



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 20 août 1955 -SKIKDA
Faculté de Technologie
Département de Pétrochimie



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Pétrochimie et procédé des polymères

Thème :

**Etude rhéologique d'une solution
Polymère
Application au fluide de Fracturation**

Réalisé par :

- LATATI Khaoula

Devant les jurys :

TABET Habiba
BOUGADEH Nabil
SAADI Charzazed

Président de jurys
Examineur
Encadreur

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Chers membres du jury,

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude envers mon encadrant de mémoire, le professeur "SAADI

CHAHRA "pour l'encadrement attentif et son expertise inestimable tout au long de ce projet.

Je souhaite également remercier sincèrement tous les enseignants et chercheurs qui ont partagé leurs connaissances et leur passion pour La Pétrochimie.

Leurs cours stimulant et leurs précieux commentaires ont été une source d'inspiration constante.

Sans oublier de remercier l'ingénieure de SCHLOUM pour son aide et contribution pour compléter ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,

A mes très chères sœurs Nadjet Soumia Wissem et Asma

« Merci infiniment »

A mon cher frère FARES « merci mon bras droit »

Ma sœur Mounira Je te dis merci et mille fois merci pour ton courage et ton assistance pour moi.

Sans oubliez mes petits-enfants Adam Yaniss, Mohammed, Baraa, Djoud, Djassem, Rawen, Ayouta et Djouri

A mes très chères amies à mon cœurs Rania et Aridj merci infiniment d'avoir été avec moi pendant les cinq ans « je t'aime »

Résumé

Les polymères sont devenus incontournables et ils sont utilisés dans un large éventail d'applications, notamment le transport, la construction, les applications médicales, le forage et la fracturation hydraulique ; Qui est une technique d'injection de fluides (eau + sable) + additifs, tels que les polymères), pour fracturer la roche sous haute pression afin de récupérer le gaz de schiste et le pétrole. En fait, d'un point de vue théologique, l'utilisation de polymères est importante pour augmenter la viscosité de l'eau, maintenir le sable en suspension et le transporter vers des fractures éloignées.

Mots clés : polymère, forage, fracturation hydraulique, injection de fluide, gaz schiste, pétrole, viscosité fracture, additifs, eau et sable.

Abstract

Polymers have become essential and are used in a wide range of applications including transportation, construction, medical applications, drilling and hydraulic fracturing. The latter is a technique of injecting fluids (water + sand) + additives, such as polymers), to fracture (fracture) the rock under high pressure in order to recover the shale gas and petrol. In fact, from a theological point of view, the use of polymers is important for increasing the viscosity of water, keeping sand in suspension and transporting it to distant fractures.

المخلص

أصبحت البوليمرات ضرورية وتستخدم في مجموعة واسعة من التطبيقات، بما في ذلك النقل والبناء والتطبيقات الطبية والحفر والتكسير الهيدروليكي، وهذا الأخير هو تقنية لحقن السوائل (الماء + الرمل) + المواد المضافة، مثل البوليمرات (، يتم كسر الصخور تحت ضغط مرتفع الاستعادة الغاز الصخري البترول. في الواقع، من منظور ريولوجيا، فإن استخدام البوليمرات مهم لزيادة لزوجة الماء، وتعليق الرمال ونقلها إلى شقوق بعيد



Liste des figures

Figures	Titre	page
Figure (I.1)	Le but de fracturation hydraulique	5
Figure (I.2)	schéma descriptif de la fracturation hydraulique	7
Figure (I.3)	schéma de la porosité	8
Figure (I.4)	zones de forte et de faible perméabilité d'une roche réservoir	9
Figure (I.5)	Guar réticulé au borate (Acharya, A.R, 1988)	22
Figure (I.6)	Mécanisme de dégradation des enzymes (Boles, J.L et al, 1996)	24
Figure (I.7)	les additifs chimiques dans la fracturation hydraulique	26
Figure (I.8)	maintien des fractures rocheuses ouvertes par remplissage d'agent de soutènement	28
Figure (I.9)	types d'agents de soutènements	29
Figure (I.10)	Encapsulation des fragments de proppant enrobés de résine.	29
Figure (I.11)	schémas représentant le contrôle de mobilité par une solution polymère	31
Figure (I.12)	Schéma représentant la modification du profil	31
Figure (I.13)	L'emplacement du gel dans les réservoirs fracturés	34
Figure (II.1)	Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.	37
Figure (II.2)	Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles	38
Figure (II.3)	Courbes d'écoulement des principales catégories de fluides sans contrainte critique.	41
Figure (II.4)	Courbes d'écoulement de fluides présentent une contrainte critique.	42
Figure (II.5)	Courbes montrent les allures des fluides thixotrope et anti thixotrope	43
Figure (II.6)	Représentation symbolique du comportement élastique du corps solide.	43
Figure (II.7)	Représentation symbolique du comportement visqueux du liquide	44
Figure (II.8)	différentes types d'association	45
Figure (II.9)	Schéma de la matière en solution (a) avant et (b) après cisaillement.	50
Figure(III.1)	Agent de soutènement en Bauxite de taille 20/40 utilisé dans les Expériences	52
Figure(III.2)	agent de soutènement en Bauxite de taille 30/50 utilisé	52
Figure(III.3)	Échantillon de guar utilisé dans les tests	53
Figure(III.4)	Echantillon de réticulant au borate utilisé	53
Figure(III.5)	Echantillon de briseur utilisé	54

Figure (III.6)	Agitateur à hélice RW20	55
Figure (III.7)	Viscosimètre modèle 35SA	56
Figure (III.8)	Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT	57
Figure (III.9)	PH-mètre	58
Figure(III.10)	Balance	58
Figure(III.11)	Gel WF135	61
Figure(III.12)	Viscosité linéaire du J580 pour différentes charges de guar	62
Figure(III.13)	Echantillon de gel linéaire préparé	59
Figure(III.14)	Agent de réticulation	66
Figure(III.15)	Gel de réticulation	67
Figure(III.16)	Test de stabilité (HPHT rhéomètre) YF130HTD @ 120°C	68
Figure(III.17)	Test de rupture de gel d'YF135HTD (HPHT rhéomètre)	69
Figure(III.18)	Test de disjonction (HPHT rhéomètre) YF135HTD @ 90°C	70
Figure(III.19)	Abréviation des noms des fluides de fracturation	71



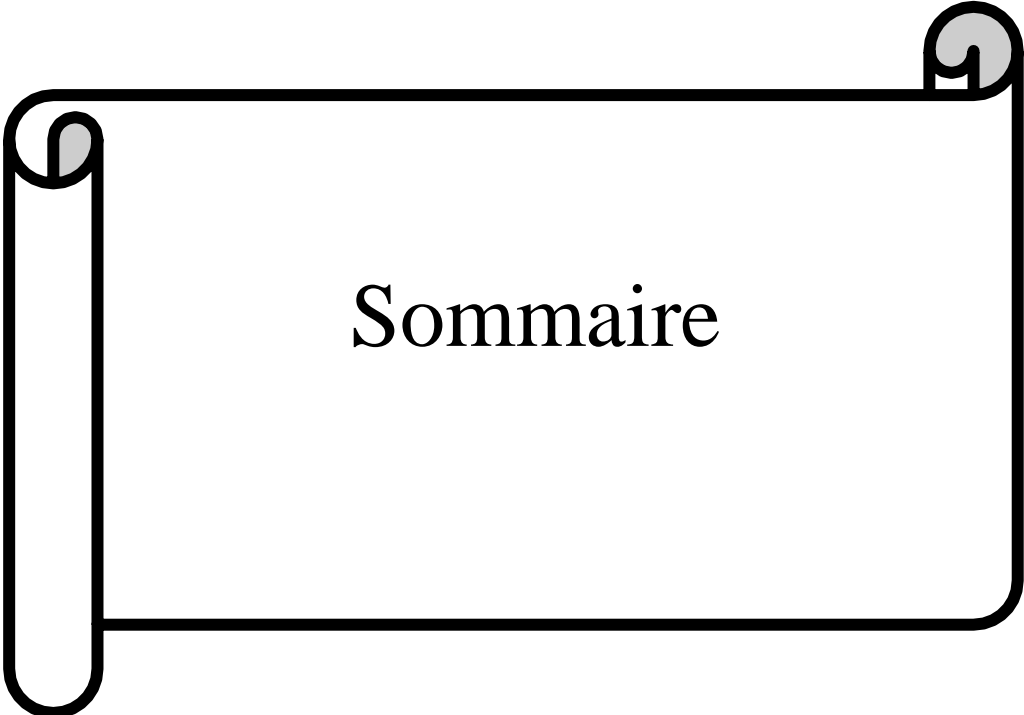
Liste des tableaux

Tableau	Titre	page
Tableau (I.1)	Fonction et proportion des additifs chimiques utilisés dans les fluides de fracturation	27
Tableau (II.1)	Représentation schématique des structures polymères.	47
Tableau (II.2)	Les types d'Homopolymères	48
Tableau (II.3)	Les types de copolymères	49
Tableau (III.1)	Formule WF135	60
Tableau (III.2)	diffèrent additif utilise pour la préparation du gel linéaire	63
Tableau (III.3)	diffèrent additif utilise pour la préparation du gel de réticulation	64
Tableau (III.4)	analyse d'eau	65
Tableau (III.5)	Assurance qualité et <i>contrôle qualité</i> pour WF135 et YF135HTD	66



Liste de Nomenclature

df	Force de cisaillement (N)
Ds	La surface élémentaire (m ²)
F112	Tensioactif
HPHT	Haute température haute pression
J450	Stabilisateur
J580	Gélifiant
K	L'indice de consistance
L010	Agent de réticulation
L071	Stabilisateurs
M275	Bactéricide
n	L'indice de l'écoulement
U028	Activateur
V_t	Volume total du volume élémentaire
V_v	Volume total des vides
S	La section de l'éprouvette,
Q	Le débit
$\Delta p / \Delta x$	Le gradient de pression
η	La viscosité dynamique du fluide
γ	La déformation de cisaillement
$\dot{\gamma}$	La vitesse de cisaillement
τ	La contrainte de cisaillement (Pa)



Sommaire

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Partie I : la stimulation

I.1. Notion de stimulation	02
I.1.1 Les types de stimulation.....	02
I.2. Les endommagements	03
I.2.1 Définition	03
I.2.2. Détection de l'endommagement	03

Partie II : la fracturation hydraulique

I.3 Généralité sur la fracturation hydraulique	04
I.3.1 Historique de la fracturation hydraulique.....	04
I.3.2. Définition de la fracturation	04
I.3.3. Le but de fracturation	05
I.4 le fonctionnement technique	06
I.5 La production des hydrocarbures non conventionnels	07
I.5.1. La porosité	08
I.5.2. La perméabilité	09
I.5.3. Roche mère	09
I.5.4 Gaz de schiste	09
I.6 Composition du fluide hydraulique	10
I.7 Les fluides de base	10
I.8 Les additifs chimiques	11
I.8.1 Agent de réticulation	11
I.8.2 Briseurs de gel (Breakers)	13
I.8.3 Buffer	14
I.8.4 Bactéricides	14
I.8.5 Stabilisateurs	15
I.8.6 Tensioactif.....	15
I.8.7 Agents de soutènements (proppants).....	18
I.9 Polymères utilisés comme agents de soutènements	19
I.10 Injection des polymères.....	20
I.11 Applications des polymères	21
I.12 Gels de polymère	23
I.13 L'emplacement souhaité du gel.....	24

I.14 Barrières limitant l'application du gel polymère	24
---	----

CHAPITRE II : Etude rhéologique des solutions polymères

PARTIE 1 : ETUDE RHEOLOGIQUE

II.1 Généralité	26
II.1.1 Définition	26
II.2 Notion de mouvement laminaire de cisaillement.....	27
II.3 Contrainte de cisaillement.....	28
II.4. Déformation et vitesse de cisaillement.....	28
II.4.1 Déformation de cisaillement.....	28
II.4.2 Vitesse de cisaillement	29
II.5 La viscosité.....	29
II.6 Le comportement rhéologique des fluides	29
II.6.1 Les fluides indépendants du temps.....	30
II.6.2 Les fluides dépendant de temps.....	32
II.6.3 Les fluides viscoélastiques	33

PARTIE 2 : LA RHEOLOGIE DES SOLUTIONS POLYMERES

II.7 Généralité et définition	36
II.8 Classification des polymères.....	36
II.9 Les applications des polymères	39
II.10 Quelques propriétés des polymères	39
II.10.1 Propriétés thermiques	39
II.10.2 Propriétés mécaniques	40
II.11 La rhéologie des solutions de polymères	40

Chapitre III : la stimulation d'un fluide de fracturation

Introduction	41
III.1 L'objectif de cette étude.....	41
III.2 Les caractérisations des échantillons	41
III.2.1 Agents de soutènement.....	41
III.2.2 Guar gomme.....	42
III.2.3 Agent de réticulation	43
III.2.4 Briseurs de gel (Breakers)	44
III.3 Caractérisation des équipements.....	45
III.3.1 Mixeur.....	45

III.3.2 Rhéomètre FANN 35.....	45
III.3.3. Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT	46
III.3.4 Le Ph mètre	47
III.3.5 Balance.....	48
III.4 procédure de la préparation du fluide WF135	49
III.4.1 Procédure et méthode utilisé.....	51
III.5 Procédure de laboratoire de mélange pour WF135.....	52
III.6 Procédure de test de temps de retard	52
III.7 Résultat et discussions.....	55
III.7.1 L'analyse d'eau	55
III.7.2 Les caractéristiques des échantillons	56
III.8 Évaluation des exigences des disjoncteurs différentes T.....	56
III.9 Résultats de la rhéologie du fluide de fracturation	58
III.9.1 test de stabilité de YF135HTD @ 120°C	58
III.9.2 Tests de rupture de gel de YF135HTD @110 °C avec J481	59
III.9.3 Test de rupture de gel YF135HTD @ 90 °C avec J218.....	60
III.10 Abréviation des mots clés des fluides.....	61
Conclusion.....	62
Références bibliographiques.....	63



Introduction générale

Introduction général

La fracturation hydraulique est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour extraire des hydrocarbures présents dans les formations géologiques profondes, telles que les schistes et les formations de grès compactes. Cette technique implique l'injection d'un fluide sous pression élevée, généralement de l'eau mélangée à des additifs chimiques et du sable, dans le puits de forage. La pression du fluide provoque la création de fractures dans la roche, ce qui permet au pétrole ou au gaz de s'échapper et d'être récupéré [1].

Le fluide de fracturation est composé principalement d'eau, mais il contient également divers additifs chimiques. Ces additifs servent à améliorer les performances du fluide en termes de viscosité, de stabilité, de lubrification et de propriétés de transport. Certains des additifs couramment utilisés dans les fluides de fracturation comprennent [2]

- Les agents de soutènement
- Les agents tensioactifs
- Les biocides
- Les acides

La rhéologie est une branche de la physique qui étudie l'écoulement ou la déformation des matériaux sous l'effet des contraintes qui leur sont appliquées, compte tenu de la vitesse d'application de ces contraintes ou plus généralement de leur variation au cours du temps [2]. De plus, la compréhension des propriétés rhéologiques et de filtration des fluides de fracturation est essentielle au succès des opérations de fracturation et aidera les outils de fracturation à pénétrer différentes couches de formations géologiques [2].

L'objectif de mon travail est consacré sur l'amélioration d'indice de productivité à partir d'un traitement de stimulation (fracturation hydraulique) pour augmenter la porosité donc la perméabilité des roches avec création des fissures.

Chapitre 1 : Dédié à la stimulation et la fracturation hydraulique, il couvrira la notion de stimulation et des endommagements et les principes, la description et le but de la fracturation hydraulique, ainsi qu'une discussion sur les fluides de fracturation, les additifs, les polymères et les agents de soutènement utilisés dans cette technique

Chapitre 2 : Généralités sur la rhéologie des solutions de polymères, il est dédié aux notions générales de rhéologie, nous nous intéressons à la rhéologie des matériaux fluides, en particulier le comportement des fluides en écoulement cisailé permanent et oscillatoire.

Chapitre 3 : le choix d'un fluide pour stimulation d'un fluide de fracturation WF135 et le faire le réticuler avec un agent de réticulation WF135HTD.



Chapitre I

Généralité sur la stimulation et la
fracturation

Partie I

I.1. Notion de la stimulation

La stimulation est tout traitement mécano-chimique dont le but est d'augmenter la productivité d'un puits en réparant les dommages près de la paroi du puits de forage ou en créant des structures hautement conductrices (fractures entretenues) dans la formation.

L'effet attendu du stimulus est :

- Modification des propriétés pétro physiques du réservoir pour augmenter la perméabilité, soit à proximité du puits, soit dans des formations plus éloignées).
- Réparation de formation endommagée par le forage

Le but définitif est d'augmenter le potentiel du puits et d'améliorer la récupération finale [47].

I.1.1. Différents types de stimulation

Les stimulations peuvent être décomposées comme suit :

- **Fracturation Hydraulique**

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste, après avoir cassé la roche, à créer dans la formation des drains perméables qui s'étendent le plus loin possible pour faciliter l'écoulement vers le fond du puits. La fracturation de la formation est obtenue en appliquant une pression supérieure à la contrainte minimale [3].

- **Fracturation acide**

Les fluides de fracturation sont des acides injectés sous haute pression qui créent des fractures.

L'acide se dissout dans le motif de fracture de manière non uniforme, créant une balle de golf dissoute qui augmentera la porosité et donc la perméabilité [3].

- **L'acidification**

L'acidification est un traitement matriciel, c'est-à-dire un traitement effectué à une pression inférieure à la pression de fracturation, au cours duquel de l'acide est injecté dans la formation pour augmenter la productivité et/ou le débit d'injection du puits. Cette méthode est principalement applicable dans le cas de la restauration de la perméabilité à proximité du puits. Nous distinguons :

- Acidification matricielle simple, impliquant le traitement de l'ensemble de la matrice.
- Acidification sélective, incluant le traitement de la matrice zone par zone [3].

- **Lavage aux solvants**

Les émulsions huile-eau ou les dépôts de paraffine peuvent endommager les puits et peuvent être éliminés par injection de solvants organiques ou de tensioactifs [2].

I.2. Les endommagements

L'endommagement est défini comme une augmentation de la perte de charge à proximité du puits ; il représente l'ensemble des cuirasses, qu'elles soient minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle en se déposant dans les cuves ou en fermant les perforations voire les canalisations de production [1].

I.2.2. Détection de l'endommagement

Avant de procéder à tout type de traitement, une étude complète doit d'abord être réalisée, c'est-à-dire l'historique du puits, les paramètres de production et/ou d'injection, ainsi que les fluides et les différents gisements récupérés [6].

