temps afin que le retrait du fluide vers la surface (une fois le pompage terminé) cesse d'entraîner le sable ayant vocation à rester dans les fissures de la roche.

Ces additifs sont très dilués et certains d'entre eux sont d'usage courant.

La composition du fluide de fracturation est parfois restée inconnue dans le passé, sous couvert du secret industriel, ce qui a renforcé les inquiétudes du grand public. En 2010, le Sénat américain et l'association américaine pour la protection de l'environnement (EPA) ont demandé aux 9 grands opérateurs utilisant la fracturation hydraulique de publier la liste des produits chimiques utilisés dans leur « cocktail » de fracturation. La législation américaine impose désormais aux compagnies de communiquer la liste des additifs utilisés.

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

Tableau 1 : Exemple de la liste des additifs employés par Range Ressources dans le gisement américain de Marcellus Shale (IFP Energies nouvelles, 2011)

I.4 Enjeux :

I.4-1 Identification des risques réels :

La pollution et la contamination de nappes phréatiques imputées à des fracturations hydrauliques aux États-Unis a suscité l'inquiétude du grand public. Cette inquiétude a été exacerbée par le film « Gasland » montrant une flamme se former lorsqu'un utilisateur ouvre l'eau dans son évier et en approche un briquet. L'administration américaine a montré dans un de ces cas que la fuite de gaz était due à un défaut de cimentation du puits qui avait été sanctionné. Dans les autres cas, il s'agissait de méthane « biogénique » résultant de la dégradation naturelle de matière organique présente dans l'aquifère.

D'autres cas de contamination de nappes phréatiques identifiés sont dus à des défauts d'étanchéité des puits et non à la remontée des produits chimiques.

Ceux-ci sont généralement injectés entre 1 500 et 3 000 m de profondeur au niveau de la couche rocheuse, bien plus profondément que les nappes phréatiques et aquifères potables qui affleurent la surface terrestre (jusqu'à 500 m de profondeur). Or, les fissures dues à la fracturation hydraulique ne s'étendent sur des distances inférieures à 100 m. Notons que les couches rocheuses sont parfois naturellement fissurées.

Le risque sismique de certaines fracturations a également été avancé, en particulier suite à plusieurs tremblements de terre de faible ampleur stimulés en Suisse par un forage géothermique et au Royaume-Uni par l'exploitation de gaz de schiste. La propagation des fissures dans la couche rocheuse fracturée libère effectivement de l'énergie mais celle-ci serait en moyenne équivalente à celle de la chute d'un livre sur une table. Dans les deux cas signalés, le séisme provenait d'une remobilisation d'une faille préexistante. Une reconnaissance géophysique du sous-sol permet d'éviter ce risque (Martin T, 2007).

I.4-2 Usage et recyclage de l'eau :

Entre 10 000 et 15 000 m³ d'eau (soit 10 à 15 millions de litres) sont nécessaires pour le forage de chaque puits d'exploitation de gaz de schiste (chaque forage de puits inclut en moyenne 10 fracturations), soit l'équivalent du volume de quatre piscines olympiques. Près d'un tiers du volume d'eau total utilisé par puits est utilisé pour le forage, le reste étant spécifiquement utilisé pour la fracturation hydraulique.

L'origine de l'eau constitue une problématique importante : si elle est prélevée dans un milieu naturel, il faut veiller à ne pas en perturber l'équilibre. Des conflits liés à l'arbitrage de son usage peuvent se développer, par exemple entre les exploitants d'un champ et des agriculteurs ou d'autres industries consommatrices. Pour éviter ces conflits d'usage, les opérateurs cherchent à utiliser des ressources en eau non potable provenant d'aquifères salins.

Après l'opération de fracturation hydraulique, seul un tiers du fluide remonte en moyenne à la surface (les taux de remontée de l'eau peuvent varier entre 10% et 80%). Le traitement de cette eau doit permettre de la rendre à nouveau disponible pour d'autres usages.

