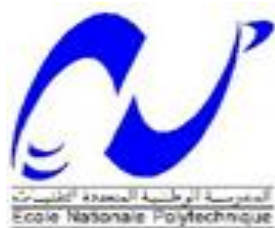


*République Algérienne Démocratique et Populaire*  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
*Ecole Nationale Polytechnique*  
*Département Génie Minier*



**Mémoire de master en génie minier**

Présenté par :

**Mansouri Mohamed Rafik**

Intitulé

---

**Etude de la viscosité du fluide et son importance lors des  
différentes étapes de la fracturation hydraulique**

---

Proposé et encadré par :

**Mme Souad Bentaalla-Kaced** (Maitre assistante A-ENP).

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

Membres du jury :

**Présidente du jury : Mme Samira Boutria** (Maitre assistante A-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 à exprimer notre plus grande gratitude à nos promoteurs :

Mme Souad Bentalaa, enseignante à l'école nationale polytechnique (ENP) de m'avoir proposé ce sujet de master. 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 accompagné tout au long de ce projet, mais aussi pour sa disponibilité, son savoir et son expérience qu'il a bien voulu nous transmettre. Je le remercie également de m'avoir procuré les documents utiles à notre 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 notre travail.

Nous remercions 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 remerce vivement les membres du jury d'avoir acceptés 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 :**

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

*Mes parents qui ont œuvrés pour ma réussite, merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent. Je les remercie pour tous les sacrifices consentis et leurs précieux conseils, pour toute leur assistance et leur présence dans ma vie, recevez à travers ce travail aussi modeste soit-il, mon éternelle gratitude.*

*Amayas, mon petit frère.*

*Mon binôme en PFE Yamanda Haddad et toute sa famille.*

*Mon très chère oncle Abdelkrim et son épouse Dihia.*

*Mes très chères tantes Saliha, Karima, Fadila et Rosa.*

*Mes très chères cousines Amel Mansouri, Zahra Mansouri ainsi que toutes mes cousines.*

*Mes très chers cousins Mahdi Mansouri, Drissi Mansouri, Anis Telhaoui ainsi que tous mes cousins*

*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, Haddad Yamanda, Mancef Zebireche, Karim Kadem, Nabil Ghouzali, Khirou wafi, Mhammed Hafez, Fella Alioua, Iman Malek, Chacha Malek, Shmissou, Hcinou Amrah, Asma Chelha, Nazim Khider, Tayeb Khtib, Hamza Ferjdellah, Oussama Zitouni, Hidayette, Bouchra.*

*Une personne qui m'est très chers Amar Ait Zai (Amar Ezzahi).*

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

*L'ensemble de mes enseignants de l'école nationale polytechnique (ENP).*

**Mansouri Mohamed Rafik**

## **Table des matières:**

<b>Résumé.....</b>	<b>4</b>
<b>Introduction générale.....</b>	<b>6</b>
<b>Chapitre I:</b>	
<b>Généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique.....</b>	<b>7</b>
I.1 Définition de la fracturation hydraulique.....	7
I.2 Fonctionnement technique de la fracturation hydraulique.....	9
I.3 Les fluides de fracturation.....	9
I.3.1 Fonction du fluide de fracturation.....	9
I.3.2 Les types de fluides de fracturation.....	10
I.3.2/1 Fluides à base d'eau.....	10
I.3.2/2 Fluides à base d'huile.....	10
I.3.2/3 Les émulsions.....	10
I.4 L'agent de soutènement proppant.....	10
I.5 Les additifs.....	11
Conclusion.....	13
<b>Chapitre II :</b>	
<b>Fracturation hydraulique en fonction de la viscosité.....</b>	<b>14</b>
<b>II.1 Partie théorique.....</b>	<b>14</b>
II.1.1 définition de la viscosité.....	14
II.1.2 Grandeur physique.....	14
II.1.3 Viscosité dynamique .....	14
II.1.4 Viscosité cinématique.....	15

<b>II.2 Partie pratique.....</b>	<b>16</b>
II.2.1 Etapes de la fracturation hydraulique en fonction de la viscosité.....	16
II.2.1.1 Etape du gel linéaire.....	16
II.2.1.2 Etape du gel réticulé.....	16
II.2.1.3 Etape du gel brisé.....	16
II.2.2 Propriétés du réservoir.....	16
II.2.3 Analyse au laboratoire.....	17
II.2.3.1 Préparation du gel linéaire (WF135 : water frac ,35 lb per 1000 gal water).....	17
II.2.3.2 Préparation de la solution réticulée.....	17
II.2.3.3 Test de l'agent brisant.....	18
Conclusion.....	19
<b>Conclusion générale et recommandation.....</b>	<b>20</b>
<b>Références</b>	
<b>bibliographiques.....</b>	<b>21</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>22</b>

