

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Sciences de l'Ingénieur

**Mémoire de Master**

Présenté par :

**AMERI Meriem**

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER** en :

**Filière : Génie des Procédés**

**Option : Génie des Polymères**

**Thème**

**Etude comparative des efficacités de deux agents  
gélifiants à base de dérivés de guar : l'Hydroxy-Propyl  
Guar (HPG) et le Carboxy-Méthyl Hydroxy-Propyl  
Guar (CMHPG) utilisés dans la fracturation  
Hydraulique**

**Devant le jury composé de :**

M <sup>r</sup> HADJADJ	Ahmed	Professeur	UMBB	Président
M <sup>r</sup> BENMOUNAH	Abdelbaki	Professeur	UMBB	Promoteur
M <sup>r</sup> KHERIBET	Rabia	MCA	UMBB	Examineur
M <sup>r</sup> BOUMECHEDDA	Khaled	Professeur	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2018/2019

## *Remerciement*

*Un grand merci au bon Dieu de m'avoir guidée vers le bon chemin de la lumière et du savoir.*

*Je suis infiniment reconnaissante pour mon promoteur Monsieur BENMOUNAH.A, pour leur suivi, leur assistance et leur conseils. Et bien sûr Mr HADJAJ et Mr HACHEM.M aussi pour leurs encouragements*

*Et en générale a tous mes profs de Génie des polymères.*

*Je remercie toutes les équipes de la société de :*

*BTSP et surtout : Mr Segueni.A et Samiya*

*D'Halliburton : Mr Attaf et Tahar*

*et de SONATRACH : Mr Geandouz.A, Mr Belkacem, Shaouki, et Assia pour leurs suivis, leurs assistances et leurs conseils, durant la période du stage,*

*qui été l'une des meilleures expériences que j'ai les souhaitées.*

*J'exprime ma reconnaissance à tous les membres de jury d'avoir accepté de lire ce manuscrite et d'apporter les critiques nécessaires à la mise en forme finale de cet ouvrage.*

*Je remercie tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.*

*Merci à tous.*

*Meriem*

## *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à mes très chers parents, votre courage, vos sacrifices ont été pour moi le meilleur soutien durant ce long parcours,*

*Veillez trouver dans ce travail une grande reconnaissance pour ce que vous avez entrepris à mon égard, et un fruit de toute vos prières et vos efforts.*

### *A mes chères sœurs :*

*Fatima, S. Hadjer, Khadija,*

### *A mes frères :*

*Lehcen et M. Mabrouk*

### *A tous mes amies :*

*Isra, Malika, Keltoum, Sana, Nahla, Dhabbia*

*Imene, Chahinez, Mouna*

### *A mes cousines :*

*Leila, Om l'kher, Mebarka, Adacuiya,*

### *A toute*

## ملخص :

أجريت هذه الدراسة بهدف المقارنة بين اثنين من مشتقات HPG (Guar) و CMHPG وكفاءتها كعامل تبلور في التكسير الهيدروليكي لنقل مواد الدعم.

أجريت المعالجات في مختبر هاليبورتون وتألفت من علاج كسر رئيسي: تحليل مياه الينابيع ، اختبار الكسر مع اثنين من السوائل: Hybor - : سائل مائي WG-11: بوليمر يتكون أساساً من جوار الهيدروكسي بروبيل (HPG) ، عامل الربط هو بورات أساسها K-38 - و Serroco : سائل مائي WG-18: بوليمر يتكون أساساً من كربوكسي ميثيل هيدروكسي بروبيلجوار (CMHPG) ، مرتبط بشكل متقاطع استناداً إلى معدن الزركونيوم.

بعد ذلك ، أجريت اختبارات درجة الحموضة ودرجة الحرارة واللزوجة. تم إجراء اختبار الكسر بإضافة الكسارات إلى السوائل المتصلبة لكسر الجل والحفاظ على الرمال في الفتحات. أظهرت النتائج أن سائل CMHPG يستغرق وقتاً طويلاً للكسر ويقاوم أكثر في درجات حرارة عالية تحت الارض (BHST) ، مقارنةً بسائل HPG.

**كلمات مفتاحية:** التكسير الهيدروليكية، عامل الربط ، اختبار الكسر، اللزوجة، Guar، HPG ، CMHP ، BHST

## Abstract:

This study investigates a comparison between two derivatives of Guar (HPG) and (CMHPG) and their efficiencies as a gelling agent in hydraulic fracturing for transporting proppants.