Une attention particulière doit être portée au traitement de minéraux présents dans le gisement qui sont lessivés par l'eau de fracturation (métaux lourds, matériaux radioactifs, etc.).

I.4-3 Recherche de techniques alternatives :

En France, la loi du 13 juillet 2011 interdit la technique de fracturation hydraulique mais autorise la recherche de techniques alternatives. Plusieurs autres fluides pourraient se substituer à l'eau (propane liquide, gaz carbonique, etc.).

A l'heure actuelle, seule la fracturation au propane liquéfié est une technique mûre : à ce jour, 1 500 fracturations ont été faites au propane. Les problèmes de sécurité liés au propane font l'objet d'une attention particulière.

D'autres techniques alternatives sont envisagées :

- la fracturation au CO₂ : technique utilisant le gaz carbonique sous sa forme supercritique entre le gaz et le liquide pour fracturer la roche, elle est coûteuse et techniquement compliquée.
- la fracturation électrique : technique consistant à créer des ondes de chocs par le biais d'arcs électriques, testée en laboratoire, encore peu efficace et énergivore.
- la fracturation pneumatique : technique consistant à injecter de l'air comprimé en grande quantité pour fracturer la roche, efficace mais nécessitant une très importante quantité d'air.
- la fracturation par chocs thermiques : technique consistant à fracturer la roche par l'injection d'eau froide en profondeur.

Ces dernières techniques restent en phase de recherche en laboratoire à l'heure actuelle. Parallèlement, la technologie de fracturation hydraulique a progressé significativement ces dernières années, permettant de réduire la consommation d'eau et de produits chimiques.

I.5 Unités de mesure et chiffres clés :

Le gradient de fracturation : pression à laquelle fracturer une formation géologique en fonction de sa profondeur et de la densité des couches la surplombant. Ainsi, si le gradient de fracturation d'un gisement est fixé à 15 kPa/m (gradient calculé en fonction la densité), à 2 000 m de profondeur, une pression de 30 MPa (soit 300 bar) doit être appliquée pour fracturer la roche (Laura, A, Opuku, D, Peggy, W, 2011).

- La fracturation hydraulique a été employée à ce jour dans près de 1,5 millions de puits dans le monde. Aux États-Unis, près de 500 fracturations sont réalisées chaque semaine.
- Le forage d'un puits nécessite en moyenne l'usage de 10 à 15 millions de litres d'eau et jusqu'à 2 000 tonnes de sables. A titre de comparaison, une collectivité de 12 000 habitants consomme en moyenne 5 millions de litres d'eau par jour.

I.6 Passé et présent :

Cette technique est utilisée pour faire éclater du granite dans des carrières dès la fin du XIX^e siècle et est employée par l'industrie pétrolière depuis la fin des années 1940. La première fracturation hydraulique sur un champ gazifière a été opérée en 1947 dans le Kansas aux États-Unis. Dans les années 1970, cette technique s'étend dans le reste du pays puis en Europe. Des agents de soutènement alternatifs au sable sont alors testés.

La fracturation hydraulique sert à l'origine à augmenter la productivité de gisements conventionnels d'hydrocarbures en reproduisant des phénomènes naturels (pression provenant de roche magmatique, de boue, etc.). L'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels occlus dans des roches peu poreuses, en forte expansion ces dernières années, nécessite de briser la roche grâce à la fracturation hydraulique. Cette technique est couramment associée à la technique de forage horizontal depuis le début des années 1990.

I.7 Futur :

Pour que la fracturation hydraulique soit mieux acceptée, les industriels y ayant recours doivent démontrer que celle-ci est susceptible d'être opérée sans risques de pollution (contamination de nappes, émissions de gaz à effet de serre en surface, etc.). Cette démonstration passe notamment par une rigueur dans la constitution des forages, indépendamment du type d'hydrocarbures exploité. Les recherches menées par différents industriels devraient permettre d'améliorer les techniques existantes et de disposer à moyen terme de techniques alternatives à la fracturation hydraulique, dont il faudra mesurer les coûts et avantages.