## Liste des figures :

Figure 1 : Synthèse des différentes techniques de fracturation (P.Poprawa, 2010).....	9
Figure 2: Gel réticulé (stage Schlumberger, 2015).....	12
Figure 3 : Gel linéaire.....	17
Figure 4: Préparation du réticulant.....	18
Figure 5 : Test de l'agent brisant.....	18

## Liste des tableaux :

Tableau 1 : Propriétés générales de la formation (Schlumberger, 2011).....	16
--	----

## **Résumé :**

L'étude de l'optimisation des réservoirs d'hydrocarbures a pour objectif l'exploitation des réserves d'hydrocarbures afin d'améliorer les rendements économiques d'une compagnie pétrolière. Et avec l'intérêt de l'état à développer les réservoirs de faibles caractéristiques pétro physiques, la fracturation hydraulique se trouve être l'une des meilleures méthodes de complétion qui permet une production avec des débits économiques.

Le présent travail porte donc sur l'étude d'un des paramètres les plus importants dans une fracturation hydraulique à savoir la viscosité.

Pour la partie pratique de l'étude elle a été réalisée dans un laboratoire de la compagnie Schlumberger,

Où on a vu que la fracturation hydraulique en fonction de la viscosité se divise en trois étapes :

- Viscosité faible
- Viscosité élevée
- Viscosité brisée

**Mots clé :** fracturation hydraulique, viscosité.

## **Abstract:**

The study of the optimization of hydrocarbon reservoirs aims exploitation of hydrocarbon reserves in order to improve the economic returns of an oil company. And with the interest of the state to develop low petro physical characteristics tanks, hydraulic fracturing happens to be one of the best methods of completion which allows production with economic rates.

This work thus focuses on the study of one of the most important parameters in hydraulic fracturing ie viscosity.

For the practical part of the study it was carried out in a laboratory of Schlumberger company,

Or we have seen that hydraulic fracturing according to the viscosity currency in three steps:

- Low Viscosity
- High viscosity
- Viscosity broken

**Keywords :** hydraulic fracturing, viscosity.



## ملخص:

وتهدف دراسة تعظيم الاستفادة من مكامن النفط والغاز استغلال احتياطيات النفط والغاز من أجل تحسين المردود الاقتصادي لشركة النفط. ومع مصلحة الدولة لتطوير منخفض النفطية الدبابات الخصائص الفيزيائية، التكسير الهيدروليكي يحدث أن تكون واحدة من أفضل الطرق للإنجاز الذي يتيح إنتاج مع معدلات النمو الاقتصادي

وبالتالي يركز هذا العمل على دراسة واحدة من أهم المعايير في الهيدروليكية كسر أي اللزوجة

بالنسبة للجزء العملي من الدراسة تم تنفيذه في المختبر من شركة شلمبرجير،

أو أننا رأينا أن التكسير الهيدروليكي وفقا للعملة للزوجة في ثلاث خطوات

• انخفاض اللزوجة .

• اللزوجة العالية .

• اللزوجة كسر .

**الكلمات الرئيسية:** التكسير الهيدروليكي، واللزوجة

## **Introduction générale :**

Parmi les nouvelles techniques qui permettent désormais une meilleure production d'hydrocarbures on cite la fracturation hydraulique.

En effet, c'est un processus, qui au niveau d'un puits, permet, par augmentation de la pression hydraulique, de fracturer mécaniquement une formation à faible porosité et perméabilité.

De plus en plus utilisée, cette technique de haute énergie, permet d'améliorer la porosité et la perméabilité d'un réservoir de mauvaise qualité pétro-physique.

Il s'agit en fait de récupérer du pétrole ou du gaz dans des substrats trop denses, où un puits classique ne produirait rien ou presque.

La procédure implique le pompage à haute pression d'eau, de sable et d'additifs dans la formation à fracturer.

Ce mélange appelé fluide de fracturation est composé à plus de 99 % d'eau et de sable et d'une faible concentration d'additifs. Les additifs servent principalement à réduire la tension superficielle de l'eau et à transporter le sable.

Une fois que les fractures ont été créées, le sable aide à les soutenir ou à les garder ouvertes afin que les hydrocarbures puissent y passer pour se rendre au puits.

Tout cela en passant par des étapes où la viscosité du fluide change radicalement pour pouvoir transporter le proppant jusqu'à la fracture ou pour nettoyer le puits.

Schlumberger a appliqué une fracturation hydraulique sur un puits X qui est un réservoir conventionnel qui est situé au sud Algérien à Hassi Messaoud dans la wilaya d'Ouargla.