The treatments were performed at the Halliburton laboratory and consisted of a main fracture treatment: a spring water analysis, a break test with two fluids :

- The fracture fluid was Hybor, an aqueous fluid WG-11: polymer composed mainly of hydroxypropyl guar (HPG), cross-linked based borate K-38
- And Serroco Fluid, an aqueous fluid WG-18: polymer composed mainly of carboxymethylhydroxypropylguar (CMHPG), cross-linked based on metal Zirconium.

Afterwards, pH, temperature and viscosity tests were carried out.

The break test was done by adding the breakers to the cross-linked fluids to break the gel and keep the sand in the formation.

The results showed that the CMHPG fluid takes a long breaking time and resisted more in very high bottom hole temperatures (BHST), compared to the HPG-based fluid.

**Keywords:** hydraulic fracturing, Guar, HPG , CMHPG, viscosité, cross-linker, breakers, break test

## Résumé :

Cette étude porte sur une comparaison entre deux dérivés du Guar le (HPG) et le (CMHPG) et leurs efficacités comme un agent gélifiant dans la fracturation Hydraulique pour transporter les agents de soutènements.

Les traitements ont été effectués au niveau de laboratoire de Halliburton et consistait un traitement de fracture principale : une analyse de l'eau de source, un test de rupture (break test) avec deux fluides.

- Le fluide de fracture était le Hybor, un fluide aqueux WG-11 : polymère composé principalement d' Hydroxypropyl guar (HPG) réticulé à base de borate K-38
- Et le fluide Serroco , un fluide aqueux WG-18 : polymère composé principalement de Carboxymethylhydroxypropylguar (CMHPG) réticulé à base de métal Zirconium.

Après on a fait des tests de pH, Température, et la viscosité.

Le test de la rupture a été fait par l'ajout des Briseurs au fluides réticulés pour briser le gel et maintenir le sable dans la formation.

Les résultats montrent que le fluide à base de CMHPG prenait un long temp de rupture et résistait à des températures de fond très élevées, par rapport au fluide à base de HPG.

**Mots clés :** Guar, HPG, CMHPG, viscosité, agent de réticulation, Briseurs, test de rupture

## Liste des abreviations

**ADP** : Advanced Dry Polymer

**BHST** : Bottom Hole Static Pressure (Température statique du fond de puit)

**HPG** : Hydroxy-propyl guar

**CMG** : Carboxy-Methyl Guar

**CMHPG** : Carboxy-Methyl Hydroxy-Propyl Guar

**WG-11** : Hydroxy-propyl guar

**WG-18** : Carboxy-Methyl Hydroxy-Propyl Guar

**ppm** : partie par million

**gpt** : gallon per thousand

**ppt** : pound per thousand

**XL** : Cross linker (reticulateur)

**Lb** : pound (Livre)

**°F** : degré Fahrenheit

**Gal** : Gallon

**Lb/Mgal** : pound per million gallon

**RPM** : Round per minute

**Cp** : centi poise

**Po** : Poise

**cP** : Centpoise

**Lb/100 ft<sup>2</sup>** : Livre par 100 pieds carré

**d** : Densité

**P**: Pression

**h** : Profondeur

**$\tau$** : Tension ou contrainte de cisaillement

**$\gamma$** : Taux de cisaillement ou vitesse de déformation

**V** : Viscosité

**V<sub>A</sub>** : Viscosité apparente

**V<sub>P</sub>** : Viscosité plastique.

**K<sub>n</sub>** : Constantes rhéologiques.

**HP/HT** : Haute pression et haute température (500 psi/200 °F).

**WIT** : (Wellhead Isolation Tool).

## Liste des figures

### *Chapitre I : Introduction sur la fracturation hydraulique*

<b>Fig. I.1 :</b> principe d'une fracturation hydraulique.....	2
<b>Fig. I.2 :</b> Orientations possibles d'une fracture.....	3