I.8 Conclusion :

La fracturation hydraulique vise à augmenter ou rétablir la vitesse à laquelle les fluides gras (pétrole), liquides (eau) ou gazeux peuvent être extraits d'un réservoir souterrain rocheux, dont (c'est de plus en plus le cas) les réservoirs d'hydrocarbures dits non-conventionnels. Dans ce cas, les réservoirs sont des lits ou couches de charbon ou de schistes n'ayant pas pu être exploités par les méthodes conventionnelles. La fracturation hydraulique permet d'extraire du gaz naturel et du pétrole à partir de formations géologiques profondes (5 000 à 20 000 pieds, 1 à 4 voire 5 km souvent).

À cette profondeur, la chaleur et la pression permettent la libération d'une faible partie des hydrocarbures piégés, mais la faible perméabilité du substrat et de la matrice s'opposent à la circulation jusqu'au puits de forage du gaz naturel et/ou d'hydrocarbures gras tels que le pétrole à une vitesse permettant de rentabiliser le puits par la vente de ces substances. Dans le cas des schistes profonds dont la perméabilité naturelle est extrêmement faible (mesurée en micro darcy voire en nano darcy), fracturer des portions très importantes de couches de schiste est le seul moyen rentable d'en extraire les gaz qui y sont piégés, en très faible quantité par mètre cube de schiste. La fracturation d'une couche ciblée de roche (riche en matière organique, renfermant donc de faibles quantités d'hydrocarbures), fournit un chemin conducteur ouvrant au drainage vers le puits une plus grande surface du « réservoir ». On peut répéter le processus, plusieurs dizaines de fois éventuellement, à partir d'un même puits pour tenter de réactiver le réseau de fissures quand la production du puits diminue.

II. Partie Pratique :

II.1 L'analyse de l'eau :

Dans le cadre d'une fracturation hydraulique le client nous a apporté un échantillon d'eau venant d'une source qui se trouve a quelques centaines de mètres du puits pour l'analyser, A fin d'utiliser les additifs adéquats.

Pour cela, on procède a une série d'analyse et de mesures :

- **Densité.**
- **ph.**
- **Température.**
- **Concentration de Chlorure [Cl⁻].**
- **Concentration de fer [Fe²⁺].**
- **Concentration de Sulfate [SO₄²⁻].**
- **Concentration de Calcium [Ca²⁺].**
- **Concentration de Magnésium [Mg²⁺].**
- **Concentration de Bicarbonate [HCO₃⁻].**
- **Masse volumique avec le pichnometre.**

On prend 500 ml d'eau pour l'analyser :

II.1.1 Densité :



Figure 4 : Hydromètre (stage Schlumberger, 2015)

On utilise l'hydromètre, on peut lire 1.002.

$d=1.002$.

II.1.2 pH :



Figure 5 : pH mètre (stage Schlumberger, 2015)

On utilise le pH-mètre, on peut lire $\text{pH}=7.5$

II.1.3 Température :

A l'aide du thermomètre, la température $T=21,8^{\circ}\text{C}$.

II.1.4 Concentration de chlorure [Cl⁻]:



Figure 6 : Titrateur de chlorure (stage Schlumberger, 2015)

On utilise le titrateur de chlorure, on plonge la languette dans l'eau et après quelques minutes, on lit la valeur 1.6, dans le tableau cette valeur lue correspond avec la valeur 278 mg/l.

[Cl⁻]=278 mg/l.

II.1.5 Concentration de fer [Fe²⁺]:

On prend 10ml d'eau puis on les dilue avec un facteur de 10 (10 ml puis on complète jusqu'à 100 ml avec de l'eau distillée), en suite on prélève 10 ml de cette solution pour les mettre dans un petit flacon, on répète cette manipulation pour un autre flacon ou on rajoute le Ferover.

On introduit le premier flacon dans le spectrophotomètre programmé pour 3minutes, après ces 3 minutes, on introduit le flacon qui contient le Ferover.

Le SPM affiche :

[Fe²⁺]=2.4 mg/l.