Dans ce cadre s'inscrit mon mémoire de master, dont l'objectif essentiel est l'étude de la viscosité du fluide de fracturation hydraulique dans les réservoirs et essayer d'y remédier aux problèmes rencontrés lors de la fracturation du (puits X).

Le présent rapport est subdivisé en deux chapitres :

**Le premier chapitre:** généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique.

**le second chapitre:** se divise en deux parties:

**Partie théorique:** La viscosité.

**Partie pratique:** Les différentes étapes de la fracturation hydraulique en fonction de la viscosité.

# Chapitre I: Généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique

## I.1 Définition de la fracturation hydraulique:

La « fracturation hydraulique » est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro-fissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas de gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Cette technique relativement ancienne (1947), inventée pour les gisements d'hydrocarbures conventionnels, a vu son intérêt renouvelé par son association au forage horizontal (développé, lui, à partir de 1980).

C'est la maîtrise graduelle de la rentabilité économique de cette association pour les gisements non-conventionnels, qui a guidé le développement récent de l'exploitation de ces derniers : elle a rendu accessibles des ressources autrefois soit inaccessibles, soit qui n'auraient été exploitables qu'à des coûts exorbitants et avec lenteur. (Dums R and Wind J, 2012)

Elle est effectuée en fracturant la roche par une « contrainte » mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macroporosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée.

Quand la pression du fluide, injecté à la profondeur voulue, dépasse celle créée au point d'application par le poids des roches situées au-dessus, une ou des fractures s'initient -plus exactement quand la pression dépasse celle de l'eau interstitielle de la roche-.

Les fractures s'élargissant avec l'injection continue du fluide, elles peuvent alors se propager, éventuellement sur plusieurs centaines de mètres tant que l'apport de fluide est maintenu ; la direction que peuvent prendre les fractures est, bien sûr, l'objet d'études préalables, mais est loin d'être entièrement contrôlable.

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement : des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique. Ceux-ci

vont remplir les fractures et, une fois en place et recompressés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire.

Le fluide injecté contient également un mélange complexe de produits issus de l'industrie chimique (0,5 % typiquement au total), puisés dans une liste de plus de 750 références commerciales. Il s'agit notamment d'additifs adaptés à la fracturation des roches en place, et souvent des biocides. Ces derniers sont destinés à empêcher le développement d'éventuelles bactéries qui compliqueraient le processus d'extraction. (Ces bactéries se nourrissent de composés chimiques présents dans le sous-sol, hydrogène sulfuré notamment, fer dissous...).

Typiquement, une opération individuelle de fracturation est réalisée en quelques heures - exceptionnellement plusieurs jours-, et de très nombreuses fracturations sont échelonnées le long d'un même forage horizontal unique. (Oligney R and Valko P, 2002)

Finalement, pendant la phase d'extraction, ces zones de fissures artificielles régulièrement espacées vont permettre de drainer des volumes de roches relativement éloignées de l'axe du puits.

Mais guère plus: les zones extractibles restent confinées à la proximité des fissures ainsi créés, l'imperméabilité de la roche reprenant rapidement au-delà. De ce fait, la productivité d'un puits fracturé chute assez rapidement avec le temps : un quart des volumes récupérés le sont la première année, la productivité se réduisant à 10 % au bout de cinq ans.

Le principal usage de ces techniques est la « stimulation » de la vitesse et de l'ampleur du drainage de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « réservoirs » rocheux faiblement perméables (ex: schistes) qui, sans cette technique ne produiraient presque rien.

Quand les hydrocarbures sont piégés au sein même de la matrice rocheuse, le fracking facilite l'accès à une plus grande partie du gisement.

Associé à d'autres techniques faisant appel à un cocktail de produits chimiques ajoutés au fluide de fracking, il facilite aussi la désorption puis la récupération du gaz ou pétrole qui étaient depuis des millions d'années piégés dans la matrice rocheuse elle-même (schistes, schistes bitumineux au caractère feuilleté et naturellement inaptes à la percolation rapide).