### *Chapitre II : Les fluides et les additifs de fracturation*

<b>Fig. II.1:</b> L'objectif d'un tensioactif dans la formation .....	8
<b>Fig. II.2:</b> La difference entre deux fluides identiques, l'un avec et l'autre sans tensioactif ..	8
<b>Fig. II.3:</b> L'effet de Breaker sur le fluide .....	14
<b>Fig. II.4:</b> Schéma des différents additifs chimiques sur sites d'injection relatifs.....	16
<b>Fig. II.5:</b> schématisation d'une fracturation hydraulique .....	20
<b>Fig. II.6:</b> schématisation de la 3e phase.....	21
<b>Fig. II.7:</b> schématisation de la 4e phase.....	22
<b>Fig. II.8:</b> Evolution de la concentration du proppant pendant une fracturation.....	22
<b>Fig. II.9:</b> profils de concentration du proppant pendant l'injection.....	23
<b>Fig. II.10:</b> schématisation de la 5e phase.....	24
<b>Fig. II.11:</b> schématisation d'une fracture soutenue dans une formation tendre.....	24
<b>Fig. II.12:</b> installation de surface d'une fracturation hydraulique .....	25
<b>Fig. II.13:</b> Photographie illustrant un blender.....	26
<b>Fig. II.14:</b> schématisation d'un mountain move .....	26
<b>Fig. II.15:</b> Photographie d'une pompe triplex HT 2000 .....	27
<b>Fig. II.16:</b> Schématisation d'un manifold Haute pression.....	27
<b>Fig. II.17:</b> Schématisation d'un WIT (wellhead isolation tool ou tree-saver).....	28
<b>Fig. II.18:</b> comportement du proppant à l'intérieur de la fracture .....	30
<b>Fig. II.19:</b> Variation de la conductivité en fonction de la contrainte de fermeture.....	31
<b>Fig. II.20:</b> Variation de la perméabilité en fonction de la contrainte de fermeture .....	31

### *Chapitre III : Les agents gélifiants à base de polymères*

<b>Fig. III.1:</b> Form d'une bobine de monomère et polymère.....	32
<b>Fig. III.2:</b> La fève de guar .....	32
<b>Fig. III.3:</b> Coupe transversale de graine de guar .....	33

<b>Fig. III.4:</b> Structure chimique de base de la gomme de guar .....	33
<b>Fig. III.5:</b> Étapes de traitement de gomme de guar .....	35
<b>Fig. III.6:</b> Étapes de traitements de la Cellulose .....	37
<b>Fig. III.7:</b> Solubilité de d'Ulexite dans l'eau chauffe.....	40
<b>Fig. III.8:</b> Réaction générale de la réticulation.....	41
<b>Fig. III.9:</b> Schéma présente un complexe de guar réticulé au borate .....	42
<b>Fig. III.10:</b> Graphe montre la tendance de pH en fonction de la température.....	43
<b>Fig. III.11:</b> Graphe montre les concentrations relatives en ions borate en fonction de la température et du Ph.....	43
<b>Fig. III.12:</b> Temps de réticulation et le pH de Guar et leur dérivés .....	46

### ***Chapitre IV: La rhéologie des fluides***

<b>Fig. IV.1 :</b> Forces agissant sur deux éléments de couches voisines .....	50
<b>Fig.IV.2 :</b> Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles.....	51
<b>Fig. IV.3 :</b> Représentation d'un écoulement d'un fluide entre deux plaques l'une mobile et l'autre fixe .....	52
<b>Fig. IV.4 :</b> Courbes d'écoulement des principaux comportements rhéologiques .....	53
<b>Fig. IV.5 :</b> Rhéogramme enregistrée par un rhéomètre à contrainte imposée(à gauche) Rhéogramme enregistrée par un rhéomètre à vitesse de cisaillement imposée(à droite)....	56
<b>Fig. IV.6 :</b> Viscosimètre Chandler 35 .....	60
<b>Fig. IV.7.a:</b> Coupe transversale à travers le rotor et bob sur un viscosimètre modèle 35 ..	60
<b>Fig. IV.7.b:</b> Schéma montrant l'assemblage de bob du viscosimètre modèle 35.....	60
<b>Fig. IV.8 :</b> Rhéomètre à haute pression et haute température Fann 50.....	62
<b>Fig. IV.9:</b> Schéma illustrant les trois régimes d'écoulement .....	63

### ***Chapitre V: Les systemes de fluides de fracturation***

<b>Fig.V.1 :</b> Le premier traitement de fracturation commerciale, équipement et techniques..	66
<b>Fig.V.1:</b> Le mélangeur ADP .....	63

### ***Chapitre VI : Partie expérimentale : essai de rupture des gels (break test)***

<b>Fig. VI.1 :</b> Cylindres gradués de 50ml.....	75
<b>Fig. VI.2:</b> Mélangeur électrique .....	67