II.1.6 Concentration de sulfate $[\text{SO}_4^{2-}]$:



Figure 7 : Spectrophotomètre et un flacon contenant l'eau avec le Sulfaver (stage Schlumberger, 2015)

On prélève 20 ml d'eau dilué, 10ml dans un premier flacon et 10ml dans le second à qui on rajoute le Sulfaver, on introduit le premier flacon dans le spectrophotomètre.

On le programme pour 5 minutes ensuite on introduit le second qui contient le Sulfaver.

Le SPM affiche : $[\text{SO}_4^{2-}] = 55 \text{ mg/l}$.

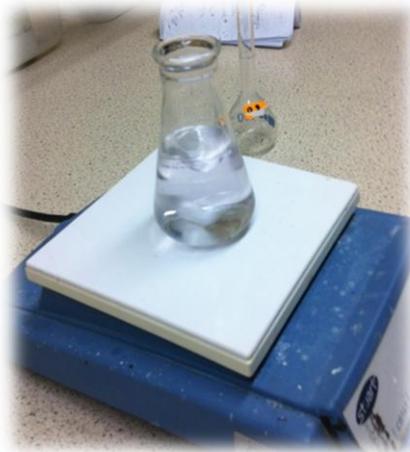
II.1.7 Concentration de calcium [Ca²⁺] :



hydroxide de
Potassium



Titrateur EDTA
(N=0.8)



Agitateur



Avant titrage couleur
violette



Après titrage couleur
rose

Figure 8 : Mesure de la concentration de calcium [Ca²⁺] dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015)

On prend 10 ml d'eau dilué avec un facteur de 10 dans un erlenmeyer, on rajoute 2ml d'Hydroxide de Potassium et le Calver, on obtient une couleur violette.

on place l'erlenmeyer sur l'agitateur et on titre avec (EDTA N=0.8). Quand la couleur change et vire vers le rose la valeur atteinte est de 29 digits (0.036ml).

1ml correspond 805.55 Digits.

$$[Ca^{2+}] = \frac{\text{ml of EDTA} * \text{molarity of EDTA used} * 40100}{\text{simple size}}$$

simple size : le volume non dilué.

$$[Ca^{2+}] = 0.036 * 0.8 * 40100 / 10 = 115.48 \text{ mg/l.}$$

II.1.8 Concentration de magnésium $[Mg^{2+}]$:

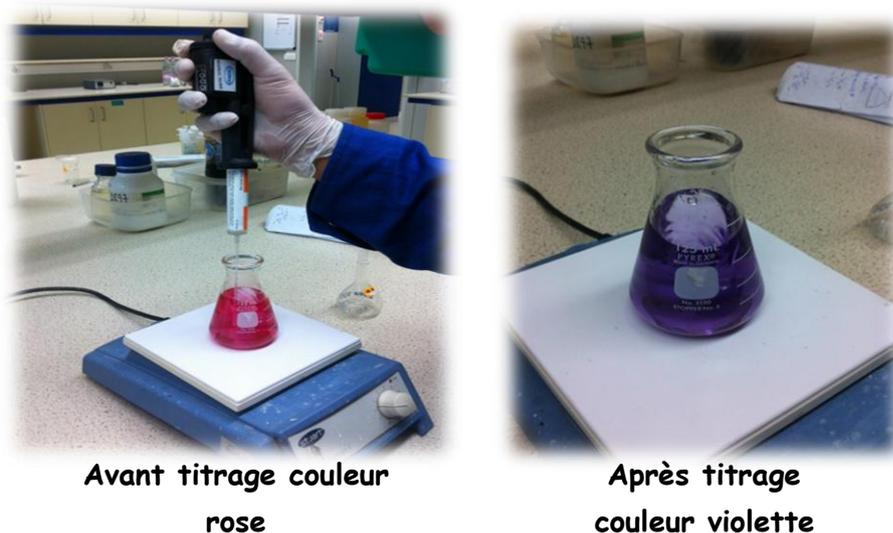


Figure 9 : Mesure de la concentration de magnésium $[Mg^{2+}]$ dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015)

On prélève 10 ml d'eau dilué dans un erlenmeyer, on rajoute 1ml de Total Hardness Buffer (excité la réaction) et le Manver, on obtient une couleur rose.