Quelques une des approches couramment utilisées pour détecter les dommages potentiels :

- **Surveillance sismique** : La surveillance sismique est souvent utilisée pour suivre les mouvements du sol et détecter d'éventuels événements sismiques induits par la fracturation hydraulique. Les capteurs sismiques sont placés autour du site de fracturation pour enregistrer les vibrations et les mouvements du sol. Si des événements sismiques sont détectés, ils peuvent être analysés pour évaluer leur magnitude, leur localisation et leur relation avec les opérations de fracturation.
- **Surveillance des déformations du sol** : Les mesures de déformation du sol, telles que l'inclinométrie, la microdéformation ou l'interférométrie radar (InSAR), peuvent être utilisées pour détecter les mouvements ou les déformations du sol causés par la fracturation hydraulique. Ces mesures peuvent aider à identifier les zones de contraintes ou de déformations normales.
- **Surveillance des pressions de puits** : Les mesures de pression dans le puits de fracturation peuvent fournir des informations sur l'efficacité de la fracturation et sur d'éventuels problèmes, tels que des fuites de fluide vers des formations non ciblées ou des zones de faibles pressions indiquant des failles ou des fractures indésirables. [54]

Partie II : la fracturation hydraulique

I.3 Généralité sur la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique, également connue sous le nom de « « fracking » est une technique de forage utilisée pour extraire des hydrocarbures tels que le gaz naturel et le pétrole de roches souterraines.

La technique consiste à injecter de l'eau, du sable et des produits chimiques sous pression dans une formation géologique pour créer des fractures dans la roche, ce qui permet aux hydrocarbures de s'échapper et d'être récupérés par un puits de forage.

Cette technique a été développée pour permettre l'extraction de gaz et de pétrole à partir de formations rocheuses qui étaient auparavant considérées comme non exploitables [11].

I.3.1 Bref historique

La technique de fracturation hydraulique a été développée pour la première fois dans les années 1940, mais elle n'a commencé à être largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière qu'à partir des années 1990. Au départ, la fracturation hydraulique était principalement utilisée pour améliorer la production de pétrole et de gaz dans les puits existants, mais elle est rapidement devenue une méthode populaire pour l'exploration et l'exploitation de nouveaux gisements de gaz de schiste et d'autres hydrocarbures non conventionnels [9].

La première utilisation connue de la fracturation hydraulique a eu lieu en 1947, lorsque des ingénieurs ont expérimenté la technique dans un puits de gaz dans le Kansas. Au cours des décennies suivantes, la technique a été améliorée et affinée pour permettre une production plus efficace de pétrole et de gaz dans des formations géologiques difficiles.

Au début des années 2000, la fracturation hydraulique a commencé à être utilisée de plus en plus fréquemment pour extraire du gaz de schiste, une source d'hydrocarbures auparavant considérée comme peu rentable. Cette utilisation accrue de la fracturation hydraulique a conduit à une explosion de la production de gaz de schiste aux États-Unis et dans d'autres pays [9].

I.3.2. Définition de la fracturation

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à fracturer la roche pour créer des canaux de drainage perméables qui s'étendent aussi loin que possible dans la formation pour faciliter l'écoulement [49].

I.3.3 Le but de la fracturation

Le but principal de la fracturation hydraulique est d'extraire des hydrocarbures, tels que le gaz naturel et le pétrole, de formations géologiques souterraines. Cette technique permet d'atteindre des réserves de pétrole et de gaz auparavant inaccessibles en créant des fractures dans la roche et en permettant aux hydrocarbures piégés dans la roche de s'écouler vers le puits de forage [8].

La fracturation hydraulique est particulièrement utilisée pour l'exploitation de gaz de schiste, qui est piégé dans des formations géologiques peu perméables. La technique permet d'ouvrir des fissures dans la roche et de libérer le gaz de schiste, qui peut ensuite être extrait à travers un puits de forage (**figure I.2**).

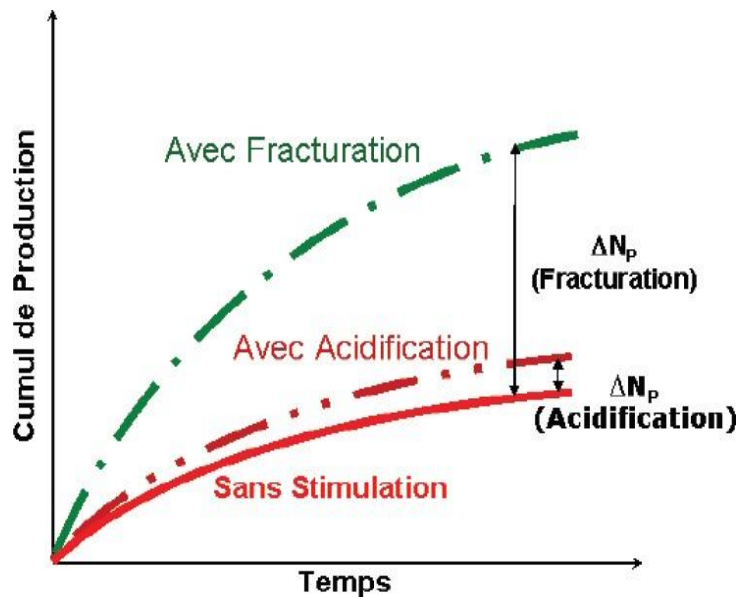


Figure I.2: le but de fracturation hydraulique [8].

I.4 Le fonctionnement technique

Le processus de fracturation hydraulique implique plusieurs étapes supplémentaires à l'extraction conventionnelles des ressources. Néanmoins, les phases de forage sont similaires [16].

- **Création d'un bassin de décantation**

Il a été creusé à proximité du site de forage et recouvert de plastique pour éviter toute contamination potentielle du sol. Toutes les boues, roches et terres extraites lors du forage seront stockées dans des bassins de sédimentation pour éviter toute contamination des sols et des eaux souterraines[16].

Il a été creusé à proximité du site de forage et recouvert de plastique pour éviter toute contamination potentielle du sol. Toutes les boues, roches et terres extraites lors du forage seront stockées dans des bassins de sédimentation pour éviter toute contamination des sols et des eaux souterraines[16].

- **Fissuration de roche**

Les explosifs sont utilisés pour établir des relations tige de forage/ressource. Les fractures sont ouvertes par des grains de sable mélangés à un fluide de stimulation hydraulique, permettant au gaz de s'échapper de la roche dense vers la surface et de forer vers le haut [16].

- **Décapage des tubes**

Injecter de l'acide chlorhydrique (5 à 33 tonnes) dans le tubage [16].

- **Ouverture de fracture et la remontée de gaz**

Le fluide de fracturation est injecté à des pressions de 400 à 700 bars (selon la nature de la roche) et dilate les microfissures du schiste. Le sable s'infiltré dans les interstices et les empêche de se refermer, et les additifs du fluide de stimulation sont conçus pour réduire la friction et protéger la formation rocheuse, augmentant ainsi la sécurité et l'efficacité de la stimulation hydraulique. Le fluide de fracturation se compose d'eau, de sable et de produits chimiques [16].

- **Phase d'exploitation**

En surface, les hydrocarbures sont séparés des eaux montantes, traités et, s'ils contiennent des impuretés, finalement transportés.

Dans les zones où l'exploration pétrolière est active, il existe une infrastructure de transport qui peut être connectée [16].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

- **Le stockage**

Des camions récupèrent le gaz et le transportent jusqu'à l'usine de traitement. L'eau restituée (8% à 50%) décante dans le réservoir de stockage avant d'être réinjectée ou traitée à l'usine [16].

- **La fin d'exploitation**

Les forages ont été fermés avec des bouchons de ciment de différentes hauteurs allant de 50 à 100 m [16].

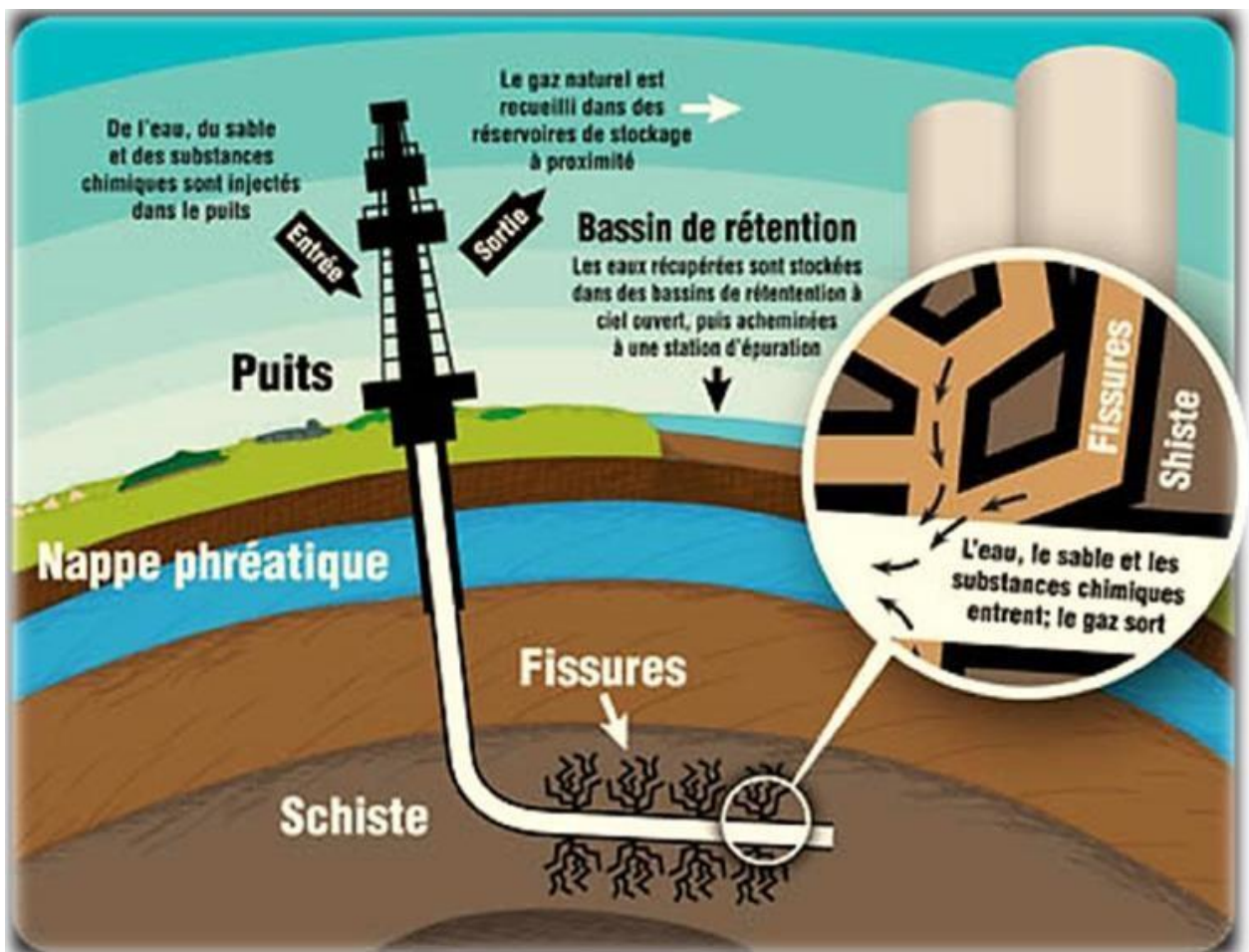


Figure I.2 : schéma descriptif de la fracturation hydraulique[12].

I.5 La production des hydrocarbures non conventionnels

Au fil des ans, le développement de la production d'hydrocarbures à partir de roches mères (huile de schiste et gaz naturel) a fondamentalement modifié le paysage énergétique américain. Les hydrocarbures de roche mère sont des hydrocarbures liquides ou gazeux, encore piégés dans des couches argileuses, riches en matière organique (roches mères), formés lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques à la suite d'augmentations de

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

pression et de température. Certains des hydrocarbures formés dans les roches mères sont expulsés et, si les conditions géologiques sont favorables, des dépôts conventionnels se forment. Le reste constitue des roches mères [10].

Ce sont donc des hydrocarbures qui se forment de la même manière et ont la même composition chimique que les hydrocarbures ordinaires, mais ils sont contenus dans des roches très peu poreuses et presque imperméables, de sorte qu'ils ne peuvent pas être produits par des méthodes conventionnelles. La fabrication de ces hydrocarbures fait à deux techniques dans le monde pétrolier : le forage horizontal et la fracturation hydraulique [10].

II.5.1 La porosité

La porosité est une grandeur macroscopique qui permet de quantifier le volume non occupé par le solide. Numériquement, la porosité totale n est le rapport entre le volume total des vides V_v et V_t le volume total du volume élémentaire représentatif [12].

$$n = \frac{V_v}{V_t} \dots \dots \dots I$$

Exprimée en pourcentage (%), on dit souvent que la porosité est :

- Faible si $n < 5\%$;
- Médiocre si $5\% < n < 10\%$;
- Moyenne si $10\% < n < 20\%$;
- Bonne si $20\% < n < 30\%$;
- Excellente si $n > 30\%$ [13].

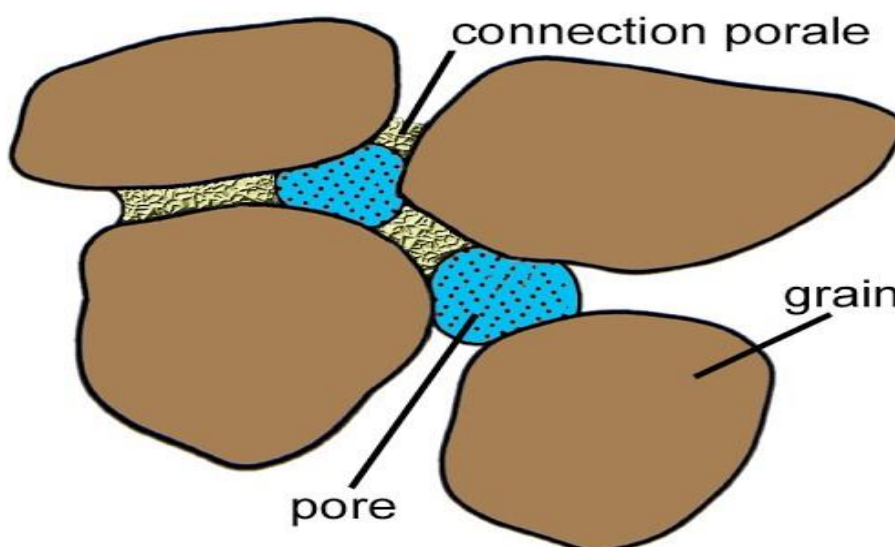


Figure I.3 : schéma de la porosité[13].

II.5.2 La perméabilité

La perméabilité est une mesure de la capacité d'un matériau à permettre le flux d'un fluide, comme l'eau ou l'air, à travers ses pores ou ses fissures [16]. La Loi de Darcy permet de relier un débit à un gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé : la perméabilité K .

$$Q/s = \frac{K}{\eta} \cdot \Delta p / \Delta x \dots \dots \dots II$$

- Q C'est le débit,
- S Est la section de l'éprouvette,
- η Est la viscosité dynamique du fluide,
- $\Delta p / \Delta x$ C'est le gradient de pression. [14].

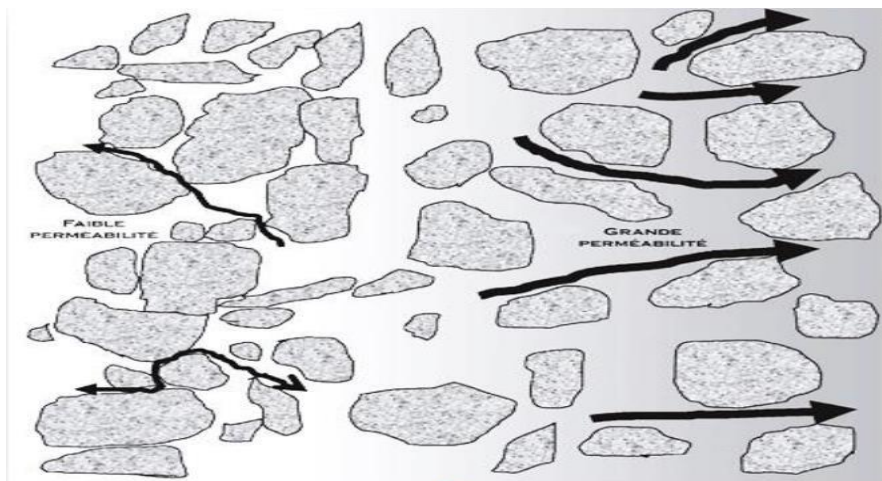


Figure 1.4 : zones de forte et de faible perméabilité d'une roche réservoir [14].

I.5.3 Roche mère

Une roche mère est une formation géologique contenant des quantités importantes de matière organique, telle que des dépôts de sédiments riches en matière organiques ou des roches organiques comme le schiste ou le charbon.

Une roche mère est caractérisée par son taux de carbone organique total traduisant sa richesse en matière organique [15].

I.5.4 Gaz de schiste

Le gaz de schiste est un gaz naturel piégé dans des formations rocheuses de schiste. Il est extrait par fracturation hydraulique, une technique qui implique l'injection d'eau, de sable et de produits chimiques sous pression dans le schiste pour libérer le gaz [16].

I.6 Composition du fluide hydraulique

Le fluide hydraulique est une substance utilisée pour transmettre de l'énergie hydraulique dans les systèmes hydrauliques. La composition exacte du fluide hydraulique peut varier en fonction de son utilisation spécifique et des exigences de l'application. Cependant, voici quelques composants couramment utilisés dans la fabrication de fluides hydrauliques :

1. **Huile minérale** : L'huile minérale est un liquide incolore et inodore extrait du pétrole brut. Elle est utilisée comme base pour de nombreux types de fluides hydrauliques.
2. **Additifs** : Les additifs sont des produits chimiques ajoutés à l'huile pour améliorer ses propriétés. Les additifs courants comprennent des agents anti-usure, des agents anti-oxydants, des agents anti-corrosion et des agents d'adhérence.
3. **Esters** : Les esters sont des huiles synthétiques produites à partir de réactions chimiques entre des acides et des alcools. Ils offrent une résistance supérieure à l'usure, une faible volatilité et une excellente stabilité thermique.
4. **Glycols** : Les glycols sont des liquides incolores et inodores utilisés comme additifs pour améliorer les propriétés de l'huile hydraulique, tels que la résistance à la corrosion et la protection contre la formation de mousse.
5. **Eau** : Dans certains cas, de l'eau est ajoutée à l'huile hydraulique pour réduire le coût ou améliorer les propriétés de l'huile.