<b>Fig. VI.3:</b> Seringues.....	76
<b>Fig. VI.4:</b> Balance électrique.....	76

**Chapitre VII : Résultats et discussions**

<b>Fig. VII.1 :</b> diagramme correspond à la viscosité de gel basique de fluide « Hybor » .....	84
<b>Fig. VII.2 :</b> Mesure de la viscosité en fonction de temps (break time : avec l'ajout d'un stabilisateur) .....	86
<b>Fig. VII.3 :</b> Mesure de la viscosité en fonction de temps (break time :sans l'ajout d'un stabilisateur) .....	87
<b>Fig. VII.4 :</b> Diagramme correspond à la viscosité de gel basique de fluide «Serocco»....	91
<b>Fig. VII.5 :</b> Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (test de stabilité de fluide : avec l'ajout d'un stabilisateur et sans l'ajout de Briseur retardé Opti flow III).....	93
<b>Fig. VII.6:</b> Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (Break time de fluide : avec l'ajout d'un stabilisateur et sans l'ajout de Briseur retardé Opti flow III) .....	94
<b>Fig. VII.7 :</b> Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (Break time de fluide : sans l'ajout d'un stabilisateur GEL STA et l'ajout de Briseur retardé Opti flow III).....	94

## Liste des tableaux

<b>Tableau II.1 :</b> principaux polymères utilisés dans la fracturation hydraulique .....	6
<b>Tableau II.2:</b> Quantité des agents de contrôle de l'argile de Halliburton .....	9
<b>Tableau II.3:</b> l'effet de la numération bactérienne sur la dégradation du gel de base .....	10
<b>Tableau II.4:</b> Les agents de contrôle des bactéries utilisés par Halliburton .....	11
<b>Tableau II.5:</b> Limites des Temperatures et des concentrations de Briseurs utilisés .....	12
<b>Tableau II.6:</b> Description du site d'injection pour chaque additif chimique.....	15
<b>Tableau III.1 :</b> Constituants de graine de guar .....	33
<b>Tableau III.2:</b> le processus de traitement de la gomme de guar .....	35
<b>Tableau III.3:</b> Modèles de substitution de gomme de guar .....	36
<b>Tableau III.4:</b> Types d'agent gélifiant utilisant à Halliburton .....	37
<b>Tableau III.5:</b> Quantité de polymère par gallon de LGC .....	38
<b>Tableau III.6:</b> Les pH approximatif du fluide recommandé pour différentes températures .....	44
<b>Tableau III.7:</b> Les différents agents de réticulation à base de borate de Halliburton.....	44
<b>Tableau III.8:</b> Les différents systèmes de fluides réticulés au borate de Halliburton .....	44
<b>Tableau III.9:</b> Les différents agents de réticulation à base de métal de Halliburton.....	46
<b>Tableau III.10:</b> Les différents systèmes de fluides réticulés au métal de Halliburton .....	47
<b>Tableau III.11:</b> les différences entre les agents de réticulation en métal et en base de borate .....	48
<b>Tableau.V.1:</b> Les differents systèmes utilisés à Halliburton.....	71
<b>Tableau VI.1:</b> Procédure pour les briseurs traditionnels et les briseurs encapsulés .....	77
<b>Tableau VI.2:</b> Étapes pour la préparation d'une suspension de briseur de liquid .....	78
<b>Tableau VI.3:</b> Étapes pour effectuer des tests de rupture statiques et dynamiques .....	78
<b>Tableau VI.4:</b> Instructions sur la vérification des résultats .....	78
<b>Tableau VI.5:</b> Étapes d'un test de rupture d'émulsion .....	79
<b>Tableau VII.1:</b> limites d'altération de l'eau .....	81
<b>Tableau VII.2:</b> Résultats d'analyse d'eau .....	81
<b>Tableau VII.3:</b> Composition du fluide de fracturation .....	82

<b>Tableau VII.4:</b> Paramètres de test .....	82
<b>Tableau VII.5:</b> Additives chimiques de fluide Hybor .....	83
<b>Tableau VII.6:</b> Spécifications de test.....	85
<b>Tableau VII.7:</b> résultats du test d’hydratation (mesure de la viscosité chaque 05 minutes .....	85
<b>Tableau VII.8:</b> Résultats obtenus de 02 tests.....	85
<b>Tableau VII.9:</b> Résultats d'analyse d'eau .....	88
<b>Tableau VII.10:</b> Composition du fluide de fracturation .....	89
<b>Tableau VII.11:</b> Paramètres de test .....	89
<b>Tableau VII.12:</b> Additives chimiques de fluide Serocco.....	90
<b>Tableau VII.13:</b> Spécifications de test.....	92
<b>Tableau VII.14:</b> Résultats du test d’hydratation : mesure de la viscosité en fonction du temps .....	92
<b>Tableau VII.15:</b> Résultats obtenus de 02 tests.....	93