On place l'erlenmeyer sur l'agitateur et on titre avec (EDTA N=0.8). Quand la couleur change et vire vers le violet la valeur atteinte est de 60 digits (0.075ml).

$$[Mg^{2+}] = \frac{\{[(\text{ml of } 0.025 \text{ M EDTA for } [Mg^{2+}]) - (\text{ml of } 0.025 \text{ EDTA for Ca})] * \text{MEDTA} * 24340\}}{\text{simple size}}$$

II.1.9 Concentration de bicarbonate $[HCO_3^-]$:



**Acide Sulfurique
(N=0.16)**



**Après titrage
couleur bleu**

Figure 10 : Mesure de la concentration de bicarbonate $[HCO_3^-]$ dans une analyse d'eau (stage Schlumberger, 2015)

On prélève 100 ml d'eau dans un erlenmeyer, on rajoute Halover, on obtient la couleur verte.

On place l' erlenmeyer sur l'agitateur et on titre avec l'Acide Sulfurique (N=0.16).

Quand la couleur change et vire vers le bleu la valeur atteinte est de 860 digits (1.075ml).

$$[HCO_3^-] = \frac{\text{Digit}}{800} * \frac{N \text{ Acide sulfurique} * 61000}{\text{simple size}}$$

$$[HCO_3^-] = 860/800 * 0.16 * 61 * 1000/100 = 104.92 \text{ mg/l.}$$

II.1.10 Masse volumique le pichnometer :

On pèse le pichnometre vide et rempli :

$$W_{ep}=33.146\text{gr.}$$

$$W_{fp}=83.622\text{gr.}$$

Après on calcul la densité :

$$\rho=(W_{fp}- W_{ep})/50\text{ml}=(84.422-33.146)/50=1.0015\text{g/cm}^3.$$

II.2 Conclusion :

L'eau est l'élément le plus important dans la fracturation hydraulique, elle est relativement peu coûteuse et largement disponible dans la plupart des régions du monde; cependant, la qualité de l'eau ne correspond pas parfois aux normes minimales exigées pour la fracturation. C'est pour cela qu'une analyse est obligatoire à fin d'assurer une fracturation hydraulique faite dans les règles de l'art, ainsi nous permettra d'éviter les anomalies causées directement ou indirectement par cette eau de qualité médiocre.

Conclusion générale :

La fracturation hydraulique nécessite de plus grandes quantités d'eau qu'un forage classique : pour un puits, on en injecte en moyenne de 10 000 à 20 000 m³. Il faut donc disposer d'importantes ressources en eau pendant les opérations de fracturation qui durent en moyenne trois semaines. La réduction des quantités d'eau nécessaires est une des principales pistes de recherches actuelles des sociétés pétrolières.

Cependant, la qualité de l'eau ne correspond pas parfois aux normes minimales exigées pour la fracturation. C'est pour cela qu'une analyse est obligatoire à fin d'assurer une fracturation hydraulique faite dans les règles de l'art, ainsi nous permettra d'éviter les anomalies causées directement ou indirectement par cette eau de qualité médiocre.

Selon le type de réservoir, 20 à 80 % de l'eau injectée ressort lors des premières années de production.

Il est donc indispensable de pouvoir traiter l'eau qui remonte du puits. Elle s'est en effet chargée de divers éléments (particules solides, molécules d'hydrocarbures, sel...) lors de son passage dans la roche-mère. Les sociétés pétrolières ont développé des moyens de traitement performants pour les éliminer ainsi que les additifs afin de pouvoir réutiliser jusqu'à 90 % de l'eau reproduite. L'utilisation de l'eau de mer est aussi possible, ce qui évite d'utiliser des eaux douces.