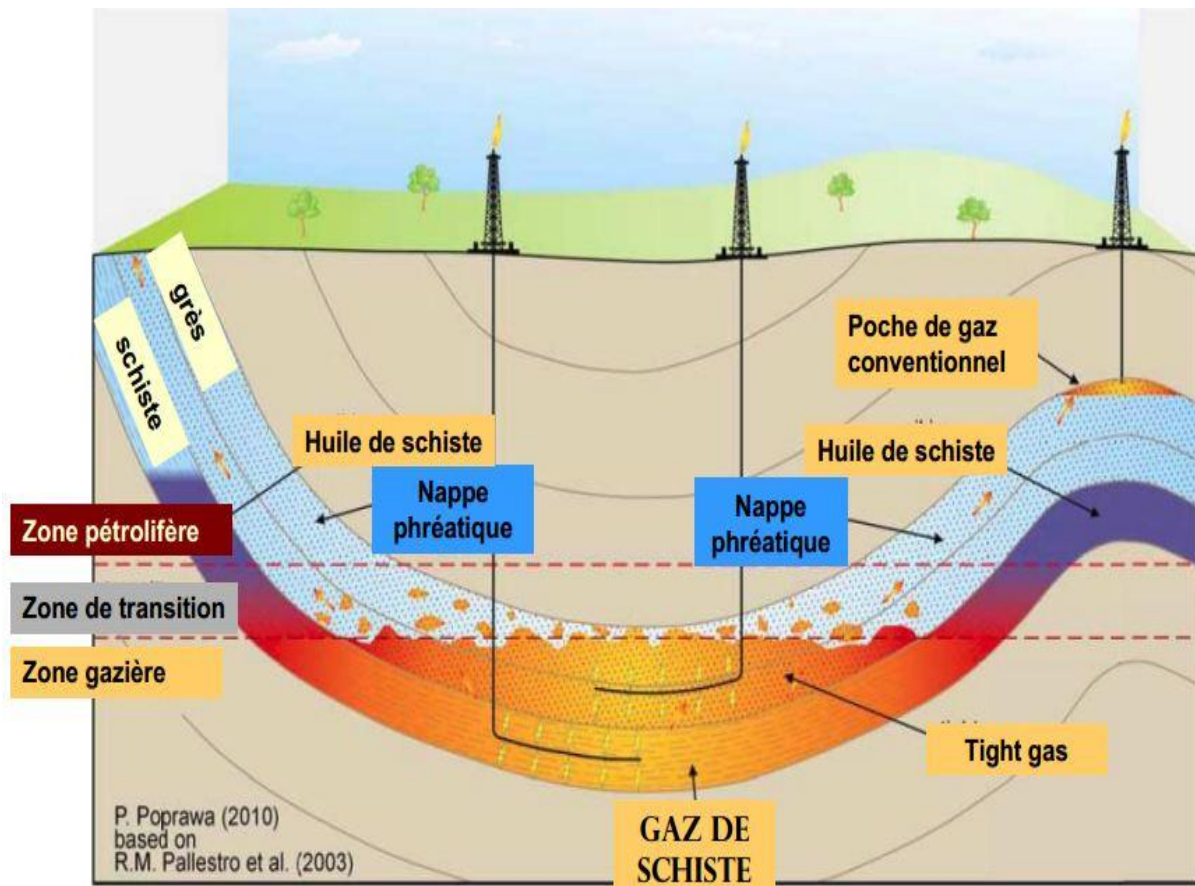


Figure 1: Synthèse des différentes techniques de fracturation (P. Poprawa, 2010)

## I.2 Fonctionnement technique de la fracturation hydraulique:

L'opération de fracturation hydraulique suit plusieurs étapes fondamentales, elle doit être effectuée dans les règles de l'art pour garantir un résultat satisfaisant. Cette partie présente donc une description détaillée des différentes étapes de la fracturation pour une opération réussie. (Kenneth, G and Nolte., 1989.)

### I.3 Les fluides de fracturation:

**I.3.1 Fonction du fluide de fracturation:** Les principales fonctions sont:

- la création et la propagation de la fracture.
- le transport du proppant avec le mélange vers la fracture.
- la mise en place du proppant dans la fracture.

### **I.3.2 Les types de fluides de fracturation:**

**I.3.2./1 Fluides à base d'eau:** Les solutions de polymères dans l'eau sont aujourd'hui les fluides les plus utilisés. Ils constituent une famille importante et diversifiée.

Les fluides à base d'eau peuvent s'étendre de l'eau plate avec des réducteurs de friction pour réduire au minimum le nombre de chevaux nécessaire pour le pompage à un complexe de polymères avec une variété d'additifs. L'eau 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. Les propriétés rhéologiques (la viscosité par exemple) peuvent être ajustées très facilement comme voulu en agissant sur les polymères et les additifs.

**I.3.2./2 Fluides à base d'huile:** Les fluides à base d'huile ont suivi un développement parallèle aux fluides à base d'eau.

Les fluides conventionnels sont obtenus par l'addition à une coupe de raffinerie ou à un brut d'un acide gras et d'une base. L'augmentation de viscosité résulte de la formation de micelles au sein du fluide de base qui doit être anhydre.

Plus récemment ont été introduits sur le marché des fluides à base d'huile réticulés.

Les fluides à base d'huile sont également des fluides pseudo-plastiques et leur comportement rhéologique semblable à celui des fluides à base d'eau.