Il est important de noter que la composition exacte du fluide hydraulique varie selon les spécifications du fabricant et les exigences de l'application. Avant d'utiliser un fluide hydraulique, il est important de vérifier les spécifications recommandées par le fabricant et de s'assurer que le fluide est compatible avec les composants du système hydraulique [17].

I.7 Fluide de base

Les fluides de base de fracturation sont les composants de base utilisés pour créer les fluides de fracturation qui sont injectés dans une formation géologique pour la fracturer et libérer les hydrocarbures piégés. Les fluides de base peuvent être à base d'eau, d'huile ou de gaz, et sont souvent mélangés avec des additifs et des produits chimiques pour améliorer leur performance lors de la fracturation hydraulique [1].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Quelques types courants de fluides de base de fracturation :

- ✓ **Les fluides à base d'eau** : Les fluides de fracturation à base d'eau sont généralement constitués d'eau, de sel et de produits chimiques tels que des tensioactifs, des acides et des biocides. L'eau peut être de l'eau de mer, de l'eau douce ou de l'eau recyclée. Les fluides à base d'eau sont les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière.
- ✓ **Les fluides à base d'huile** : Les fluides de fracturation à base d'huile utilisent de l'huile comme base plutôt que de l'eau. L'huile utilisée peut être de l'huile minérale ou de l'huile végétale. Les fluides à base d'huile sont souvent utilisés dans les formations géologiques où l'eau peut être difficile à récupérer ou où les pressions de pore sont faibles.
- ✓ **Les fluides à base de gaz** : Les fluides de fracturation à base de gaz utilisent du gaz, comme le dioxyde de carbone, l'azote ou le propane, comme base plutôt que de l'eau ou de l'huile. Les fluides à base de gaz sont souvent utilisés pour les formations géologiques où les pressions de pore sont très élevées, car ils peuvent aider à réduire les risques de blocage du fluide. [18]

I.8 Les additifs chimiques :

Les additifs chimiques sont des composés utilisés pour améliorer les performances des fluides de fracturation. Ces additifs sont souvent mélangés avec des fluides de base, tels que l'eau, l'huile ou le gaz, pour créer des fluides de fracturation spécifiquement conçus pour la formation géologique ciblée [19].

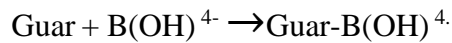
I.8.1 Agent de réticulation

Un agent de réticulation est un additif utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour renforcer la résistance mécanique des matériaux de fracturation hydraulique. Il peut être utilisé en combinaison avec d'autres additifs pour créer un réseau de pores ouverts dans le matériau de fracturation, ce qui permet aux fluides de s'écouler à travers le matériau tout en maintenant sa résistance mécanique. Les agents de réticulation sont généralement des produits chimiques organiques qui réagissent avec les composants des fluides de fracturation pour former un gel qui se solidifie ensuite. Ils peuvent être utilisés dans une variété de types de fluides de fracturation, notamment les fluides à base d'eau, les fluides à base d'huile et les fluides à base de gaz. L'utilisation d'agents de réticulation peut aider à améliorer l'efficacité de la fracturation hydraulique en réduisant le risque de migration du fluide de fracturation hors de la zone cible. Cela peut également aider à réduire les coûts de production en augmentant la production de gaz et de pétrole [19].

• Réticulant du Borate

La réticulation au borate est une méthode courante de réticulation utilisée pour produire des hydrogels. Dans cette méthode un agent de réticulation contenant du borate est ajouté à une solution contenant des groupes hydroxyle (OH-) tels que les polymères d'acide acrylique.

Pour maximiser la stabilité thermique du gel réticulé, le pH et la concentration en borate doivent être augmentés, avec un pH optimal de 10 à 12 selon le composé borate et la concentration en ions borate (Harris, 1993).



L'ion borate réagit avec les cis-diols (=OH-groupes qui sont orientés dans la même direction) dans le guar ou pour former des réticulations (**Figure I.5**). D'un point de vue thermodynamique, la réaction de $[\text{B(OH)}_4]^-$ avec deux groupes hydroxyle est plus favorable que la réaction avec un groupe -OH en raison des effets de chélation et d'entropie (Acharya, A.R, 1988).

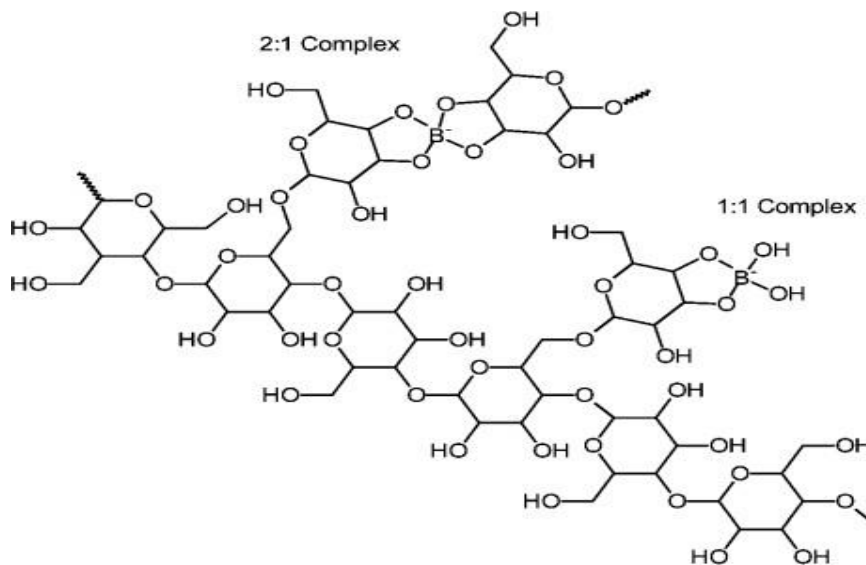


Figure I.5 Guar réticulé au borate (Acharya, A.R, 1988) [21].

II.8.2 Briseurs de gel (Breakers)

Le briseur de gel (ou anti gel) est un additif couramment utilisé dans les fluides de fracturation pour réduire la viscosité du fluide mélangé au proppant. Le briseur permet de rompre la réticulation formée par les agents de réticulation ajoutés au fluide de fracturation. Les briseurs sont utilisés à la fin du processus de fracturation pour permettre au fluide de fracturation de revenir à sa forme liquide et être récupéré.

Parmi les briseurs utilisés dans les fluides :

- **Oxydant**

Il est possible d'utiliser des oxydants comme briseurs de gel dans les fluides de fracturation, mais ce n'est pas une pratique courante car ces produits peuvent être très réactifs et potentiellement dangereux. Les oxydants tels que le peroxyde d'hydrogène, le permanganate de potassium et l'hypochlorite de sodium peuvent être utilisés comme briseurs de gel, mais ils doivent être manipulés avec précaution et leur utilisation doit être strictement contrôlée.

- **Briseurs enzymatiques**

Les briseurs enzymatiques sont des additifs utilisés dans les fluides de fracturation pour décomposer les polymères et les gels présents dans le fluide, ce qui facilite leur élimination et améliore l'efficacité de la fracturation. Les briseurs enzymatiques sont généralement moins toxiques et plus respectueux de l'environnement que les autres types de briseurs.

Il existe différents types de briseurs enzymatiques disponibles sur le marché, tels que les protéases, les lipases et les amylases. Ces enzymes sont capables de décomposer les liaisons chimiques des polymères et des gels dans les fluides de fracturation, les transformant en produits plus faciles à éliminer.

Le mécanisme de dégradation des enzymes est illustré ci-dessus (**Figure 1.6**). La réaction des enzymes commence par le principe de la " serrure et de la liaison ", ce qui signifie que pour réagir avec le substrat, l'enzyme particulière doit avoir une configuration tridimensionnelle et un site actif qui est spécifiquement complémentaire du site du substrat qu'elle doit faire réagir, sinon, si la forme de l'enzyme n'est pas complètement complémentaire de la forme du substrat, comme la clé de la serrure d'assemblage, la réaction ne se fera pas (Boles, J.L et al, 1996) [21].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Toutes les enzymes peuvent effectuer leur réaction spécifique sans être modifiées au cours du processus, ce qui permet à un seul brin d'enzyme de briser successivement de nombreuses molécules de polymère (Bose, C.C., 2016) [48].

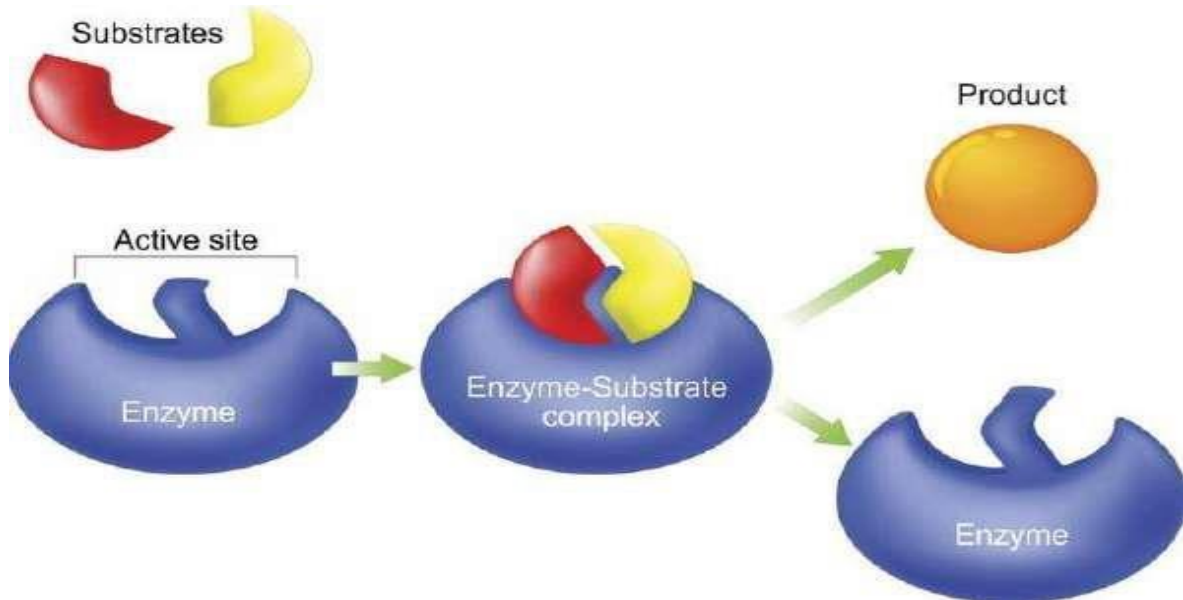


Figure I.6 Mécanisme de dégradation des enzymes (Boles, J.L et al, 1996) [48].

I.8.3 Buffer

Pour une bonne dispersion et hydratation du polymère, le pH de l'eau de gâchage doit être soigneusement contrôlé. Dans le contexte de la fracturation hydraulique, le rôle du buffer (ou coussin) est de créer une zone de pression hydrostatique contrôlée entre la surface du fluide de fracturation et le fond du puits de forage. Le buffer est généralement constitué d'eau ou d'un mélange d'eau et de produits chimiques spécialement conçus pour la fracturation hydraulique [48].

I.8.4 Bactéricides

Les bactéricides sont souvent ajoutés aux additifs de fluide de fracturation pour prévenir la croissance de bactéries dans le fluide. Les bactéries peuvent se développer dans le fluide de fracturation et causer des problèmes tels que la production de gaz sulfureux et l'obstruction des canalisations [51].

- L'un des exemples de bactéricides couramment utilisés dans les fluides de fracturation est le glutaraldéhyde [51].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Une étude publiée dans le Journal of Petroleum Science and Engineering a montré que le glutaraldéhyde était efficace pour inhiber la croissance de bactéries dans les fluides de fracturation à base d'eau. [51].

Les résultats ont montré que

- le glutaraldéhyde était l'un des bactéricides les plus efficaces pour inhiber la croissance de bactéries [51].
- l'utilisation de bactéricides avait un impact significatif sur la diversité et la composition des communautés microbiennes. [51].

I.8.5 Stabilisateurs

Les stabilisateurs sont des additifs couramment utilisés dans les fluides de fracturation pour améliorer la stabilité du fluide et empêcher les particules de sédimenter. Ces additifs sont importants pour garantir que le fluide reste homogène et ne se sépare pas pendant le processus de fracturation hydraulique.

Les stabilisateurs peuvent être de différents types, tels que des polymères synthétiques, des polymères naturels ou des sels minéraux. Les polymères synthétiques tels que le polyacrylamide et le polyacrylate sont couramment utilisés comme stabilisateurs dans les fluides de fracturation. Ces polymères forment des chaînes moléculaires longues qui se lient aux particules et les empêchent de s'agglomérer.

Les stabilisateurs naturels tels que la gomme de guar et la gomme xanthane sont également utilisés dans les fluides de fracturation. Ces polymères naturels sont souvent préférés car ils sont biodégradables et moins toxiques pour l'environnement que les polymères synthétiques [53].

I.8.6 Tensioactifs

Les tensioactifs sont utilisés pour réduire les tensions superficielles et inter-faciales et pour modifier la mouillabilité des fluides afin de faciliter leur récupération dans la formation [48].

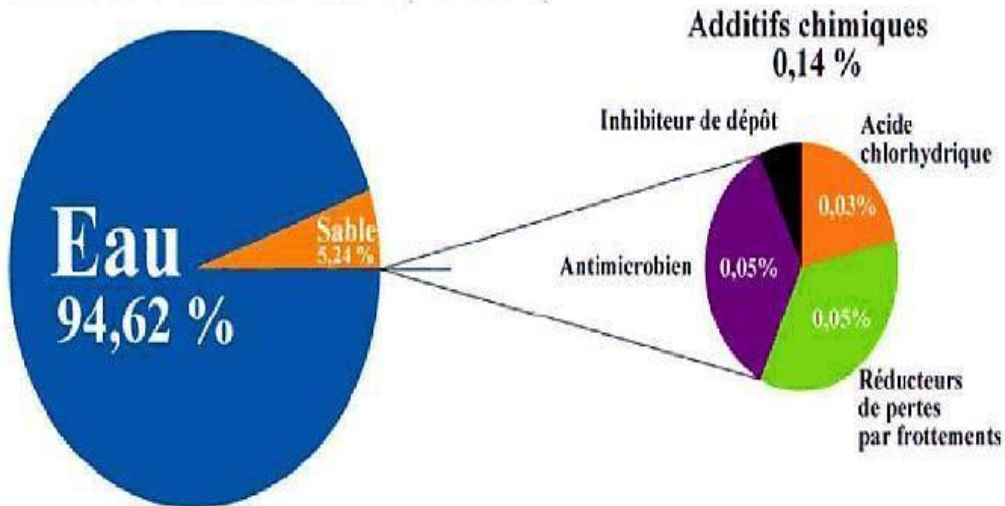


Figure I.7 : les additifs chimiques dans la fracturation hydraulique [53].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Tableau I.1 : Fonction et proportion des additifs chimiques utilisés dans les fluides de fracturation.

Additifs	Principaux composés	Fonction	Proportion (volume en %)
Acides Dissolvants	Acide chlorhydrique Acide muriatique	Dissoudre les Minéraux et les métaux. Fissurer la roche	0.123%
Réducteurs de Friction	Polyacrylamide Huiles minérales	Réduire la friction entre le fluide et la tuyauterie.	0.088%
Agents Gélifiants	Bentonite Gomme de Guar	Epaissir l'eau pour mieux garder le proppant en suspension.	0.043%
Inhibiteurs de Dépôt	Ethylène-glycol Propylène-glycol	Protéger des dépôts sur les parois des conduites.	0.043%
Agents des Tenues Des gel	Persulfate de sodium Hémicellulose	Permettre une rupture retardée des chaînes de polymères en gel.	0.01%
Agent de Réticulation	Perborate de sodium Anhydride acétique Borates	Maintenir la viscosité du fluide en cas d'augmentation de la température.	0.007%
Inhibiteurs de Corrosion	Diméthyleformamie Alcool Propargylique	Protéger la tuyauterie de la corrosion.	0.002%
Biocides	Glutaraldéhyde Dibromoacétonitrile	Éliminer les bactéries qui produisent des éléments corrosifs.	0.001%

I.8.7 Agents de soutènements (proppants)

Les agents de soutènement, également appelés "proppants" en anglais, sont des matériaux injectés dans un puits de gaz ou de pétrole fracturé pour maintenir les fissures ouvertes et permettre aux hydrocarbures de s'écouler vers le puits.

Les proppants sont généralement des particules solides, telles que du sable, de la céramique ou des billes de verre, qui sont mélangées à de l'eau et à des produits chimiques de fracturation, puis injectées sous pression dans le puits. Les particules se déplacent le long des fissures créées par la fracturation hydraulique et restent en place, maintenant ainsi les fissures ouvertes et permettant aux hydrocarbures de s'écouler plus facilement vers la surface [19].

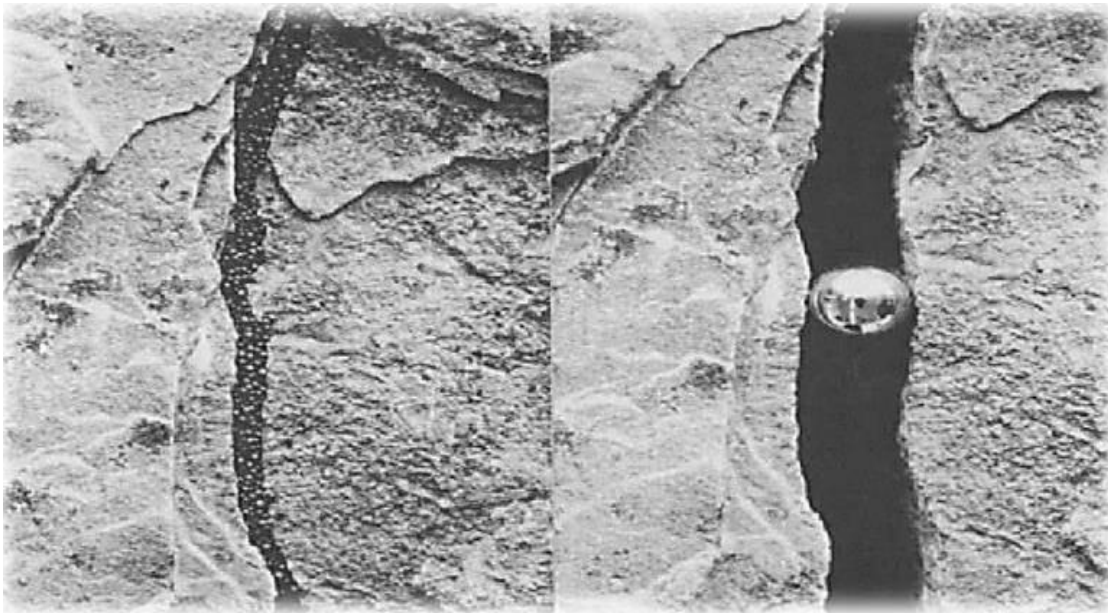


Figure I.8 : maintien des fractures rocheuses ouvertes par remplissage d'agent de soutènement [19].