# *Table des matières*

## Table des matières

Résumé .....	i
Liste des abréviations .....	ii
Liste des figures .....	iii
Liste des tableaux .....	vi
Introduction .....	1

### *Chapitre I : Introduction sur la fracturation hydraulique*

I. Introduction.....	3
II. Définition de la stimulation .....	3
III. La fracturation hydraulique.....	3
III .1. Historique et objectifs de la fracturation hydraulique .....	3
III.2. Présentation et principes d'une fracturation hydraulique.....	4
III.2.1. Principe.....	4
III.2.2. Objectif principal d'une fracturation hydraulique.....	5
III.2.3. Considérations avant une fracturation hydraulique.....	5
IV. Autres applications de la fracturation hydraulique .....	6

### *Chapitre II: Les fluides et les additifs de fracturation*

I. Fluides et additifs de fracturation .....	7
I.1 Les fluides de fracturation .....	7
I.1.1 Principaux rôles des fluides de fracturation.....	7
I.1.2. Composition des fluides de fracturation .....	7
I.1.2.1 Fluides à base d'eau .....	7
I-2. Additifs au fluide de fracturation.....	8
a- Tampons et contrôle du Ph .....	8
b- Agent gélifiants (gelling agent) .....	9
c- Réducteurs de filtrat.....	9
d- Réducteurs de friction (friction reducer) .....	9
e- Anti-moussant.....	9
f- Réticulant (Crosslinker) .....	9
g- Activateur (Activator) .....	9
h- Tensio-actifs .....	10
i- Stabilisateurs d'argile (ClayFix) .....	11
j- Bactéricides (Biocides) .....	12
k- Briseurs de gels (breaker).....	13
k.1. Fonction de briseur .....	13
k.2. Types de briseurs (Breakers) .....	14
k.3. Temps de Recharge et pause (Cooldown et le Break-Time) .....	15

1- Agent barrière (inverter et diverter) .....	15
1.1 INVERTFRAC .....	15
1.2 DIVERTFRAC .....	16
II. Injection d'additifs chimiques .....	16
II.1. Importance .....	16
II.2. Schématique.....	16
II.3 Description détaillée .....	17
II.4 Préparation du gel sur chantier .....	18
II.4.1. Dispersion .....	18
II.4.2. Hydratation .....	18
II.4.3. Réticulation.....	18
III. Agents de soutènement (Propping agent).....	18
IV. La conductivité de la fracture dépend surtout des facteurs cités ci-après .....	19
a) Granulométrie des agents de soutènement .....	19
b) Contrainte s'exerçant sur l'agent de soutènement dans la fracture après stimulation et remise en production du puits .....	19
c) Concentration et transport des agents de soutènement .....	19
V. Etapes d'un traitement principa.....	19
1e phase : une série de testes sur les installations .....	20
2e phase : Le pré-pad volume .....	20
3e phase : Le pad volume (volume tampon).....	21
4e phase : placement du proppant.....	21
5e phase : chasse (displacement) .....	23
6e phase : arrêt de l'injection et fermeture du puits.....	23
7e phase : dégorgement et mise en production du puits .....	24
VI. Equipement utilisé est déroulement des opérations .....	25
VI-1. Principaux équipements utilisés .....	25
1) Le Frac Tank .....	25
2) Le blender ou mélangeur .....	25
3) Mountain Mover .....	26
4) Pompe à haute pression (High Pressure Pumps).....	26
5) Manifold et conduites à haute pression.....	27
6) Enregistreurs et capteurs .....	27
7) Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool) .....	28
VII. Design d'une fracturation hydraulique .....	28
VI.1 Sélection du fluide de fracturation .....	29
VI.2 Principaux critères de sélection du fluide de fracturation.....	29
VII.3 Sélection du proppant (agents de soutènement) .....	30
VII.4 La conductivité de la fracture .....	31
VII.5 La perméabilité des agents de soutènement.....	31