**I.3.2./3 Les émulsions:** Les émulsions sont des mélanges homogènes de deux fluides immiscibles dont l'un constitue la phase continue (ou phase externe) et l'autre, qui se présente sous forme de fines gouttelettes, constitue la phase dispersée ou phase interne. Leur stabilité implique l'addition d'agents surfactants « émulsifiants ».

### **I.4 L'agent de soutènement proppant:**

Ce sont des particules solides, mises en suspension dans le fluide de fracturation et injectées dans les fractures. Elles doivent maintenir ces fractures ouvertes, pour créer et conserver un « chemin » conducteur que les fluides (gaz, pétrole, eau) emprunteront pour facilement se déplacer jusqu'au puits d'extraction. On a d'abord utilisé du sable naturel, puis des grains de céramique fabriqués en usine à des diamètres et densités optimisés, éventuellement recouverts par un traitement de surface de résine phénolique par exemple pour qu'ils réagissent moins avec le fluide de fracturation et le gaz ou le pétrole. Pour l'amélioration de la productivité du

puits, une fracture créée doit avoir une perméabilité plus élevée que la perméabilité de la matrice du réservoir. A l'arrêt de pompage et lorsque la pression hydraulique du liquide communiqué atteint une valeur au-dessous de celle exigée pour garder la fracture ouverte, la fracture peut fermer et donc, faire disparaître le chemin conduisant aux parois du puits. Le proppant est alors injecté dans la fracture pour maintenir ouvert le chemin de l'écoulement après que la pression de traitement soit délivrée. Idéalement, le proppant fournira une conductivité d'écoulement assez grande pour réduire au minimum les chutes de pression dans la fracture pendant la production. En pratique, ceci ne peut toujours pas être réalisé parce que la sélection du proppant implique beaucoup de compromis imposés par des considérations économiques et pratiques. Ainsi, le proppant permet aux hydrocarbures de couler entre le réservoir et le puits producteur. L'aire de la fracture conductrice est définie par la hauteur de fracture et la longueur effective de fracture. L'écoulement dans la fracture est donc concentré dans une petite zone. C'est pour cela qu'on doit faire attention au design du chemin de cet écoulement pour l'optimisation de la production et le rétablissement du réservoir

#### **I.5 Les additifs:**

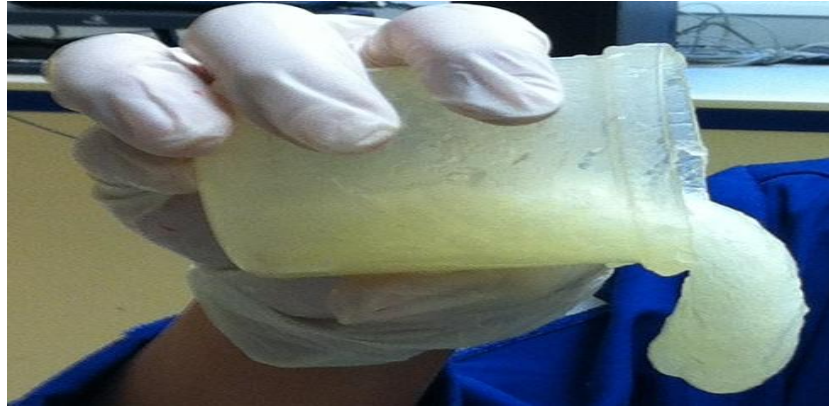
Le fluide de fracturation est composé à 99,5 % d'eau et de proppant, qui sont les seuls composants indispensables à l'opération. L'eau transmet la pression permettant de fissurer la roche et transporte le sable qui maintient les fissures ouvertes.

Certains phénomènes viennent cependant compliquer cette procédure et contraignent les opérateurs à adjoindre des produits chimiques à l'eau et au sable.

On mettra en reliefs deux additifs très importants pour l'étude à suivre et qui sont :

##### **➤ Cross-linker :**

L'emploi des crosslinkers est le moyen le plus rentable dans l'augmentation de la viscosité des fluides de fracturation avec une quantité de gélifiants moindre. La viscosité accrue des fluides de fracturation permet au fluide de transporter plus de proppant dans les fractures. Chaque crosslinker a des forces et des faiblesses. Chacun fonctionne à pH donné et à température donnée et fera la liaison d'un type particulier de polymères. En effet, un crosslinker effectue la liaison entre les polymères gélifiants, de façon à augmenter la viscosité des fluides sans ajouter plus de polymères, car une concentration élevée de polymères dans le fluide de fracturation peut être difficile à éliminer ultérieurement et peut causer des problèmes au niveau de la fracture.



**Figure 2:** Gel réticulé(stage Schlumberger, 2015)

➤ **Breakers ou brisants :**

Les brisants sont des produits chimiques qui "cassent" littéralement la viscosité du liquide de fracturation, réduisent le poids moléculaire du polymère et aident dans le nettoyage du paquet de proppant et du cake sur la fracture.