➤ **Types d'agents de soutènements**

Trois types d'agent de soutènement sont utilisés dans la fracturation hydraulique : le sable naturel, le sable enrobé de résine, et les agents en céramique [19].

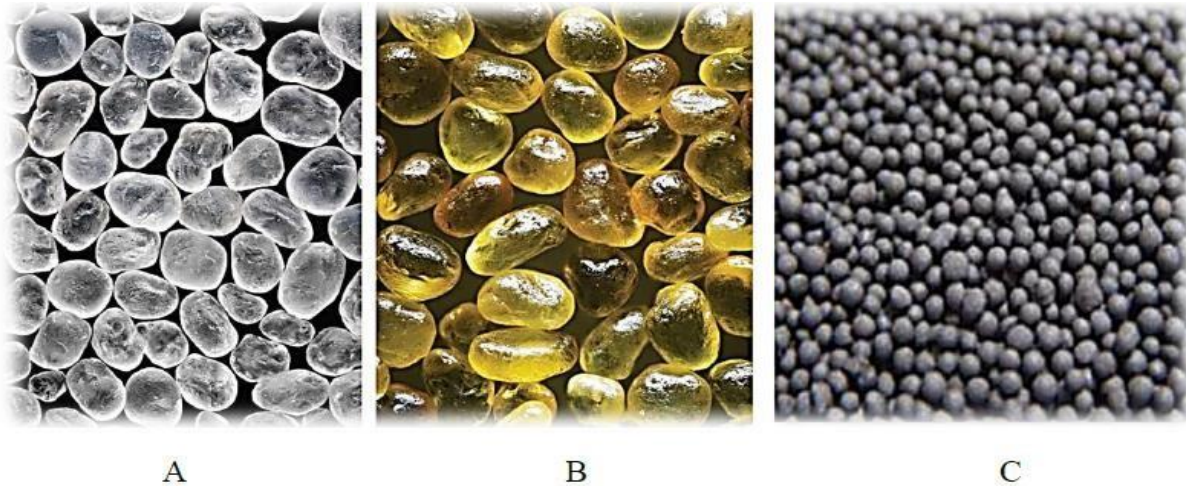


Figure I.9 : types d'agents de soutènements [19].

- A est le sable naturel
- B est sable enrobé de résine
- C sont les billes de céramiques

II.9 Polymères utilisés comme agents de soutènements :

- **Résines d'enrobages**

Les polymères, tels que les résines, peuvent être utilisés pour augmenter la résistance de l'agent de soutènement et agir comme une colle pour maintenir ensemble certaines particules de revêtement qui se rompent sous la contrainte de fermeture, empêchant non seulement la génération de fines particules qui entravent le passage du fluide, mais aussi les empêchant de retourner à la surface lors des opérations de fracturation. Les résines les plus couramment utilisées pour recouvrir les agents de soutènement sont les époxydes, les furanes, les polyesters, les esters vinyliques et les polyuréthanes [19].

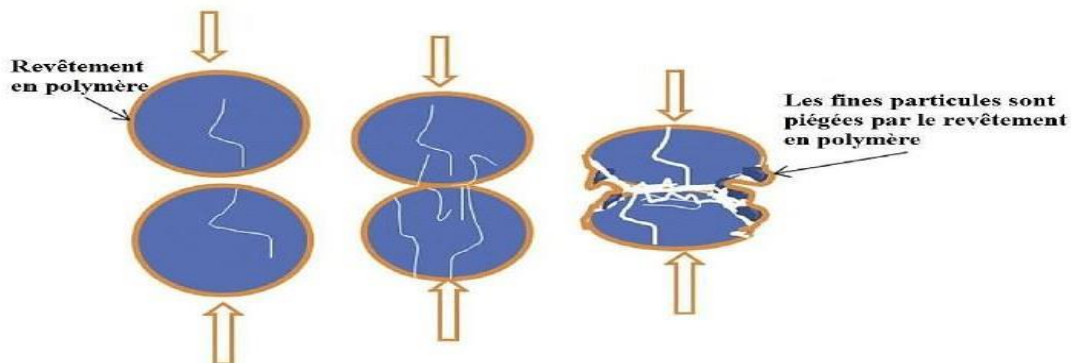


Figure I.10 : Encapsulation des fragments de proppant enrobés de résine.

I.10 Injection des polymères

L'injection de polymère peut améliorer le balayage de deux manières. D'autre part, une augmentation de la viscosité améliore le rapport de mouvement entre le fluide de déplacement et le fluide de déplacement (polymère), ce qui réduit l'effet doigt. En revanche, d'un point de vue microscopique, la saturation résiduelle diminue lorsque le nombre de capillaires augmente [21].

L'injection de la solution de polymère s'effectue à un débit plus faible (augmentation de viscosité), ce qui signifie un temps de récupération légèrement moins favorable économiquement [20].

- **Sélection des polymères**

Le choix du polymère est basé sur sa viscosité, son prix et sa capacité à résister à diverses conditions physico-chimiques et à l'attaque de divers agents chimiques externes. [20].

Les polymères principalement utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont des polymères synthétiques tels que les polyacrylamides et le xanthane.

- **Le xanthane**

Le xanthane, également connu sous le nom de gomme xanthane, est un polysaccharide naturel produit par la bactérie *Xanthomonas campestris*. Il est souvent utilisé comme additif alimentaire pour ses propriétés épaississantes, stabilisantes et gélifiantes.

Le xanthane peut également être utilisé comme un polymère dans la fracturation hydraulique pour améliorer l'efficacité de cette technique d'extraction de pétrole et de gaz. Le xanthane est utilisé comme un agent de soutènement pour maintenir l'ouverture des fractures dans la roche, tout comme les proppants dont j'ai parlé précédemment [20].

- **Les Polyacrylamides**

Sont des polymères synthétiques obtenus par polymérisation de l'acrylamide. Les polyacrylamides sont des polymères à chaîne flexible qui ont de hautes masses moléculaires, autour de $20 \cdot 10^6$ g/mol, qui donnent des solutions très visqueuses. Une fraction de l'acrylamide peut être hydrolysée pour produire de l'acide acrylique ce qui fait que sa viscosité diminue dans l'eau salée [20].

I.11 Applications des polymères

- **Contrôle de mobilité**

La fonction de chaque polymère hydrosoluble dans ENHANCED OIL RECOVERY est d'augmenter la viscosité de l'eau injectée et diminuer la perméabilité relative de l'eau dans la formation, si le mouvement de l'eau est ralenti par rapport à l'huile alors le déplacement de cette dernière sera augmenté [45].

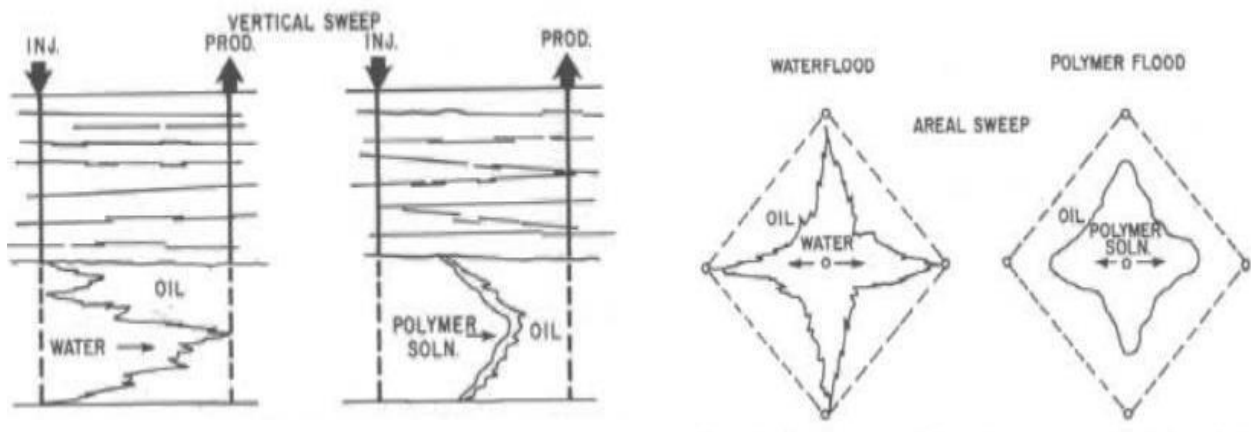


Figure I.11 Schémas représentant le contrôle de mobilité par une solution polymère [20].

- **Modification du profil**

Dans les zones où la présence des fractures et des zones à haute perméabilité, l'utilisation des gels polymères est nécessaire afin de réduire la perméabilité de ces zones et permet à l'eau de balayer les endroits moins perméables, cela sert à augmenter l'efficacité de WATERFLOOD [45].

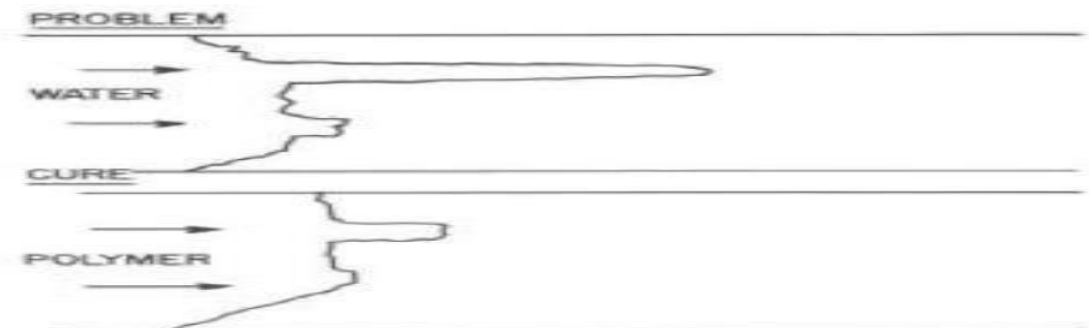


Figure I.12 : Schéma représentant la modification du profil [20].

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

La viscosité de la solution est améliorée par la réaction du polymère avec un agent gélifiant (souvent un ion métallique ou composant organique), cette réaction crée un gel 3D qui sera injecté dans la formation par la suite[20].

I.12 Gels de polymère

Les gels de polymère sont des solutions de polymère réticulés de grande structure moléculaire qui empêchent la pénétration dans la matrice de roche poreuse et ne se propagent qu'à travers des fractures pour réduire leur perméabilité [47].

Les gels polymères sont des fluides non newtoniens avec une haute résistance à l'écoulement et ont été mis en oeuvre avec succès pour l'arrêt de l'eau dans plusieurs champs producteurs de pétrole. Des gels polymères ont également été étudiés pour réduire la canalisation dans les réservoirs naturellement fracturés, détournant ainsi les fluides d'injection vers des zones non balayées.

Le traitement au gel est plus efficace lorsque les fractures sont alignées avec la direction de l'écoulement entre l'injecteur et le producteur. Une résistance accrue à l'écoulement peut favoriser les forces visqueuses à travers le réseau de fracture et permettre un degré plus élevé d'inondation visqueuse si l'injection de gel est suivie d'une injection d'eau.

Les gels de polymère ne peuvent pas être injectés profondément dans les réservoirs en raison de leur viscosité. Par conséquent, les gels sont souvent injectés avant le processus de gélification sous forme de gélifiant moins visqueux. Lorsque le gélifiant progresse dans un réservoir, la température augmente, initiant ainsi le processus de gélification où le gélifiant se forme en gel. À mesure que le gel se forme, il devient essentiellement immobile.

Dans l'état actuel de la technique, les gélifiants ont des temps de gélification relativement courts (heures). Cela limite la pénétration en profondeur du gel polymère, car le gel formé est immobile à toutes fins pratiques. Récemment, a présenté l'utilisation de nanoparticules complexes de polyélectrolytes pour piéger et contrôler la libération d'agent de réticulation et augmenter efficacement le temps de gélification des gels polymères de 30 minutes à plusieurs jours.

Les polyacrylamides sont connus pour former des gels en présence d'ions Cr^{+3} . Le procédé implique la réduction de Cr^{+6} en Cr^{+3} avec un agent réducteur tel que le bisulfite de sodium ou la thiourée. Lorsque Cr^{+6} est réduit en Cr^{+3} , l'ion chrome trivalent et le polymère réagissent lentement pour former une structure de gel 3D.

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

Le mécanisme par lequel le polyacrylamide ou le polyacrylamide partiellement hydrolysé forme des gels en présence d'ions métalliques n'est pas bien compris. Une idée est que Cr^{+3} , sert d'agent de réticulation entre les molécules de polyacrylamide. Une autre suggestion est que Cr^{+3} forme une dispersion stable dans la solution de polymère, résultant en un liquide très visqueux ou un gel. [47]

Le temps de gélification diminue à la fois avec l'augmentation de la concentration de polymère et avec l'augmentation de Cr^{+6} et la réduction des concentrations d'agent.

Il y a également eu des tentatives pour contrôler le temps de gélification et la stabilité du produit en ajoutant des agents retardés tels que le malonate, le salicylate, les acides, etc... Néanmoins, les références de mise en oeuvre des gels Cr^{3+} / Polyacrylamide pour la fermeture de l'eau dans les puits fracturés à haute température étaient difficiles à trouver s'il y en avait. Des gels de polyacrylamide contenant des agents de réticulation organiques ont été décrits et appliqués depuis quelques années. Par le mécanisme proposé de formulation de gel, nous pouvons nous attendre à plus de possibilités d'obtenir des gels de polyacrylamide stables thermiquement et chimiquement réticulés avec des agents organiques [47].

- Les gels inorganiques ont réussi à contrôler la production d'eau dans les réservoirs naturellement fracturés.

- L'application de ces gels, associée à des gels de silicate, est une alternative intéressante lors du traitement de réservoirs à haute température.

- La faible viscosité de ces gels garantit une pénétration élevée, efficace lors du traitement de l'eau contée.

- Les gels inorganiques sont efficaces pour couper les intervalles de production d'eau.

I.13 L'emplacement souhaité du gel

Où placer un gel dans un système fracturé ? Considérons un puits d'injection fracturé, comme le montre **la figure (I.13)** [46].

La fracture peut s'étendre en partie ou tout le chemin entre le puits d'injection et un puits de production à proximité. En raison de son orientation et de sa conductivité, cette fracture réduit considérablement l'efficacité du balayage.

Pour améliorer l'efficacité du balayage dans un scénario idéalisé, un gel remplirait complètement la fracture et annulerait efficacement l'existence de la fracture. Ce scénario augmenterait l'efficacité du balayage mais réduirait considérablement l'injectivité. La perte d'injectivité associée à la fermeture complète de la fracture peut ne pas être acceptable.

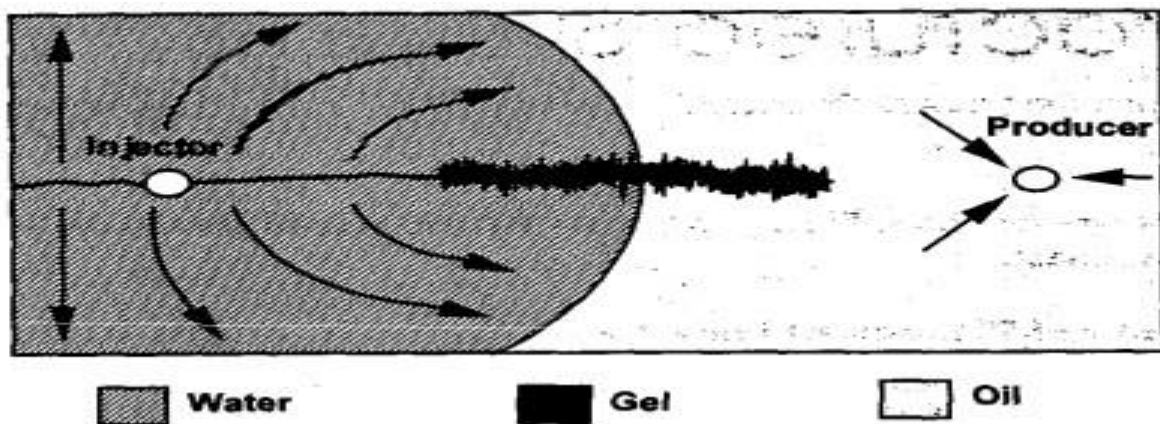


Figure 1.13 : L'emplacement du gel dans les réservoirs fracturés

En théorie, une haute injectivité pourrait être maintenue et l'efficacité du balayage pourrait être améliorée si le gel pouvait être placé aux emplacements appropriés dans la fracture. Dans les puits d'injection fracturés, nous préférons boucher la fracture loin du puits de forage plutôt que près du puits de forage. La partie de la fracture la plus éloignée du puits de forage est la plus susceptible de permettre au fluide injecté (par exemple, l'eau) de contourner le pétrole. Ainsi, le branchement de cette pièce est le plus susceptible d'améliorer l'efficacité du balayage. De plus, si la partie proche du puits de la fracture reste ouverte à l'écoulement, alors l'injectivité pourrait rester relativement élevée. Des arguments similaires s'appliquent aux puits de production fracturés.

Dans les réservoirs stratifiés où la fracture coupe plusieurs strates, nous préférons le gel pour boucher ou restreindre l'écoulement dans les zones saturées d'eau plus que dans les zones pétrolifères. Cependant, pour les puits d'injection, on pourrait soutenir que la réduction de la conductivité de la fracture est plus importante que le colmatage sélectif de la matrice des différentes strates adjacentes à la matrice [46].

I.14 Barrières limitant l'application du gel polymère

Les barrières techniques qui limitent actuellement l'application de gels polymères réticulés ou réduisent la fiabilité de tels traitements comprennent :

- La stabilité limitée des gels polymères à haute température (> 90 OC), en particulier en présence de cations divalents.
- Les possibilités limitées de retarder la gélification, notamment au moyen d'une chimie respectueuse de L'environnement.

Chapitre I : Généralité sur la stimulation et la fracturation hydraulique

- La compréhension limitée des caractéristiques cinétiques de la réaction de gélification, qui empêche une prédiction précise du moment et de l'endroit où la gélification se produira dans un réservoir [46].