## ***Chapitre III : Les agents gélifiants à base de polymères***

I.Introduction.....	32
I.1 Le Guar .....	32
I.1.2 La structure chimique de guar.....	33
I.1.2 Propriétés de la gomme de guar.....	34
I.1.3 Application.....	34
I.1.4 Traitement de gomme de guar .....	35
I.1.5 Les Dérivés de gomme de guar.....	36
I.2 Cellulose .....	36
I.2.1 Traitement de la Cellulose .....	37
II. Types d'agent gélifiant.....	37
III. LGC et WG .....	38
III.1 LGC.....	38
III.2 Le système vis-à-vis .....	38
a- Definition.....	38
b- Vis versus viscosité .....	38
IV. Les agents de reticulation.....	38
IV.1 Types d'agents de reticulation .....	38
IV.2 Facteurs qui affectent le temps de réticulation (crosslink time) .....	38
IV.3 Le fluide idéal .....	39
IV.4 Agents de réticulation retardés.....	39
V. Agents de réticulation à base de borate .....	40
V.1 Signification .....	40
V.2 Historique .....	40
V.3 Avantages .....	40
V.4 Chimiquement .....	41
V.5 pH et temps de reticulation.....	42
V.6 Effet du pH et de la temperature .....	43
V.7 Agents de réticulation borate .....	44
V.8 Systèmes de fluides Halliburton.....	44
VI. Agents de réticulation à base de metal .....	45
VI.1 Signification .....	45
bbVI.2 Les types des agents de réticulation à base de métal .....	45

<b>a-</b> L'Aluminium.....	45
<b>b-</b> Titane.....	45
<b>c-</b> Zirconium.....	45
VI.3 Temps de réticulation et pH.....	45
VI.4 Agents de réticulation à base de métal.....	46
VI.5 Systèmes à réticulation métallique.....	46
VII. Les différences entre les systèmes réticulés au métal et au borate.....	47
a. Importance.....	47
b. Sensibilité au cisaillement et stabilité thermique.....	47
c. Comparaison entre le borate et le metal.....	47
VIII. Le Coût.....	48

### *Chapitre IV: La rhéologie des fluides*

I. Introduction.....	49
II. Définition.....	49
II.1 Grandeurs étudiées en rhéologie.....	50
II.1.1 Contrainte de cisaillement ( $\tau$ ).....	50
II.1.2 Déformation de cisaillement $\gamma$ .....	51
II.1.3 Gradient de vitesse ( $\dot{\gamma}$ ).....	51
II.1.4. Viscosité.....	52
II.3- Différents comportements rhéologiques.....	53
II.3.1 Fluides newtoniens.....	53
II.3.2 Les fluides non newtoniens indépendants de temps.....	54
II.3.2.1 Les fluides sans contrainte seuil.....	54
II.3.2.2 Les fluides à contrainte seuil.....	55
II.3.3 Les fluides non newtoniens dépendants du temps.....	55
II.3.3.1 Fluides thixotropes.....	55
II.3.3.2 Fluide antithixotrope.....	56
II.4 Modèles rhéologiques.....	56
II.4.1 Le modèle newtonien.....	56
II.4.2- Modèle d'Ostwald de Waele.....	57
II.4.3 Modèle de Cross.....	57

II.4.4 Le modèle bingham .....	58
II.4.5 Le modèle de Herschel Bulkley.....	58
II.4.6- Model de Casson .....	59
III- Mesure de la viscosité .....	59
III.1 Viscomètre modèle 35.....	59
III.2 Autres méthodes de mesure de la viscosité .....	61
a- Rhéomètre à vis hélicoïdale .....	61
b- Viscomètre Fann 50 HPHT.....	61
c- Viscomètre en ligne Brookfield.....	62
d- Viscomètre à entonnoir .....	62
IV- Régimes d'écoulement et nombre de Reynold.....	62
IV.1 Débit du bouchon .....	63
IV.2 écoulement laminaire.....	63
IV.3 écoulement turbulent.....	63
IV.4 Le nombre de Reynold .....	63

## ***Chapitre V: Les systemes de fluides de fracturation***

I. Introduction .....	65
II. Différents types des gels .....	65
II.1 Fluides en gel linéaires .....	65
I.2 Fluides en gel réticulé.....	65
III. Fluides organométalliques réticulés .....	66
IV. Fluides Gélifiés .....	67
IV.1 Gel liquide Concentrés.....	67
IV.2 Mélangeur de polymère sec ADP .....	67
V. Fluides mousses.....	68
VI. Additifs de système de fluide.....	69
VII. Technologies des polymères sans guar et à faible guar .....	69
VII.1 Les différents types de systems .....	70
VII.1.1 Service CleanStimSM.....	70
VII.1.2 Service PermStimSM.....	70
VII.1.3 Service EZ-StimSM.....	70
VII.2 Systèmes de fluides à base d'eau largement utilisés .....	71
VII.3 Service Delta Frac.....	71
VII.4 Service de fracturation HyborSM .....	72