Les sociétés pétrolières étudient la possibilité d'utiliser des aquifères salins profonds (eaux impropres à la consommation) comme nouvelle source d'approvisionnement.

Les eaux traitées peuvent alors servir pour réaliser une nouvelle fracturation hydraulique.

Références bibliographiques :

- Daniel Arthur, J and David, B., 09 juillet 2009. Environmental Best Practices For Shale Gas Development, Présenté à : Independent Oil and Gas Association of New YorkFindley Lake, NY.
- Dums, R and Wind, J., 17 juillet 2012. Water Usage Considerations, National Petroleum Council Future Transportation Fuels Study Topic Paper.
- Green, C., 2012. Shale Gas Background Note.
- Ground Water Protection Council., avril 2009. Modern Shale Gas, Development in the United States : A Primer U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory.
- Kenneth, G and Nolte., 1989. "Reservoir Stimulation", Economides M.J, Third Edition.
- Laura, A, Opuku, D, Peggy, W., février 2011. Global Shal Gas Study.
- Martin T., 2007. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Economides M.J, (University of Houston).

Annexes :

MMBTU :

MBTU est utilisé comme une unité de mesure standard pour le gaz naturel, elle fournit une base pratique pour comparer le contenu énergétique des différentes qualités de gaz naturel et d'autres combustibles.

Un pied cube de gaz naturel produit environ 1000 BTU, de sorte que 1000 pieds cubes de gaz est comparable à 1 MBTU. MBTU est parfois exprimée en MMBTU, qui est destiné à représenter un millier de mille BTU.

EDTA :

L'EDTA (Éthylène Diamine Tétra-Acétique), ou acide éthylène diamine tétraacétique, est un acide diaminotétracarboxylique de formule $C_{10}H_{16}N_2O_8$.

L'EDTA comporte six sites basiques, quatre correspondant aux bases conjuguées (carboxylates) des fonctions carboxyliques et deux correspondant aux fonctions amines. Ces sites basiques sont également des centres ligands, faisant de l'EDTA un ligandhexadentate (ou parfois tétradentate, lorsque seuls les sites carboxyliques sont utilisés). C'est d'ailleurs sa principale caractéristique, son fort pouvoir chélatant (ou complexant) par lequel il forme des complexes métalliques très stables, ce qui en fait un traitement en cas d'intoxication aux métaux lourds comme le plomb, avec une concentration adaptée. Dans les complexes, l'EDTA est lié aux cations métalliques sous la forme d'une de ses bases conjuguées.

Les réactifs chimiques :

Ferover : Indicateur Fer. Réactif en sachet de poudre pour la détermination du Fer.

Sulfaver : Indicateur Sulfate. Réactif en sachet de poudre pour la détermination du Sulfate.

Calver : Indicateur Calcium. Réactif en sachet de poudre pour la détermination du Calcium utilisant la titration EDTA..

Manver : Indicateur Magnésium. Réactif en sachet de poudre pour la détermination du Magnésium utilisant la titration EDTA.

Halover : Indicateur Bicarbonate. Réactif en sachet de poudre pour la détermination du Bicarbonate utilisant la titration EDTA .

Hydroxide de Potassium :

L'hydroxyde de potassium, dénommé de façon usuelle la potasse caustique au laboratoire, est un corps composé minéral de formule brute KOH. Ce composé chimique caustique, à la fois corrosif et fortement basique est, à température et pression ambiante, un solide blanc dur et solide, mais très hygroscopique et déliquescent à l'air humide.

Il fond sans se décomposer avant 400°C ⁷. Du point toxicologique, cet alcali caustique, très soluble dans l'eau et dans l'alcool, connu de toute antiquité, est un poison énergétique.

Acide Sulfurique :

L'acide sulfurique, appelé jadis huile de vitriol ou vitriol, est un composé chimique de formule H_2SO_4 . C'est un acide minéral dont la force ($\text{pK}_a = -3,0$) est seulement dépassée par quelques superacides. Il est miscible à l'eau en toutes proportions, où il se dissocie en libérant des cations hydronium .