Chapitre II

La rhéologie des solutions polymères

PARTIE I : ETUDE RHEOLOGIQUE**II.1 Généralité**

Le mot Rhéologie a été proposé en 1928 par le Professeur BINGHAM pour désigner la science de la déformation et de l'écoulement de la matière. L'origine du mot rhéologie est grecque et se décompose en :

✓ Rhéo : couler,

✓ Logos: étude.

Il s'agit donc d'une discipline très vaste, concernant une grande variété de matériaux (bitumes, peintures, polymères à l'état fondu, élastomères, boues) ; et impliquant une grande diversité de disciplines (mécaniciens, mathématiciens, physiciens, physico-chimistes et chimistes...).

La rhéologie comporte donc différents aspects :

1. Caractérisation du comportement du fluide,
2. Modélisation des comportements (lois de comportement),
3. Calculs prédictifs des comportements lors de la mise en forme, de l'utilisation des matériaux...,
4. Ajustement du fluide aux propriétés d'écoulement désirées (c'est une partie du rôle de la formulation) [23].

II.1.1 Définition

La rhéologie est la science qui étudie la déformation des objets sous une contrainte appliquée qui prend en compte le temps (ou la vitesse à laquelle la contrainte est appliquée). Plus généralement, elle étudie la relation temporelle entre contrainte et déformation dans les matériaux [24].

Le procédé de la mise en forme des pièces (en métallurgie ; en plasturgie ... etc.) nécessite inmanquablement l'étude de l'écoulement de la matière, il est donc nécessaire de connaître le comportement de la matière pour déterminer les forces mises en jeu.

Globalement, la rhéologie suppose que :

- Le matériau est continu (pas de vide).
- Chaque point de corps se déplace de façon continue.

Deux points du corps infiniment voisins avant la déformation le sont encore après la déformation [25].

II.2 Notion de mouvement laminaire de cisaillement

C'est également connu sous le nom de cisaillement laminaire, est un type de mouvement fluide caractérisé par un écoulement régulier et ordonné des particules fluides. Il se produit lorsque des couches de fluide adjacentes se déplacent à des vitesses différentes, créant ainsi un gradient de vitesse au sein du fluide.

Dans un mouvement laminaire de cisaillement, les couches de fluide se déplacent de manière parallèle les unes aux autres, avec une vitesse croissante ou décroissante selon la direction du mouvement. Les particules fluides se déplacent le long de trajectoires parallèles, sans se croiser ou se mélanger de manière significative.

Ce type de mouvement se produit généralement dans des conditions où la viscosité du fluide est relativement élevée, ce qui favorise un écoulement régulier et ordonné. Il peut être observé dans des situations telles que l'écoulement d'un fluide entre deux plaques parallèles, l'écoulement le long d'un tube cylindrique ou l'écoulement autour d'un objet solide.

Les mouvements laminaires de cisaillement sont engendrés à l'aide des rhéomètres, et à partir de ces mouvements qu'on peut déterminer les paramètres rhéologiques des fluides [26].

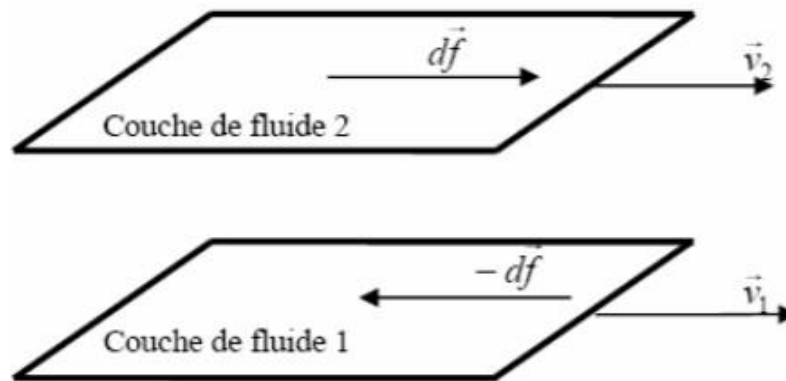


Figure (II.1) : Forces agissantes sur deux éléments de couches voisines [26].

II.3 Contrainte de cisaillement

La contrainte de cisaillement τ est la grandeur dynamique fondamentale de la rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, les couches sont animées de mouvement relatif les unes par rapport aux autres : deux couches successives, au contact l'une de l'autre, se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il en résulte l'apparition de forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche : c'est les forces de cisaillement [27].

En rapportant ces forces de cisaillement à l'unité de surface sur laquelle elles s'exercent, on définit ainsi ce qu'on appelle la contrainte de cisaillement τ

$$\tau = df / ds \dots \dots \dots *$$

Elle s'exprime en : pascalle, en N/m² ou n dynes/cm².

II.4 Déformation et vitesse de cisaillement

II.4.1 Déformation de cisaillement

Pour définir la déformation de cisaillement, il est préférable de considérer le cas particulier du mouvement de cisaillement laminaire symétrique planaire.

La matière est cisailée entre deux plans parallèles, l'un mobile et l'autre fixe.

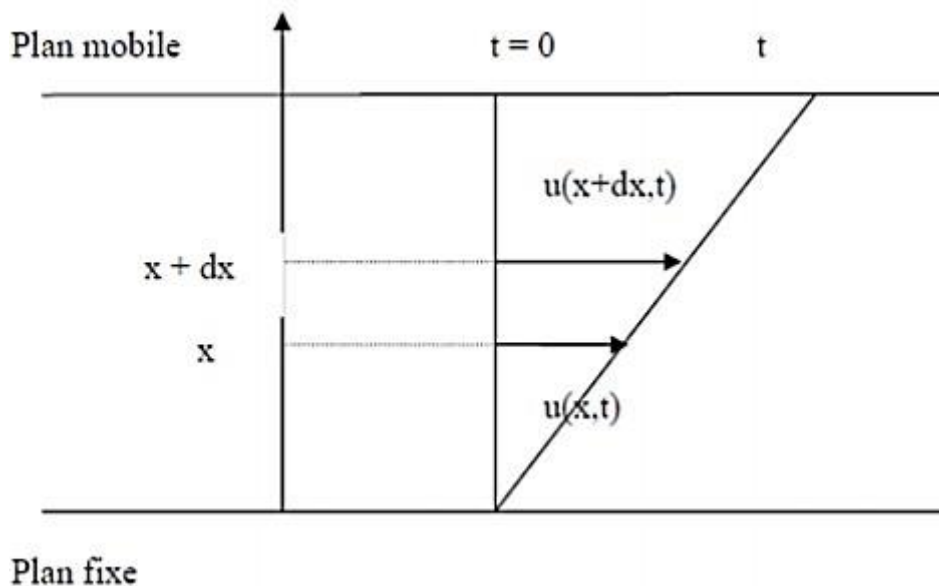


Figure II.2 : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles [27].

Considérant que les particules de matériau de deux couches adjacentes sont à l'instant $t=0$ dans la section transversale. A un instant ultérieur t , chaque particule de matière parcourra une distance $u(x, t)$ ou x , distance entre la particule de matière et le plan solide inférieur, permettant d'identifier les différentes couches planes du matériau [27].

II.4.2 Vitesse de cisaillement

La vitesse de cisaillement est donnée par l'équation suivante, il s'agit du dérivé par rapport au temps de l'équation de déformation de cisaillement [26].

II.5 La viscosité

La viscosité est une mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Elle décrit la « fluidité » d'un liquide ou d'un gaz et détermine sa capacité à s'écouler. C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie ; sa connaissance suffit parfois pour caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau, notée μ et s'exprimes-en (N.s/m² ou Pa.s) [28].

II.6 Le comportement rhéologique des fluides

Rhéologiquement, on peut classer les fluides suivant la nature des paramètres influençant leur comportement rhéologique. Nous distinguons trois catégories principales de fluides :

- Les fluides indépendants du temps,
- Les fluides dépendants du temps,
- Les fluides viscoélastiques [24].

II.6.1 Les fluides indépendants du temps

Ce sont des fluides pour lesquels la contrainte de cisaillement τ est fonction seulement de la vitesse de cisaillement et leur comportement est indépendant de la durée d'application de la contrainte. Ce type de fluide est subdivisé en fluide newtonien et fluide non newtonien [26].

- **Les fluides Newtoniens**

Un fluide newtonien qui a une viscosité indépendante de la contrainte appliquée et du temps, comme : eau, la plupart des solvants et les huiles minérales.

Il est caractérisé par l'équation rhéologique :

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma} \dots \dots \dots **$$

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement [s⁻¹].

τ : Contrainte de cisaillement [Pa].

μ : viscosité dynamique du fluide [Pa. S].

- **Les fluides Non – Newtoniens**

Le caractère non newtonien le plus répandu est la variation de la viscosité avec la vitesse de cisaillement. Ce type de comportement concerne les polymères en solution ou à l'état fondu, la pâte à papier et les ciments [29].

On distingue deux catégories de fluide non newtonien

- Les fluides sans contrainte critique,
- Les fluides à contrainte critique (viscoplastique).

a- Les fluides sans contrainte critique

- **Le fluide rhé fluidifiant ou pseudo plastique**

Le fluide rhé fluidifiant est caractérisé par une diminution de la viscosité avec l'augmentation du taux de cisaillement, le fluide devient moins visqueux.

- **Le fluide rhé épaississant**

C'est un fluide dont la viscosité augmente avec le taux de cisaillement, le fluide devient plus épais.

Les fluides sont représentés par une loi de puissance :

$$\tau = k\gamma^n \dots \dots \dots ***$$

Où : K : l'indice de consistance en [Pa. S].

τ : La contrainte de cisaillement en [Pa].

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement en [s⁻¹].

n : l'indice d'écoulement dépend du fluide considéré et caractérise son comportement.

On a :

$$\mu = k \dot{\gamma}^{n-1} \dots \dots \dots \text{****}$$

- Pour n=1 on a $\mu = k \dot{\gamma}^0 = k$: constante alors le fluide est newtonien.
- Pour n<1 ; n-1 <0 donc n diminue avec le taux de cisaillement, le fluide est rhéofluidifiant.
- Pour n>1 ; n-1 >0 donc n augmente avec le taux de cisaillement, le fluide est rhéoépaississant [26].

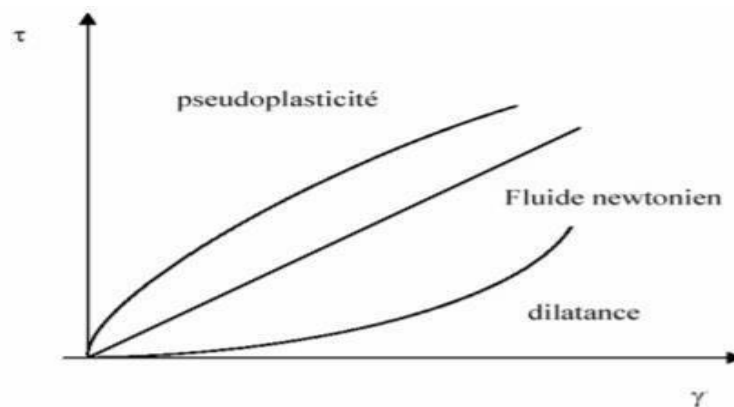


Figure II.3: Courbes d'écoulement des principales catégories de fluides sans contrainte critique.

b- Les fluides à contrainte critique, ou viscoplastiques

Les fluides à contrainte critique sont des matériaux qui se comportent comme un solide si la contrainte appliquée est inférieure à la contrainte seuil (τ₀). Au-delà de cette contrainte seuil, ils commencent à s'écouler.

On en distingue deux catégories :

• **Les fluides de BINGHAM (1922)**

La présentation la plus simple d'un fluide à seuil est le modèle de BINGHAM, il est décrit par la loi :

$$\tau = \tau_0 + \mu_{p1} \dot{\gamma} \dots \dots \dots V \text{****}$$

Avec μ_{p1} est la viscosité plastique.

- Les fluides de HUERSCHEL-BUKLEY (1926)

Il est décrit par la loi :

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \dots \dots \dots ****$$

Ou k : est la consistance du fluide et n est l'indice d'écoulement [31]

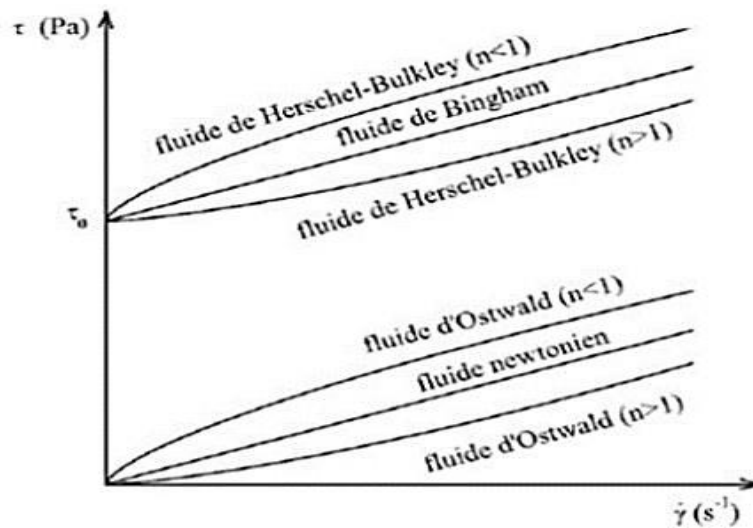


Figure II.4 : Courbes d'écoulement de fluides présentent une contrainte critique [26].

II.6.2 Les fluides dépendant de temps

Certains fluides peuvent avoir un écoulement dont la viscosité apparente n'est plus fixée pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de cisaillement, mais dépend d'un autre paramètre : le temps [32].

- Les fluides thixotropes

Les fluides thixotropes ont une viscosité qui diminue avec le temps quand on leur applique une contrainte constante, ce phénomène est généralement lié à la désorganisation de la structure et est réversible.

- **Les fluides anti-thixotropes**

C'est le phénomène inverse, à savoir qu'à contrainte, ou à gradient de vitesse donné, la viscosité dynamique augmente avec le temps [33].

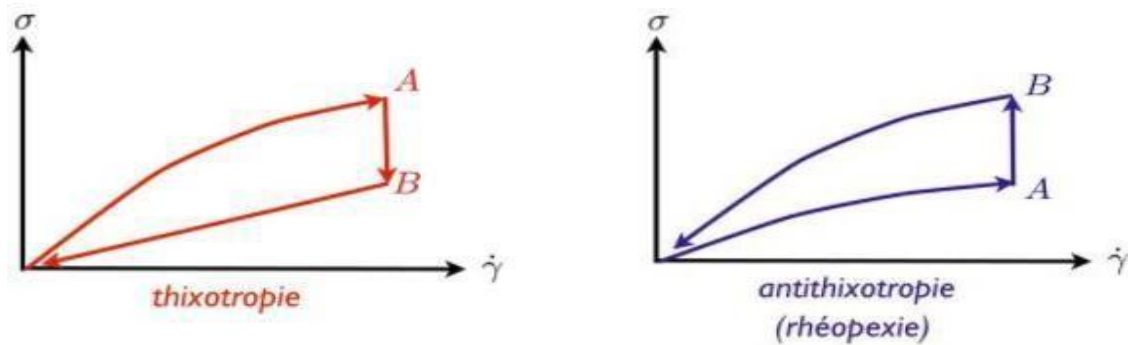


Figure II.5 : Courbes montrent les allures des fluides thixotrope et anti thixotrope.

II.6.3 Les fluides viscoélastiques

- **La viscoélasticité**

Est la propriété des matériaux qui présentent des caractéristiques à la fois les matériaux visqueux : résistent à un écoulement en cisaillement et présentent une déformation qui augmente linéairement avec le temps lorsqu'une contrainte est appliquée, les matériaux élastiques : se déforment lorsqu'ils sont contraints, et retournent rapidement à leur d'origine une fois la contrainte retirée.

Le comportement d'un solide élastique est symbolisé par un ressort (le module élastique G), et le comportement d'un fluide visqueux est représenté par un amortisseur de viscosité μ [34].

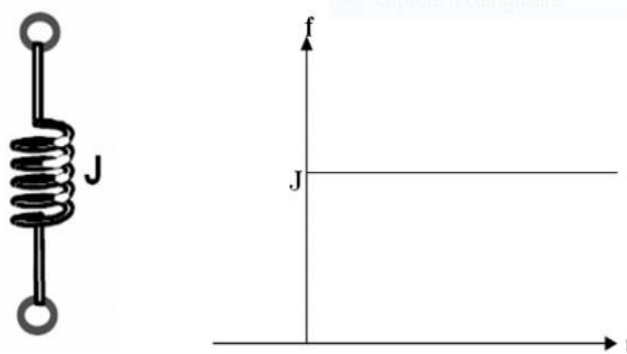


Figure II.6 : Représentation symbolique du comportement élastique du corps solide [34].

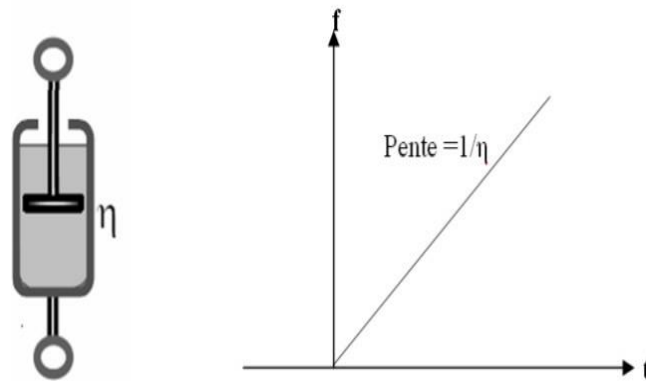


Figure II.7 : Représentation symbolique du comportement visqueux du liquide [34].

- **Le comportement viscoélastique**

En général ce comportement se définit en construisant un modèle constitué d'un assemblage en série ou en parallèle de ressort et d'amortisseur.

- **Dans une association en parallèle :**

La contrainte imposée à l'ensemble est la somme des contraintes imposées à chaque branche. La déformation subie est identique dans chaque branche et égale à la déformation subie par l'ensemble.

- **Dans une association en série**

La contrainte imposée à l'ensemble est supportée en totalité par chaque élément. La déformation totale est la somme des déformations subies par chaque élément.

L'association parallèle : modèle de Kelvin-Voigt :

Il consiste à additionner les contraintes d'origine élastique avec celle d'origine visqueuse [27].

Il consiste à additionner les contraintes d'origine élastique avec celle d'origine visqueuse [27].