Les types les plus communs de brisants utilisés avec les liquides de fracturation sont les oxydants, les enzymes et les acides. Ces produits peuvent être utilisés à l'état solide, sous forme de dispersion liquide ou tout simplement sous forme de solution liquide. Les oxydants les plus communs sont les persulfates comme l'ammonium, le sodium ou le potassium persulfates, les peroxydes comme le calcium, le magnésium ou les peroxydes organiques ou perborates. Tous ces oxydants produisent typiquement du peroxygène qui attaque le polymère et le dégrade. En fait, les oxydants sont non spécifiques, ils peuvent attaquer non seulement le polymère, mais n'importe quelle espèce qui est encline à l'oxydation.

A ces deux additifs on ajoute d'autres additifs qui sont :

- **Les réducteurs de friction**
- **Les surfactants ou agents tensio-actifs**
- **Les solutions tampons**
- **Les stabilisateurs ou agents contrôlant le gonflement**
- **Les émulsifiants**
- **Les inhibiteurs de corrosion**
- **Bactéricides ou biocides**



**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.

Cela ne peut être réalisé sans un fluide avec des caractéristiques physico-chimiques (telle que la viscosité) adaptées.

## Chapitre II : Viscosité

### II.1 Partie théorique

#### II.1.1 définition de la viscosité

C'est la résistance à l'écoulement uniforme et sans turbulence se produisant dans la masse d'une matière. La viscosité dynamique correspond à la contrainte de cisaillement qui accompagne l'existence d'un gradient de vitesse d'écoulement dans la matière.

Lorsque la viscosité augmente, la capacité du fluide à s'écouler diminue. Pour un liquide (au contraire d'un gaz), la viscosité tend généralement à diminuer lorsque la température augmente. On pourrait croire que la viscosité d'un fluide s'accroît avec sa densité mais ce n'est pas nécessairement le cas : l'huile est moins dense que l'eau (huile de colza : 0,92 à 20 °C, contre 1 pour l'eau) cependant elle est nettement plus visqueuse.

On classe notamment les huiles mécaniques selon leur viscosité, en fonction des besoins de lubrification du moteur et des températures auxquelles l'huile sera soumise lors du fonctionnement du moteur

#### II.1.2 Grandeur physique :

Plusieurs grandeurs physiques sont liées à la viscosité. La viscosité est en fait une quantité tensorielle mais il est possible, dans certains cas, de l'exprimer sous la forme d'une

#### II.1.3 Viscosité dynamique:

La viscosité dynamique  $\eta$  (ou encore  $\mu$ ) se mesure en pascal-seconde (Pa·s), cette unité ayant remplacé le poiseuille (Pl) qui a la même valeur : 1 Pa·s = 1 Pl.

On trouve encore parfois l'ancienne unité<sup>4</sup> du système CGS, la poise (Po) : 1 Pa·s = 10 Po.

La viscosité de l'eau à 20 °C est de 1 cPo (centipoise) soit 1 mPa·s.

Une façon de définir la viscosité dynamique est de considérer deux couches d'un fluide notées abcd et a'b'c'd', la couche abcd étant animée d'une vitesse relative à a'b'c'd' notée  $dv$  et dirigée suivant  $x$ . Sous l'effet de la viscosité, une force  $F$  s'exerce sur la couche a'b'c'd' séparée de  $dz$ .

La viscosité dynamique  $\eta$  (le symbole  $\mu$  est également utilisé) intervient dans la relation entre la

norme de cette force  $F$  et le taux de cisaillement  $\frac{dv}{dz}$ ,  $S$  étant la surface de chaque couche.

$$F = \eta S \frac{dv}{dz}$$

#### II.1.4 Viscosité cinématique :

La viscosité cinématique  $\nu$  (nu) s'obtient en divisant la viscosité dynamique par la masse volumique  $\rho$  soit :

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}.$$

Elle s'exprime en mètre carré par seconde ( $\text{m}^2/\text{s}$ ). Dans le système CGS, la viscosité cinématique était exprimée en stokes (St) ou en centistokes (cSt).