VII.5 Service de fracturation SilverStim LT .....	72
VII.6 Service de fracturation pHaserFracSM.....	73
VII.7 Service de fracturation SiroccoSM.....	73
VII.8 Service DeepQuestSM.....	73
VII.9 Service AquaStimSM .....	73

## ***Chapitre VI : Partie expérimentale : essai de rupture des gels (break test)***

I. Équipement de laboratoire .....	75
I.1 Cylindres gradués.....	75
I.2 Mélangeurs.....	75
I.3 Seringues.....	76
I.4 Balances .....	76
II. Essai de rupture des gels “Break Testing” .....	77
Tâche 1: Si nécessaire, préparez une suspension de briseur de liquid .....	77
Tâche 2: effectuer des tests de rupture statiques et dynamiques .....	78
Tâche 3. Vérifier les résultats .....	78
III. Effectuer un test de rupture d'émulsion .....	79
III.1 Signification .....	79
III.2 Procédure.....	79
III.3 Interpréter les données .....	80

## ***Chapitre VII : Résultats et discussions***

I. Introduction.....	80
II. Test de laboratoire .....	80
III. Système de fluide: Hybor H (Gel à base de PHG).....	80
III.1 Analyse de l'eau sur le terrain .....	80
III.1.1 Limites de qualité de l'eau pour les fluides de fracturation.....	80
III.1.2 Résultats .....	81
III.2 Test de fluide de fracture : Hybor .....	82
III.2.1 Additives chimiques ajoutées.....	83

III.3 TEST DE LABORATOIRE .....	84
III.3.1 Préparation de Gel basique (Base Gel) .....	84
a- Procédure .....	84
b- Résultats: Test de Hybor .....	85
c- Résultats du test d'hydratation.....	85
III.3.2 Préparation de Gel réticulé (Crosslinked Gel) .....	85
III.3.2.1 Procédure.....	85
III.3.2.2 Résultats .....	85
<b>A-</b> Résultats TEST 1 (+GEL STA) .....	86
<b>B-</b> Résultats du TEST 2 : (- GEL STA).....	86
III.3.3 Résultats: Essais Fann 35 .....	87
IV. Fluide de Systèm : Serocco : Gel à base de (CMHPG).....	88
IV.1 Analyse de l'eau sur le terrain .....	88
*Résultats.....	88
IV.2 Test de fluide de fracture : Serocco .....	88
IV.2.1 Additives chimiques ajoutées.....	90
IV.3 TEST DE LABORATOIRE (Break test).....	91
IV.3.1 Préparation de Gel basique (Base Gel) .....	92
a- Procédure .....	91
b- Résultats: Test de Serocco .....	92
IV.3.2 Préparation de Gel réticulé (Cross-linked Gel).....	93
a- Procédure .....	93
b- Résultats.....	93
Résultats du test 1.....	93
Résultats du test 2.....	94
Résultats du test 3.....	94
IV.4 Résultats : Essais Fann 35 .....	95
Conclusion.....	95
Conclusion générale .....	96
Référence bibliographique .....	98
Annex	

*Introduction*  
*Générale*

## **INTRODUCTION GENERALE**

### **I. Introduction :**

L'approche de la chimie verte se développe rapidement et le remplacement des matériaux dérivés du pétrole par les matériaux biologiques sont grandement améliorés pour des raisons environnementales et de santé. Polymères renouvelables les ressources naturelles ont attiré une attention croissante au cours des trois dernières décennies, principalement pour deux raisons principales : d'une part, les préoccupations environnementales et, d'autre part, la prise de conscience que nos ressources en pétrole sont limitées. Les polymères naturels sont disponibles en grande quantité à partir de sources renouvelables, tandis que les polymères synthétiques sont produits à partir de ressources pétrolières non renouvelables. Ils comprennent les protéines et les polysaccharides. Parmi les polysaccharides les plus importants est la gomme de guar qui a été largement utilisé dans un large éventail d'applications en raison de ses propriétés uniques. L'objectif de cette revue est de se concentrer sur la gomme de guar et ses dérivés et leurs applications dans les fluides de la Fracturation Hydraulique. [1]

La technologie de fracturation hydraulique (HFT) utilisée dans la production de pétrole brut et de gaz naturel d'environ cinquante ans. La technique est généralement utilisée dans l'industrie du pétrole et du gaz pour améliorer ou faciliter la récupération des hydrocarbures dans les formations souterraines.