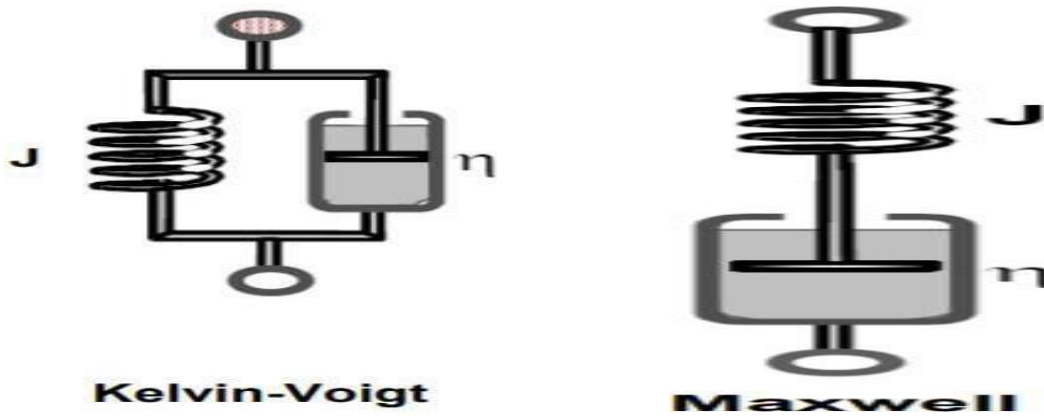


Figure II.8 : Différentes types d'association [27].

Partie II : la rhéologie des solutions polymères

III.7 Généralité et définition

Depuis longtemps au niveau de l'industrie, on utilisait les matériaux organiques basés essentiellement sur la chimie du carbone, pour la construction des pièces dans plusieurs domaines. Depuis les années vingt, on a découvert un nouveau matériau macromolécules qui s'appelle polymère, qu'on utilise dans tous les domaines (mécanique, électronique, le domaine pétrolier et du gaz [25].

Polymère est un mot qui vient du grec pollus plusieurs, et meros partie.

C'est une macromolécule, organique ou inorganique, composée de nombreuses unités structurales répétitives appelées monomères. Ces monomères sont liés entre eux par des liaisons chimiques covalentes pour former une chaîne linéaire ramifiée ou réticulée.

Les polymères forment un corps qui peut se présenter sous forme liquide ou solide à température ambiante [35].

II.8 Classification des polymères

A : Selon l'origine

- **Les polymères naturels**

Ce sont des polymères présents dans la nature telle que les protéines les polysaccharides, cellulose ... etc.

- **Polymères artificiels**

Obtenus en modifiant chimiquement des polymères naturels pour changer leurs propriétés.

- **Polymères synthétiques**

Obtenu par polymérisation de molécules monomères [26].

B : Selon leur structure (nombre de dimensions)

Peut être divisé en trois catégories

- **Unidimensionnel (linéaire)**

Chaque chaîne est composée d'un nombre important mais fini d'unités monomères.

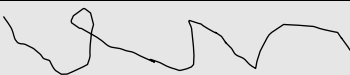

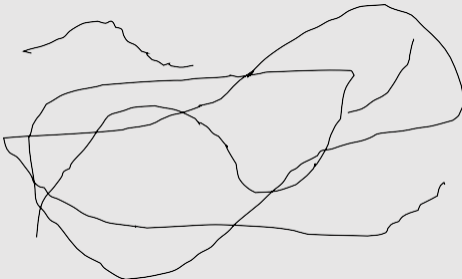
- **Bidimensionnel**

Apparaît comme une feuille bidimensionnelle d'une épaisseur comparable à celle d'une seule molécule.

- **Tridimensionnel**

Polymérisé par des monomères de valence moyenne supérieure à deux, voire réticulé (pour former un réseau tridimensionnel), un polymère linéaire est obtenu par des méthodes physiques ou chimiques, et sa dimension moléculaire peut être considérée comme infinie parce que toutes les unités d'un objet sont composées de monomères sont tous liés de manière covalente pour former une macromolécule [36].

Tableau II.1 : Représentation schématique des structures polymères [36].

Type de structure	Schéma de la structure	Exemple
Linéaire-ou Monodimensionnel		CMC
Branché-ou Bidimensionnel		Gomme de Xhantane
Réticulé-ou tridimensionnel		Gomme de Xhanthane réticulé

C : Selon leur comportement thermique[36].

- **Thermoplastiques**

Se ramollissent lorsqu'ils sont chauffés, deviennent souples et malléables et durcissent à nouveau lorsqu'ils sont refroidis. Ce sont des macromolécules linéaires avec des liaisons faibles et leurs chaînes peuvent glisser les unes par rapport aux autres.

- **Matériaux thermodurcissables**

Produits transformés en composés macromoléculaires tridimensionnels par des réactions chimiques.

- **Élastomères**

Constitués de longues chaînes moléculaires qui se replient sur elles-mêmes, sous confinement les molécules peuvent glisser les unes par rapport aux autres et se déformer [37].

D : Dans l'ordre des unités constituant



- **Homopolymère**

Les homopolymères sont des polymères à une seule unité. Parmi les homopolymères, on peut citer le polyéthylène.

Il existe différentes familles d'homopolymères.

Pour le reste du paragraphe (A) il s'agira d'unités d'un homopolymère.

Tableau II.2 : Les types d'Homopolymères[37].

FORMES	TYPES
A-A-A-A-A-A-A-	Homopolymères linéaire
	Homopolymères branché
	Homopolymères étoiles

- **Les copolymères**

Les copolymères sont des polymères qui possèdent plusieurs unités. Comme pour les homopolymères, les copolymères peuvent se classer dans différentes familles. On parle alors de modes de copolymères.

Pour la suite du paragraphe, A et B seront deux unités différentes du copolymère. Parmi les différents modes de copolymères [38].

Tableau II.3 : Les types de copolymères[38].

Modes	Formes
Le mode statistique	$A-A-B-B-B-B-B-B-B-B-A-B-A$
Le mode alterné	$A-B-A-B-A-B-A-B-A-B-A$
Le mode séquencé	$A-A-A-A-A-A-B-B-B-B-B-B-B$
Le mode greffé	$A-A-A-A-A-A-A$ $B-B-B$ $B-B-B$ $B-B-B$ $B-B-B$

E : Selon leurs applications

- Les polymères de grande diffusion (de grande commodité) : dont la production annuelle s'évalue par millions de tonnes tel que le polyéthylène, le polystyrène, PVC.
- Polymères techniques : ont des caractéristiques mécaniques qui leur permettent de substituer aux matériaux traditionnels pour de nombreuses applications telles que le polyamide, poly acétals.
- Les polymères spéciaux (de haute performance) : présentent une propriété spécifique qui induit leur utilisation pour une application particulière telle que les polymères conducteurs, thermostables et adhésifs [39].

II.9 Les applications des polymères

Les polymères ont envahi tous les domaines de notre vie quotidienne :

- Les polymères de commodité : automobile, infrastructure, emballage.
- Les polymères techniques : sport, orthoptie, prothèse, jardin.
- Les polymères haute performance : aviation et espace, exploitation pétrolière [40].

II.10 Quelques propriétés des polymères

II.10.1 Propriétés thermiques

La température influence sur le comportement des polymères :

La température de transition vitreuse (Tg) est définie comme la température à laquelle le liquide devient trop visqueux pour couler en un temps raisonnable [41].

II.10.2 Propriétés mécaniques

Puisque les polymères sont des macromolécules de grande masse moléculaire, la résistance mécanique résulte de la présence d'un grand nombre de liaisons secondaires qui relient chaque macromolécule aux macromolécules qui l'entourent, cette résistance varie de manière considérable avec la masse de polymère [43].

II.11 La rhéologie des solutions de polymères

Sur une large gamme de taux de cisaillement, les polymères ont un comportement non newtonien. Pour les faibles taux de cisaillement les solutions de polymères montrent un plateau newtonien, ou la viscosité est constante, suivi d'une diminution de la viscosité pour de plus fort taux de cisaillement [44].

Les solutions polymères sont constitués au repos de particules de formes irrégulières, gouttelettes ou chaînes emmêlées qui constituent une viscosité élevée car ayant une forte résistance à l'écoulement. Soumis à une contrainte, l'écoulement s'accélère, les particules s'orientent, les chaînes se démêlent parallèlement à la force d'entraînement et opposent ainsi une résistance plus faible. La viscosité diminue [26].

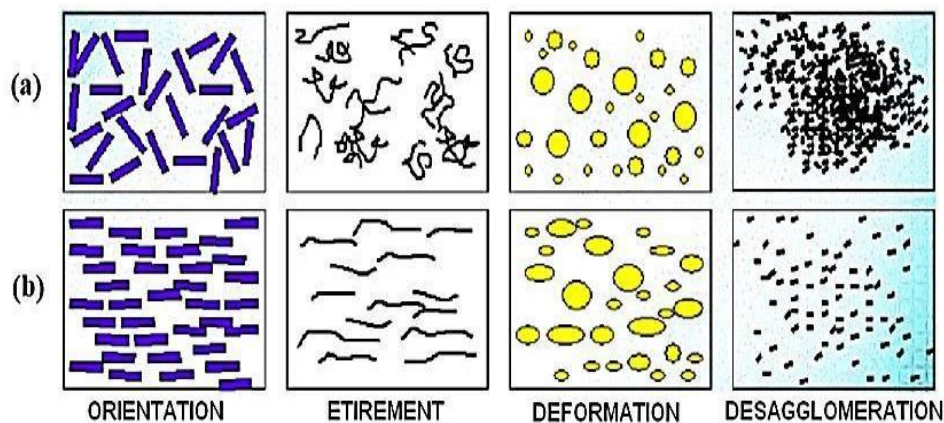


Figure II.9 : Schéma de la matière en solution (a) avant et (b) après cisaillement [36].



Chapitre III

La stimulation d'un fluide de fracturation

WF135

Généralité sur l'entreprise SCHLUMBERGER

Schlumberger est une entreprise de services pétroliers mondiale qui propose une gamme de technologies et de services pour l'exploration et la production d'hydrocarbures. Parmi ces services, Schlumberger propose également des solutions liées à la fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour extraire des hydrocarbures du sous-sol. Elle implique l'injection d'un fluide de fracturation, généralement de l'eau à des produits chimiques et à des proppants (comme du sable), dans un puits de forage pour créer des fissures dans la roche souterraine.

Les fluides de forage sont également utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour faciliter le forage du puits et pour maintenir la pression dans le puits de forage. Ces fluides sont souvent à base d'eau, mais peuvent également contenir des produits chimiques pour faciliter le forage.

Les produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation peuvent inclure des acides, des biocides, des tensioactifs, des agents de contrôle de la viscosité, et d'autres substances. Les fluides de forage peuvent également contenir des produits chimiques tels que des huiles, des solvants, des lubrifiants et des métaux lourds.

Schlumberger met à disposition son expertise en fracturation hydraulique pour aider les entreprises à optimiser leurs opérations de stimulation des puits. Cela inclut la conception des traitements de fracturation, l'acquisition de données pendant les opérations, l'évaluation des formations géologiques, la gestion des fluides de fracturation et l'optimisation de la production.

III.1 L'objectif de cette étude

Services de puits Schlumberger Laboratoire du district Hassi Messaoud a été invité à concevoir un fluide de fracturation approprié en utilisant J580 (Guar polymère) pour préparer WF135 et le faire réticuler YF135HTD avec une solution de borate de réticulation.

Nous avons fait cette simulation de test de fluide de fracturation pour nous assurer que le fluide résiste à la température et au prion avec la même condition du puits besoin de farc, sans aucun problème pendant le travail, et maintenant le temps nécessaire pour casser le fluide après avoir mis le sable (Soutien) à sa place.

III.2 Les caractérisations des échantillons**III.2.1 Agents de soutènement**

Les agents de soutènement, également appelés proppants, sont utilisés dans la fracturation hydraulique pour maintenir les fractures ouvertes et permettre au gaz ou au pétrole de s'écouler vers le puits de forage.

On distingue deux types de proppants dans le champ de Hassi Messaoud

Agents de soutènements à base de bauxite de taille 20/40. **Figure III.1**

Agents de soutènements à base de bauxite de taille 30/50. **Figure III.2.**



Figure III.1 Agent de soutènement
taille 30/50



Figure III.2 Agent de soutènement de
taille 20/40

III.2.2 Guar gomme

Est souvent utilisée comme additif du fluide de fracturation dans l'industrie pétrolière. Elle est souvent mélangée à un d'autre additifs pour former un gel visqueux qui peut transporter les particules de proppant dans les fracture de roche. En raison de sa faible cout et leur facilite de manipulation et haute performance les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés ce type de fluide est stable dans la température du gisement de Hassi Messaoud 120°C.



Figure III.3 Échantillon de Guar utilisé dans les tests.

La préparation du gel linéaire dans le test laboratoire fait par l'utilisation de la poudre de gel de Guar Polysaccharide.

III.2.3 Agent de réticulation

Dans la région de Hassi Messaoud l'acide de borique $B(OH)_3$ a été le plus utilisé comme un agent de réticulation pour la préparation des fluide de réticulation pour les tests de perméabilité de proppant.



Figure III.4 Echantillon de réticulant au borate utilisé.

III.2.4 Briseurs de gel (Breakers)

Couramment utilisés dans les fluides de fracturation pour aider à réduire la viscosité des fluides et faciliter le débit dans les fractures créées pendant le processus de fracturation hydraulique.



Figure III.5 Echantillon de briseur utilisé.

III.3 Caractérisation des équipements

III.3.1 Mixeur

La préparation du gel linéaire fait par un mélangeur hélice RW20-IKA-WERK c'est un mélangeur numérique utilise dans laboratoire pour assure une hydratation de la poudre de gel de guar dans l'eau.

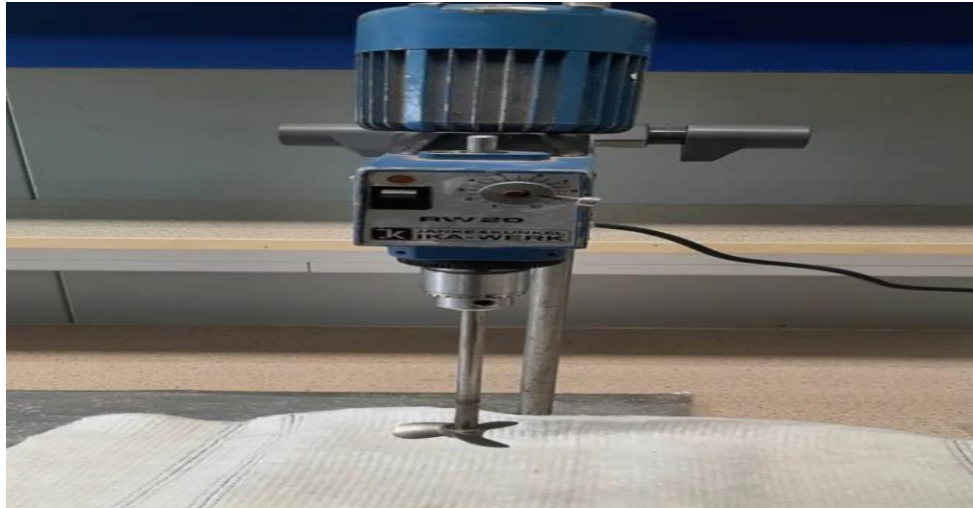


Figure III.6 : agitateur à hélice RW20

Il s'agit de Ika Overhead Stirrers avec une fonction de vitesse variable s'appliquer à une agitation liquide stable, en particulier pour le mélange d'un petit volume d'échantillons, de pétrole, de produits chimiques Il est conçu pour le laboratoire de haute viscosité du liquide d'agitation et de mélange.

III.3.2 Rhéomètre FANN 35

Pour vérifier la viscosité du gel linéaire, on a utilisé les viscosimètres Fann Model35 qui sont des instruments à lecture directe disponibles en six vitesses d'utilisation.

Ces viscosimètres sont recommandés pour l'évaluation des propriétés rhéologique des fluides (newtonien et non newtonien).

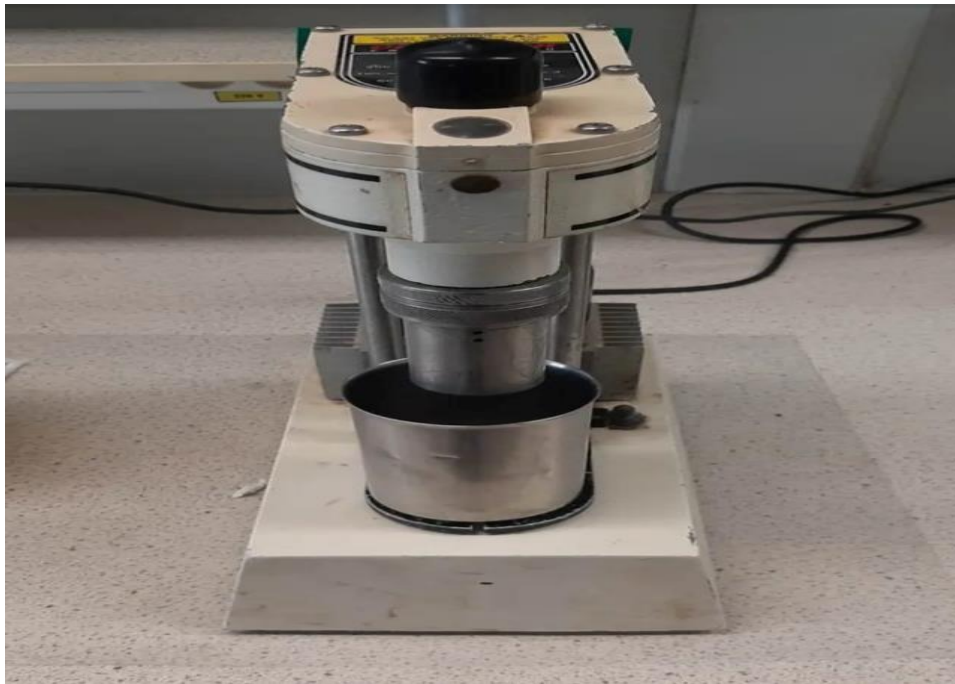


Figure III.7 viscosimètre modèle FANN35

Pour utiliser le viscosimètre Fann modèle 35, un échantillon du fluide est placé dans une coupelle, et la broche est insérée dans le fluide. La broche est ensuite tournée à une vitesse constante, et le couple requis pour faire tourner la broche est mesuré. Les lectures sont ensuite utilisées pour calculer la viscosité plastique et le point de fluage du fluide.

III.3.3. Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT

Le viscosimètre Chandler 5550 HPHT est un appareil utilisé pour mesurer la viscosité des fluides à haute température et haute pression, tels que les fluides de forage utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. « HPHT » ; signifie Haute Pression Haute Température « en anglais ».