La conversion est immédiate, puisque  $1 \text{ St} = 1 \text{ cm}^2/\text{s} = 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$  et  $1 \text{ cSt} = 1 \text{ mm}^2/\text{s} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

## **II.2 Partie pratique**

### **II.2.1 Etape de la fracturation hydraulique en fonction de la viscosité :**

#### **II.2.1.1 Etape du gel linéaire**

C'est la toute première étape, quand l'eau est mixée avec l'agent gélifiant on obtient un fluide appelé gel linéaire compte tenu des chaînes polymériques linéaires qu'il contient. Sa viscosité est de l'ordre de 30 à 40 centpoise, cette faible viscosité lui permettra d'amorcer la fracture du réservoir

#### **II.2.1.2 Etape du gel réticulé :**

C'est la deuxième étape par la quelle passe le fluide de fracturation, où un agent réticulant est ajouté, celui-ci va lier les chaînes polymériques afin d'augmenter la viscosité du fluide jusqu'à 600 centpoise, cette augmentation de viscosité est très importantes car le fluide aura la capacité de transporté le proppant jusqu'à dans la fracture.

#### **II.2.1.3 Etape du gel brisé :**

C'est la dernière étape par la quelle passe le fluide, en ajoutant un agent brisant (breaker), qui va briser les liens entre les chaînes polymériques pour avoir un gel avec une viscosité assez faible.

### **II.2.2 Propriétés du réservoir :**

Les propriétés mécaniques de la formation sont listées dans le tableau si dessous :

**Tableau 1 : Propriétés générales de la formation (Schlumberger, 2011)**

<b>Type du puits</b>	<b>Production d'huile</b>
<b>Formation</b>	<b>Quartzite Hamra QH</b>
<b>Type de la roche</b>	<b>Grés</b>
<b>Module de Young</b>	<b>8.94-9.31 Mpsi</b>
<b>Coefficient de poissons</b>	<b>0.08-0.12</b>
<b>Porosité moyenne</b>	<b>6.2 %</b>
<b>Perméabilité moyenne</b>	<b>0.7 mD</b>
<b>Pression moyenne du réservoir</b>	<b>6433 psi</b>
<b>Température au milieu des perforations</b>	<b>120 °c</b>

### II.2.3 Analyse au laboratoire:

#### II.2.3.1 Préparation du gel linéaire (WF135 : water frac ,35 lb per 1000 gal water):

- ✓ **Water.**
- ✓ **M 275 (Bactericide).**
- ✓ **J580 (Agent gélifiant).**
- ✓ **L064 (Stabilisateur d'argiles).**
- ✓ **F110 (Surfactant).**

L'eau est mixée avec l'agent gélifiant en ajoutant les additifs ci-dessus et on obtient un gel linéaire d'une viscosité de 30 centpoise.

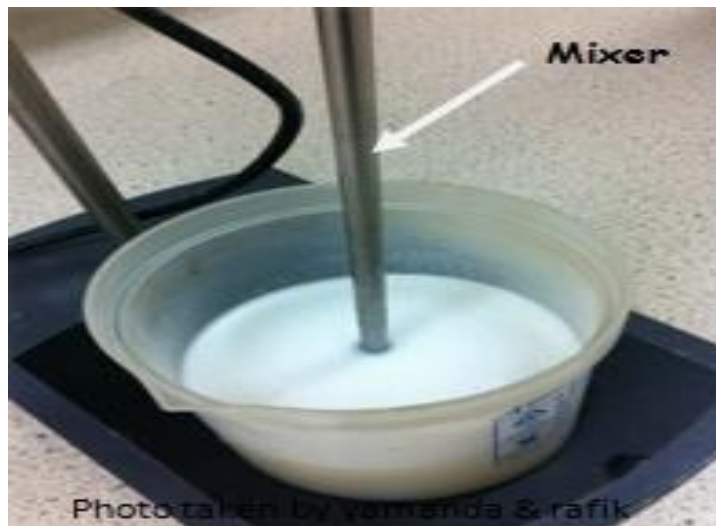


Figure 3 : Gel linéaire

#### II.2.3.2 Préparation de la solution réticulée :

- ✓ **U028 (Soude).**
- ✓ **L10 (Agent réticulant).**
- ✓ **J480 (agent retardateur).**
- ✓ **J450 (Stabilisateur de haute température)**

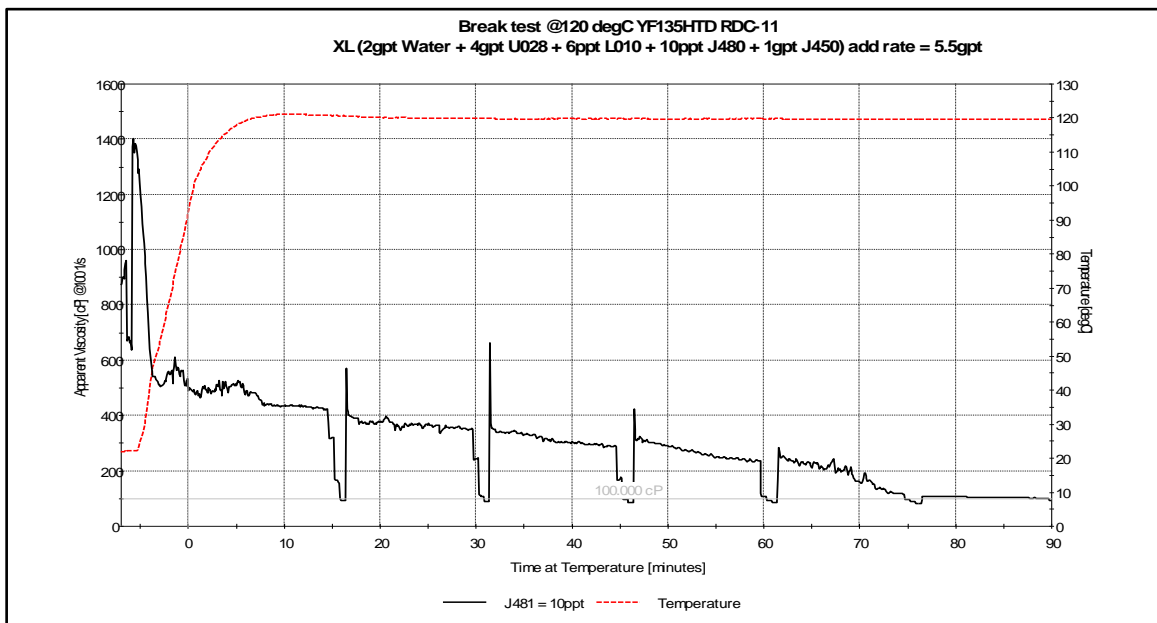
On prépare la solution en utilisant les additifs cités ci-dessus, une fois terminé n'ajoute cette solution au gel linéaire, on agite la nouvelle solution tout en calculant le temps de prise (le temps pour lequel la viscosité du gel augmente jusqu'à 600 centpoise).



**Figure 4: Preparation du réticulant**

### II.2.3.3 Test de l'agent brisant :

Pour ce test on a utilisé un viscosimètre numérique qui a donné les résultats ci-dessous



**Figure 5 : Test de l'agent brisant**

Sur ce graphe on peut voir que la température du fond du trou est à 120°C, aussi à 0 minute on a une viscosité du fluide à 600 centpoise, qui diminue jusqu'à atteindre une valeur de 100 centpoise a 75 minutes, et donc l'agent brisant a bien fait son travail en abaissant la viscosité de 600 centpoise a 100 centpoise.

**Conclusion :**

La viscosité est un paramètre très important lors de la fracturation hydraulique. La faible viscosité du gel linéaire permet d'amorcer la fracture, le gel réticulé avec grande viscosité permet de transporter le proppant jusqu'à dans la fracture, en fin ce gel subit une baisse de viscosité une fois que le proppant est installé dans la fracture, pour permettre le nettoyage de la fracture.

## **Conclusion générale :**

La fracturation hydraulique s'avère être la meilleure méthode pour l'amélioration de la productivité des gisements. C'est une opération très délicate qui peut échouer suite à un incident négligeable et sans importance. Mais elle peut changer les propriétés pétro-physiques du niveau fracturé lorsque l'exécution de cette dernière est réalisée selon les règles de l'art.

La réussite d'une fracturation hydraulique repose sur des paramètres très importants notamment la viscosité qui permet de subdiviser l'opération de fracturation en trois étapes :

- Etape de faible viscosité (30 à 40 centpoise) permettant d'ouvrir la fracture.
- Etape de viscosité élevée (500 à 600 centpoise) permettant de transporter le proppant.
- Etape de viscosité brisée (60 à 120 centpoise) permettant le nettoyage.

Cette viscosité n'est pas aléatoire mais contrôlé en laboratoire par des tests, en jouant sur la concentration des additifs, tout en respectant la température du fond et le temps imparti.



## Références bibliographiques :

- Dums, R and Wind, J., 17 juillet 2012. Water Usage Considerations, National Petroleum Council Future Transportation Fuels Study Topic Paper.
- Kenneth, G and Nolte., 1989. "Reservoir Stimulation", Economides M.J, Third Edition.
- Oligney, R and Valko,P., 2002." Unified Fracture Design: Bridging The Gap Between Theory and Practice", Economides M.J.

## Annexes :

Conversion des unités utilisées lors de l'élaboration de notre projet de fin d'études

Unités utilisées		Système International d'unités
Inch	1 in	0.0254 m
Feet	1 ft	0.3048 m
Pound	1 Lb	0.4536 Kg
Baril	1 bbl	0.1590 m <sup>3</sup>
Gallon US	1 Gal	0.0038 m <sup>3</sup>
PSI	1 psi	0.0069 MPa
PPT	1 ppt	1 g.L <sup>-1</sup>
PPA	1 ppa	0.2 g.L <sup>-1</sup>