Le viscosimètre Chandler 5550 HPHT est conçu pour fonctionner à des températures allant jusqu'à 204 degrés Celsius et des pressions allant jusqu'à 30 000 psi, ce qui le rend adapté aux environnements extrêmes de l'industrie pétrolière et gazière.

Chandler 5550 HPHT est basé sur la mesure du temps nécessaire à une boule en acier de précision pour couler à travers un échantillon de fluide. Plus le temps de chute de la boule est long, plus la viscosité du fluide est élevée.



Figure III.8 : Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT

Pour utiliser le viscosimètre Chandler 5550 HPHT, un échantillon du fluide est placé dans une cellule de mesure et la boule est insérée dans la cellule. La cellule est ensuite chauffée à la température et la pression requises, et la boule est relâchée pour mesurer le temps de chute à travers le fluide.

III.3.4 Le Ph mètre

Le pH-mètre pour fluides de fracturation est un instrument portable qui peut être utilisé sur site pour mesurer rapidement et précisément le pH des fluides de fracturation. Le pH est une mesure de l'acidité ou de la basicité d'une solution, qui peut avoir une influence sur la performance et l'efficacité des fluides de fracturation.



Figure III.9 : pH-mètre

Le fonctionnement du pH-mètre pour fluides de fracturation est basé sur la mesure du potentiel hydrogène (pH) de la solution.

L'instrument est équipé d'une sonde qui est immergée dans l'échantillon de fluide, et qui mesure la tension électrique générée par la différence de concentration d'ions hydrogène entre la sonde et la solution.

III.3.5 Balance

Pour assurer que le fluide à préparer est adapté aux conditions du gisement et qu'il est efficace et sûr pour la fracturation.



Figure III.10: balance

III.4 procédure de la préparation du fluide de fracturation

Le client « Sonatrach » Schlumberger a présenté un tableau définit les différentes étapes de la préparation.

Base de l'historique de formation, du bien a besoin d'être frac, SH et Schlumberger décident quel système et additifs peuvent être utilisés dans cette formation et le coût de cours du client l'accepte pour payer).

III.4.1 Procédure et méthode utilisé

Les procédures de laboratoire et les méthodes d'essai utilisées - pour préparer et évaluer la conception du fluide de fracturation YF135HTD - étaient basées sur les procédures de laboratoire de stimulation de Schlumberger, le manuel de contrôle de la qualité des fluides de fracturation et la norme internationale ISO 13503-1 « Industries du pétrole et du gaz naturel - Fluides et matériaux de complétion ». –

Partie 1: Mesure des propriétés visqueuses des fluides de complétion », Première édition(2003-09-01)

(Cette norme remplace la pratique recommandée 39 de l'American Petroleum Institute « Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-Linked Water-Based Fracturing Fluid », troisième édition, mai 1998).

Des tests de stabilité et de rupture ont été effectués sur le rhéomètre HPHT Chandler modèle 5550.

Les conceptions recommandées de fluide linéaire et de réticulant WF135 sont présentées dans le tableau (III.1)

Tableau III. 1 : Formule du linéaire gel

WF135 Formulation			
Le code du produit	Fonction d'additives	Concentration per 1000 gal	Numéro de lot
Water	Eau mélangé sur Terrain	1000 gal	-
M275	Bactéricide	0.3 lb	227567
J580	Agent de Gel de Guar	35 lb	SH/0069/01
L071	Stabilisateur d'argile	2 gal	32539275L0
F112	Surfactant	1 gal	KK0M0273A0
Formulation d'agent de réticulation & tau d'addition d'origine est 11gpt			
U028	Activateur	7 gal	-
L010	Agent de réticulation	6 lb	P2057436
Water	-	1 gal	-
J450	Stabilisateur de fer	1 gal	BI30174849
J480	Retardateur	12 lb	190807
Disjoncteurs			
J218	Breaker LT Persulfate d'ammonium	-	141219
J481	Breaker HT Bromure de sodium	-	QY201226

III.5 Procédure de laboratoire de mélange pour WF135

1. Versez 500 mL d'eau dans un bol mélangeur et remuez.
2. Mesurer le pH initial de l'eau à l'aide d'un pH-mètre. Cela doit être entre pH 6-8.
3. Ajouter la quantité d'additifs dans l'ordre indiqué dans le tableau 1
 - Ajouter la quantité requise du briseur dans le mixeur (exemple : pour 10 lb/1000 gal ajouter 0.6 grammes de guar à 500 ml)
 - Ajouter la quantité requise du guar dans le mixeur (exemple : pour 50 lb/1000 gal ajouter 3 grammes de guar à 500 ml), en tournant à une vitesse permettant de créer un vortex jusqu'aux lames.

Remarque : J580 est une poudre finement broyée, jaune clair, prête à l'emploi.

4. Laisser le gel s'hydrater pendant 30 minutes. Le gel en suspension doit être hydraté à au moins 85 % avant l'ajout de la solution de réticulation. La viscosité du gel de base est testée après cinq minutes de mélange continu pour s'assurer que l'hydratation est suffisante. La viscosité correcte pour WF135 à 22,3 °C doit être d'environ 36 cp à 511 s-1.

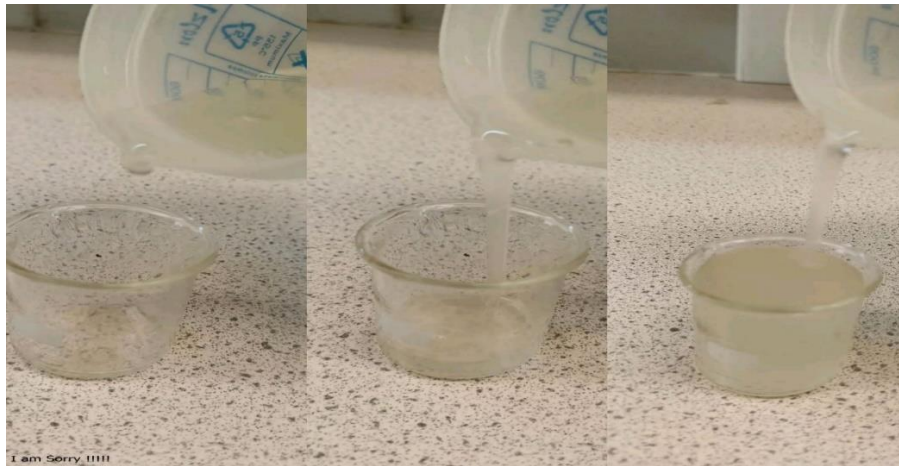


Figure III.11 le gel WF135

5. Vérifiez la viscosité du gel à l'aide d'un viscosimètre FANN 35 et comparez avec les plages de viscosité indiquées à la figure (III.12)

La viscosité moyenne mesurée pour une charge spécifique est plus élevée que pour les fluides WF100 classiques. WF100 classiques.

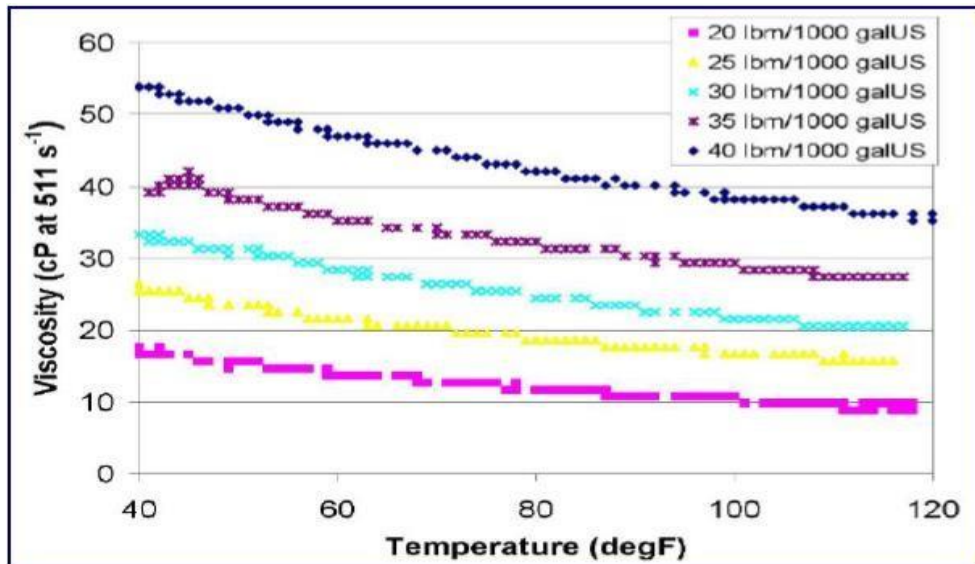


Figure III.12 Viscosité linéaire du J580 pour différentes charges de guar

CANAL 35 MESURES

R1 .B1 Combinaison rotor-bob avec facteur de ressort de 1

- Lecture du cadran à 300 tr/min = Viscosité à 511 sec⁻¹ (cp)

III.6 Procédure de test de temps de retard

1. Préparez 250 ml de liquide de fracturation en suivant les procédures de la section pertinente du Manuel des matériaux de fracturation. N'ajoutez pas le dernier ingrédient (généralement l'agent de réticulation, le tampon ou les deux) tant que la température et le pH du fluide n'ont pas été mesurés.

2. Ajouter les derniers ingrédients au fluide de fracturation et mélanger à 2 000 tr/min pendant 30 secondes. Mesurer le pH final du fluide au cours de cette étape. La mesure du temps de retard de réticulation démarre dès que les derniers ingrédients sont ajoutés au fluide.

3. Pour mesurer le temps de réticulation, transférez tout le contenu du gobelet du mélangeur dans un gobelet en plastique de 1 L et commencez à transférer le contenu du gobelet entre les gobelets à un rythme de 25 à 40 transferts par minute.

4. Notez le moment auquel le fluide effectue une transition d'un fluide complètement linéaire à un fluide filandreux. Un fluide filamenteux formera des brins ou des rubans qui relient les deux tasses même lorsqu'ils sont séparés de quelques pouces, alors qu'un fluide linéaire visqueux ne le fera pas.

5. Continuez le transfert de tasse à tasse et notez le moment où le liquide supportera une langue de liquide épaisse comme un crayon qui pend du bord de la tasse. Le moment où il est possible de ramener la languette dans le gobelet est le temps de réticulation.



Figure (III.13) Échantillon de gel linéaire

III.6.1 Question et Préparation

- Effectuer une analyse de l'eau en utilisant l'eau fournie.
- Mélanger WF135 et agent de réticulation, vérifier la viscosité, le ph et la température (25deg c). On utilisant les additives ci-dessus.

Les différents additifs utilisés sont cités dans le tableau ci-dessous

Tableau (3.2) différent additif utilise pour la préparation du gel linéaire

Additives	Description	Concentration (ppt/gpt)
J580	Géifiant	35
M275	Bactéricide	0.5
L071	Stabilisateurs	2
F112	Tensioactif	1

Tableau (3.3) différents additifs utilisés pour la préparation d'un agent de réticulation

Additifs	Description	Concentration
U028	Activateur	7
L010	Agent de réticulation	6
J480	Retardateur	12
J450	Stabilisateur	1
Eau	Eau	1

- Préparer YF135HTD, agent de réticulation avec les différentes compositions données.

III.7 Résultat et discussions

III.7.1 L'analyse d'eau

Les différentes compositions de l'eau analysée à partir de source d'eau.

Cette étape est importante (eau permet de réticuler le linéaire gel sans problème).

Tableau (3.4) analyse d'eau

Composant	Source d'eau (mg/l)	Mélange – Besoins en eau
Sodium	944.40	<1000 ppm
Calcium	116.00	<1100 ppm
Magnésium	38.88	<50 ppm
Fer	1.97	<8 ppm
cations totaux	1101.25	
Chlorure	148.0	<10.000 ppm
Hydroxyle	0	<450 ppm
Carbonate	0	<450 ppm
Bicarbonate	132.00	<450 ppm
Sulfates	2100.00	<1000 ppm
Anions totaux	2380.00	
PH @ 25 °C	7.9 @ 24.5°C	6-8
Densité °C	1	-
Température °C	24.5	4-38

La composition de l'échantillon d'eau répond aux exigences d'eau de mélange pour le fluide réticulé YF135HTD. Il a tous les composants dans une plage acceptable, sauf le ph et les sulfates qui sont au-dessus de la plage mais toujours acceptables.

III.7.2 Les caractéristiques des échantillons

Tableau III.5: Assurance qualité et *contrôle qualité* pour le linéaire gel et gel de réticulation.

QA/QC pour WF135 et YF135HTD				
FLUIDE	PH de fluide	Lire @ 300RPM	Fermeture tourbillonnaire (sec)	Temps de réticulation (min:sec)
WF135 linéaire gel	7.9 @ 24.8°C	36 cp	--	-
YF135HTD gel de réticulation	12.07 @ 25.5°C	--	25 sec	01:38 min:ses

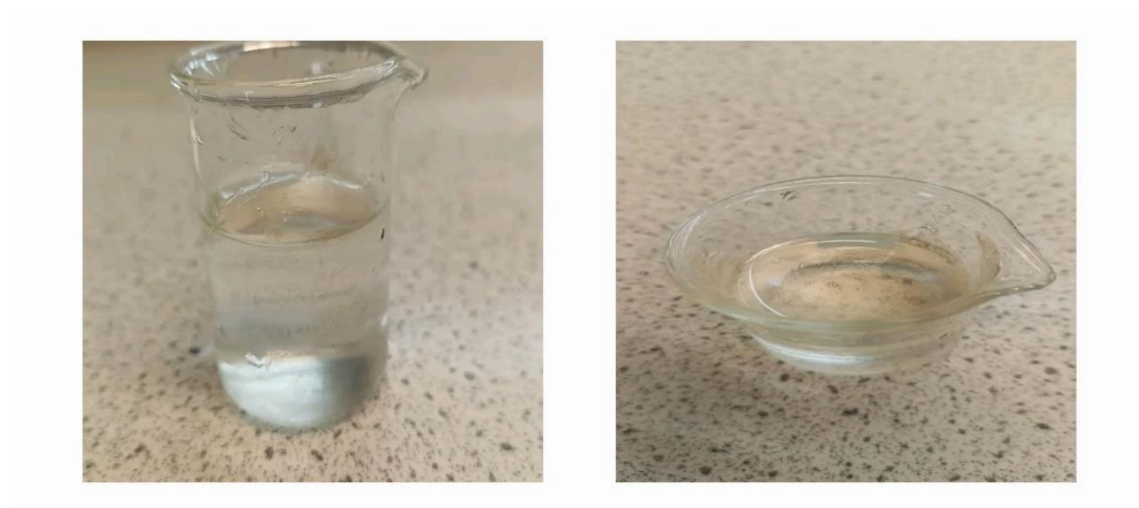


Figure III.14 Agent de réticulation

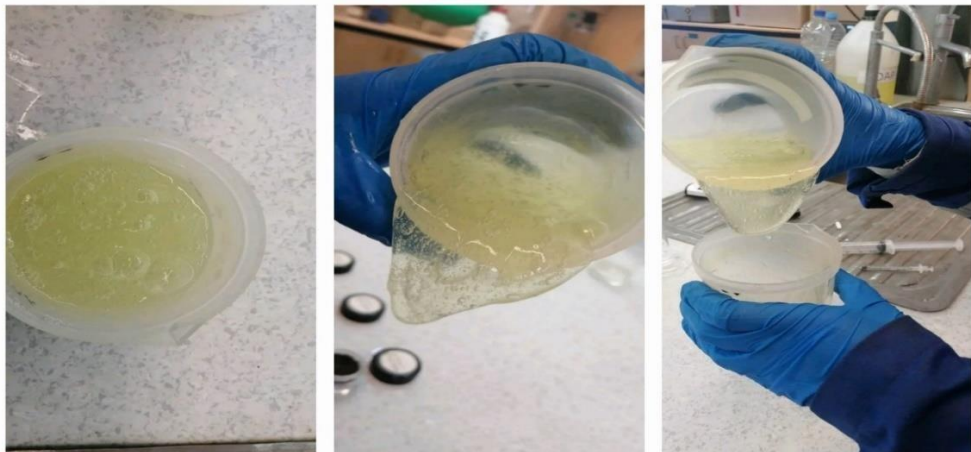


Figure III.15 Gel de réticulation

III.9 Résultats de la rhéologie du fluide de fracturation

III.9.1 test de stabilité de YF135HTD @ 120°C

Agent de réticulation :

(7gptU028+6pptL010+1gptJ450+12pptJ480+1gptwater).

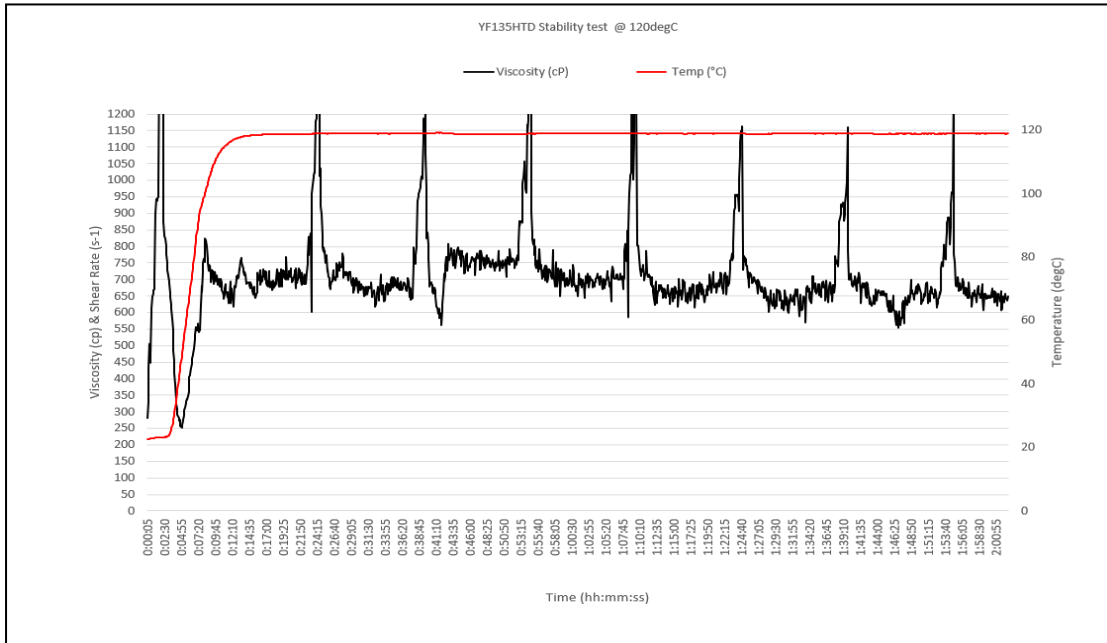


Figure III.16 :Test de stabilité (HPHT rhéomètre) YF135HTD @ 120°C

Avant de tester les performances des disjoncteurs sur les fluides de fracturation, la rhéologie des échantillons ont été testés pour s'assurer que le fluide est stable à des températures élevées, et les paramètres rhéologiques sont stables.

Le graphique montre la viscosité de l'échantillon en fonction du temps et température. Dans ce test de stabilité, les concentrations de 35 lb/1000 gal de gomme de guar comme indiqué dans la section procédure.

Au début de l'essai, la viscosité du fluide était élevée, puis il Stabilisé entre 800 et 600 cP. En appliquant des forces de cisaillement élevées, le fluide de fracturation Présente une bonne réversibilité et une cicatrisation visqueuse.

III.9.2 Tests de rupture de gel de YF135HTD @110 °C avec J481

(Température élevée)

Demande client : Test de rupture (température statique au fond du trou 110 degC) avec J481 pour le temps de rupture de gel 90 min.

Agent de réticulation

(7gptU028+6ppt L010+1gptJ450+12pptJ480+1gpteau).

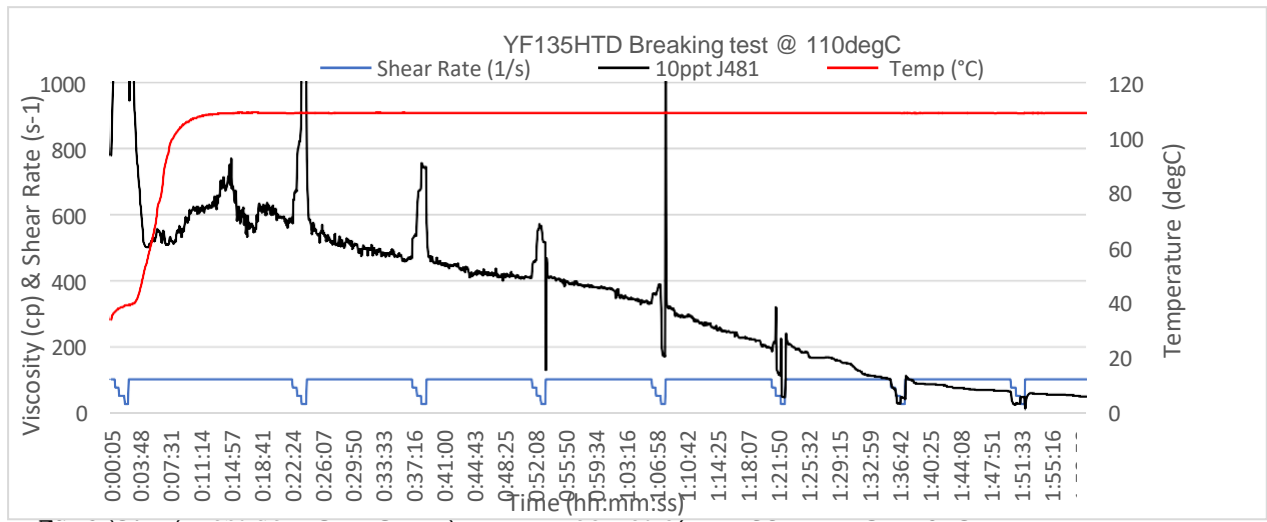


Figure III.17 : Test de stabilité (HPHT rhéomètre) YF135HTD @ 120°C

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de gomme de guar et 6 ppt de borate a été vérifiée à 110°C en utilisant des casseurs de bromate de sodium à des concentrations de 10ppt.

Le graphique représente la viscosité de l'échantillon en fonction du temps et de la température.

En utilisant une concentration de 10 ppt, le gel ne s'est pas rompu, montrant une viscosité élevée stable à environ 100 cP après 1h.40min.

III.9.3 Test de rupture de gel YF135HTD @ 90 °C avec J218

Demande client : Test de rupture (temperature statique au fond du trou 90 degC) avec J218 pour le temps de rupture de gel 60 min.

Agent de réticulation

(7gptU028+6ppt L010+1gptJ450+12pptJ480+1gpseau).

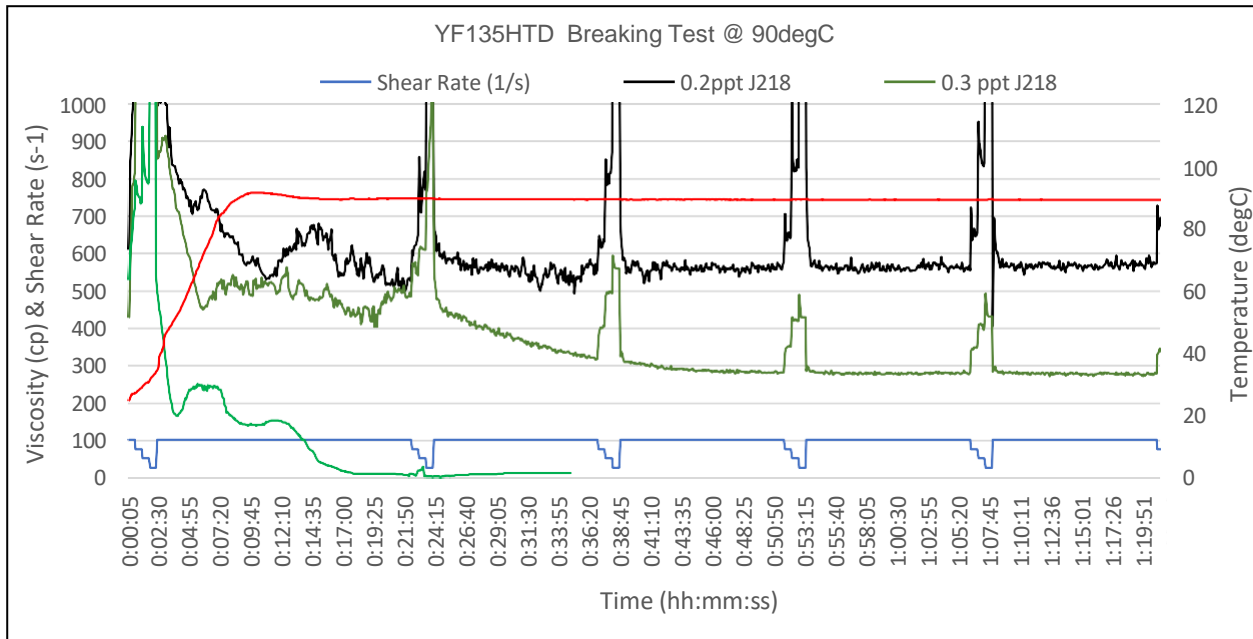


Figure III.18: Test de disjonction (HPHT rhéomètre) YF135HTD @ 90°C

On utilise trois concentrations de briseur de Persulfate d’ammonium J218 (0.2 gpt–0.3 gpt–0.4 gpt)

Dans les deux cas de 0.2gpt et 0.3 gpt on trouve que la viscosité du fluide est élevé environ 600cp et 300cp donc le gel ne s'est pas rompu.

Avec la concentration de 0.4 gpt de briseur on trouve que le gel se brise dans 15 min après l’ajout.

Dans ce test on utilise J218 c’est un additives applicable cas des températures basse avec des différents concentrations pour obtenir les valeurs des résultats exacte.

III.10 Abréviation des mots clés des fluides

Hydraulic Fracturing Fluids
Water-base fluids: Polymers/Naming

WF140

YF345

WF	<u>WaterFRAC (Linear gels)</u>		
1 st digit	Indicates type of gelling agent used; 1 for guar and 2 for HPG		
2 nd two digit	Indicates the concentration of polymer in lbm/1,000 galUS of fluid.		
YF	<u>WideFRAC (crosslinked gels)</u>		
1 st digit	Identifies the crosslinker family		
2 nd two digit	Indicates the concentration of polymer in lbm/1,000 galUS of fluid.		
	Guar	HPG	CMHPG
Borate	1	2	
<u>Titanate</u>	3	4	
<u>Zirconate</u>	5	6	8

Figure III.19 : Abréviation des noms des fluides de fracturation



Conclusion générale

Conclusion général

Au cours de ce travail consacré à l'étude des polymères dans les fluides de fracturation hydraulique et les tests rhéologiques de stabilité de rupture des fluides (gel de réticulation) Une explication large du domaine de la fracturation hydraulique des roches. Le domaine de la recherche pétrolière impliquant les polymères en tant qu'une partie importante des solutions de fluide de fracturation, nécessite plus des recherches supplémentaires pour comprendre tous les paramètres qui affectent les performances de l'opération.

Les procédures de laboratoire et les méthodes d'essai utilisées - pour préparer et évaluer la préparation du fluide de fracturation YF135HTD - étaient basées sur les procédures de laboratoire de stimulation de Schlumberger, le manuel de contrôle de la qualité des fluides de fracturation et la norme internationale ISO 13503-1 ' Industries du pétrole et du gaz naturel - Fluides et matériaux de complétion.

Des tests de stabilité et de rupture ont été effectués sur le rhéomètre HPHT Chandler modèle 5550.

L'élaboration des gels et les tests rhéologiques sont des étapes clés dans la préparation des fluides de fracturation. Ces processus permettent de développer des fluides efficaces et adaptés aux conditions spécifiques du site de fracturation, ce qui contribue à l'exploitation optimale des ressources pétrolières et gazières.

L'expérience fait au laboratoire de stimulation SCHLUMBERGER a HASSI MESSAOUD, qui comprenait l'apprentissage des bases de la rhéologie et de la manipulation des solutions polymères dans le domaine de la fracturation hydraulique des roches, m'a permis de voir l'importance des polymères dans l'industrie et les divers secteurs , et de penser au développement de ces polymères.

Références bibliographiques

- [1] l'agence de protection de l'environnement des Etats Unis (EPA) propose une ressource informative sur la fracturation hydraulique « BASIC INFORMATION HYDRAULYQUE FRACTURATION »
- [2] « Hydraulic Fracturing : paving a way for a Sustainable Future » auteur Md Sazzadur Chowdhury et al.
- [3] C. E. COHEN. Modélisation et stimulation acide des puits carbonatés. Thèse doctorat. Institut national polytechnique de Toulouse (2007).
- [4] D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-laproduction fond. Editions TECHNIP (1995).
- [5] G. BOURDAROT. Essais de puits : méthodes d'interprétation. Editions TECHNIP(1996).
- [6] ABDAOUI Bilal et BENAÏSSA Abdelaziz mémoire fin d'étude L'amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique au champ HMd Etude de cas puits ONI23
- [7] G. Denys., Rapport d'étude : Mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste, Lot-et-Garonne, France, pp 11-31, Novembre 2012.
- [8] European Parliament, "Shale Gas and Hydraulic Fracturing: Framing the Issues", 2011.
- [9] *Danial Raimi, « The Fracking Debate : The Risks , Benefits and Uncertainties of the shale Revolution » 2017
- [10] R.VIALLY, «hydrocarbures de roche mère». *IFP énergies nouvelles*, p.5.
- [11] Agence internationale de l'énergie (IEA) « Golden Rules for a Golden Age of Gas » 2012. Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) « Study of the Potential Impact of Hydraulic fracturing on Drinking water Resources : Progress Report » 2012
- [12] C. COLL, «endommagement des roches argileuses et perméabilité induite au voisinage d'ouvrages souterrains» thèse de doctorat de l'université Joseph Fourier Grenoble, 2005.
- [13] O. MOUHOUS, «simulation numérique d'un écoulement eau-huile dans un milieu poreux» mémoire master de l'université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2016.
- [14] G. YVES, perméabilité des roches et loi de darcy» *Planète terre éducol ENS de Lyon* ,23mars2000.
- [15] T.FERHI, M.ZELBAH, «étude géochimique des huiles et des extraits du bassin d'OUED MYA» mémoire master de l'université USTHB ,2019
- [16] W.ATTOUM.S.LOUATI, «fracturation hydraulique dans l'industrie gazière : analyse et critique» mémoire master de l'université Abou Bekr BELKAID Tlemcen, 2013
- [17] N.BENCHOUÏA, E.SEROUANDA, N.SEBBAG, «exploitation du gaz de schiste en

- Algérie : impacts environnementaux et sociaux» de l'université 20 aout 1955 Skikda.
- [18]A.BOUBEKRI, S.MAHAMAT HABIB, description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway» mémoire master de l'universit KasdiMerbah Ouargla, 2013.
- [19]A.KAMEL, « analyses des impacts environnementaux des fluides utilisés dans la fracturation hydraulique» thèse de doctorat de l'université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, 2019.
- [20]J.JUAREZ MOREJON, «récupération assisté du pétrole par injection de polymère hydrosoluble : nouvelle approche» thèse de doctorat de l'université de bordeaux, 2017.
- [21]N.ELAHACENE, «essais et mesures rhéologique pilotes par le logiciel RHE03000» mémoire master de l'université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem ,2019.
- [22]Q.BARRAL, «superposition d'écoulements orthogonaux dans des fluides complexes : mise en place d'une expérience, application aux suspensions et aux fluide à seuil» thèse de doctorat de l'université Paris-Est, 2011.
- [23] K. BENYAHIA « Contrôle Non destructif et Propriétés Rhéologiques Des Matériaux Diélectriques Mous », mémoire de magistère en électrotechniques, université de Batna.
- [24] M. REBIHA, I. BOULHAYA « Effet de sel monovalent (Na Cl) sur le comportement rhéologique des solutions de xanthane en système dilué », mémoire de fin.
- [25] T. DJOUDI « études de l'écoulement du polymère fondu dans les moules résolution par la méthode des volumes finis », mémoire de fin d'étude de l'université Mohamed Khider de Biskra, 2005.
- [26]K. FOURAR « Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymère : application aux puits horizontaux », mémoire de magistère université M'Hamed Bougar Boumerdes 2007.
- [27] G. COUARRAZE, G. JEAN-LOUIS, H. NICOLAS « Initiation à la rhéologie » ,4^{éd}, Paris 1944.
- [28] N. BOUDRAHEM « Analyse du comportement hydrodynamique global de particule fluidisés par un fluide non newtonien », mémoire de magistère, université de Bejaïa 2011.
- [29] F. SPRINGINSFELD « Mécanisme de gélification et comportement rhéologique d'émulsions d'alcanes partiellement cristallisés ». Thèse de doctorat de l'Université Pierre et Marie-Curie (2009).
- [30]A. BENSLIMANE « rhéologie et écoulement de fluide chargés : application au réseau d'assainissement urbains : étude expérimentale et modélisation. Université Strasbourg, 2012.

- [31] K. BENAOUZ « relation entre propriétés rhéologiques et structure microscopique de dispersion de particules d'argile dans des dispersions de polymères », thèse de doctorat de l'université de Strasbourg, 2010.
- [32] E. GUAZZELLI « rhéologie des fluides complexes », école d'ingénieur de Paris.
- [33] K. CHALAH « influence de l'ajout des polymères (PAC, HEC) de la température sur le comportement rhéologique et les propriétés électrocinétiques des fluides de forage à base d'eau », thèse de magister de l'université de M'Hamed Bougara Boumerdes, 2012.
- [34] R. RIGAL « comportement de fluide complexes sous écoulement : approche expérimentale par résonance magnétique nucléaire et techniques optiques et simulations numériques », thèse de doctorat de l'institut national polytechniques de lorraine, paris, 2012
- [35] S. BOUADJELA « Etude des mélanges de polymère et de solvant nématiques », thèse de magister de l'université Abou BekrBelkaid Tlemcen, 2011.
- [36] P. WISS société francophone de biomatériaux dentaires, université médicale virtuelle francophone, France, 2009/2010.
- [37] F. BENYOUB « élaboration et caractérisation d'un réseau de polymère à base de polystyrène de différentes architectures », thèse de magister de l'université de Abou BekrBelkaid de Tlemcen, 2009.
- [38] N. KAL « étude expérimentale de comportement mécanique de PMMA à l'état vierge et après vieillissement par UV », mémoire de master, université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2014.
- [39] W. GHORZI « étude de la diffusion des molécules de bas poids moléculaire dans des réseaux de polymères acryliques », mémoire de licence de l'université d'Abou BekrBelkaid de Tlemcen, 2012.
- [40] M. ROBERT PELLETIER « formation professionnaliste : ingénieurs procédés en raffinage et pétrochimie, production de polymères de commodité/ de gaz de synthèse » centre IAP de Hassi Messoud, 2015.
- [41] C. DALLE FERRIER « transition vitreuse et hétérogénéités dynamiques dans les liquides moléculaires et les polymères », thèse de doctorat de l'université de paris-sud, 2009.
- [42] Y. CHAOU « comportement mécanique en traction monotone d'un polymère associé à la poudre de fer pur », mémoire fin d'études de l'université de Badji Mokhtar Annaba, 2019.
- [43] P. JEAN, Z. GERALD, K. WILFRIED « Introduction à la science des matériaux », 3ème édition, université Romande, Genève, 1999.

- [44] J. MORJEON « récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles », thèse de doctorat de l'université de bordeaux, 2017.
- [45] E.C. DONALSON, Enhanced Oil Recovery 2, processes and operations, ELSIEVER 1989
- [46] R.S. Seright; SPE; Gel Placement in Fractured Systems, New Mexico Petroleum Recovery Research Center.
- [47] F. Cazares-Robles, J.J. Gutierrez; and G. Herrera; Controlling Water Production in Naturally Fractured Reservoirs with Inorganic Gel, Schlumberger Dowell, Schlumberger Wireline and Testing.
- [48] Ali Seyfeddine GUENAOUI (Etude expérimentale des facteurs affectant la perméabilité des agents de soutènement en fracturation hydraulique dans un réservoir pétrolier) thèse de doctorat de l'université kasdi merbah 2022.
- [49] l'agence de protection de l'environnement des Etas Unis (EPA) propose une ressource informative sur la fracturation hydraulique « BASIC INFORMATION ABOUT HYDRAULIQUE FRACTURING »
- [50] « Hydraulic Fracturing : paving a way for a Sunstainable Future » auteur Md Sazzadur Chowdhury et al.
- [51] le Journal of Hazardous Materials a examiné l'efficacité de différents bactéricides dans les fluides de fracturation
- [52] le journal (Environmental Science and Technology) examiné l'impact des bactéricides sur les communautés microbiennes dans les fluides de fracturation.
- [53] EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources" de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. [1] Benhamida Ishak, Lakhchakheche Toufik et Saoudi Ahmed, mémoire fin d'étude amélioration de l'injectivité de puits par fracturation hydraulique. Puits OMO473, université d'Ouargla, Algérie, juin 2012.