La gomme de guar et les dérivés cellulosiques sont les types de polymères les plus couramment utilisés dans les fluides de fracturation. Le premier brevet (brevet US 3058909) sur le guar réticulé par du borate a été délivré à Loyd Kern avec Sinclair (ultérieurement ARCO) le 16 octobre 1962. Les agents de réticulation à base de métal développés par DuPont pour les applications d'explosifs plastiques se sont révélés utiles pour la fabrication de fluides de fracturation destinés aux applications à haute température.

De nombreux polymères sont utilisés à cet effet. Cette liste comprend : la carboxyméthylcellulose (CMC), l'hydroxyléthylcellulose (HEC) et la carboxyméthyl hydroxyléthylcellulose (CMHEC). L'un des polymères les plus largement utilisés à cette fin est la gomme de guar. [1]

La gomme de guar et ses dérivés représentent peut-être 90% de tous les fluides de fracturation gélifiés, car ils sont facilement et efficacement dispersés. Des agents oxydants

## INTRODUCTION GENERALE

puissants tels que le persulfate de sodium ou d'ammonium sont ajoutés aux fluides de fracturation pour casser le polymère lorsqu'il atteint la température. Son succès dans ce domaine a conduit à des recherches approfondies sur les dérivés de guar. [1]

Les polysaccharides naturels sont des biopolymères attractifs pour l'amélioration de la viscosité dans les opérations d'exploitation pétrolière en raison de leur coût relativement bas, de leur résistance élevée à la dégradation mécanique et thermique et de leur biodégradabilité, ce qui garantit qu'ils ne resteront pas dans l'environnement.

Le but de cette étude est de faire une comparaison entre les deux dérivés du Guar le (HPG) et le (CMHPG) et leurs efficacités comme un agent gélifiant dans le test de la rupture (Break test)

Ce mémoire a été divisé en Cinq chapitres :

Le premier chapitre comprend une introduction Sur la stimulation et la fracturation hydraulique, procédé et objectif.

Les fluides et les additifs utilisés dans la fracturation hydraulique et les équipements sont présentés au chapitre 2.

Le chapitre 3 porte sur les polymères utilisés et leurs préparations, structures, propriétés... et la préparation de gel concentré (LGC) Et les différents types des agents de réticulation.

Le 4em chapitre comprend la rhéologie des fluides .. et les propriétés Rhéologiques.

Le chapitre 5 présente les différents systèmes de fluides utilisés dans la fracturation hydraulique (notre exemple ici c'est la société de service : Halliburton)

Le chapitre 6 est la 2eme partie expérimentale qui comprend les équipements de laboratoire et comment préparer un test de rupture (Break test)

Les résultats du test de la rupture de deux systèmes quand a choisi (Hybor et serocco) sont présentés dans le dernier chapitre.

Enfin, une conclusion générale sur les résultats obtenus.

# *Chapitre I*

*Introduction sur la fracturation  
hydraulique*

# **CHAPITRE I : INTRODUCTION SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE**

## **I. Introduction**

Les plus grands gisements pétrolifères au monde ont été découverts au début du XX<sup>e</sup> siècle (Ghawar en 1948 en Arabie saoudite, Kirkuk en 1927 en Iraq ...), ces gisements subissent graduellement au cours des années, une détérioration inévitable de leurs propriétés matricielles.

Les découvertes de nouveaux gisements d'hydrocarbures se font de plus en plus rares, ceci a engendré une course effrénée visant la recherche et le développement des techniques de stimulation. Développées par les compagnies pétrolières, ces techniques permettent une exploitation plus longue des gisements, d'une part et faire produire des gisements inexploités jusqu'alors.

## **II. Définition de la stimulation**

On appelle stimulation toute méthode ou traitement, mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production. Les techniques généralement appliquées sont soit [4] :

- traitements mécaniques (fracturation hydraulique) ;
- Les traitements chimiques (acidifications, injection de solvants) ;
- Ou une combinaison des deux méthodes.

## **III. La fracturation hydraulique**

### **III .1. Historique et objectifs de la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des Années 1950, pour augmenter la productivité des horizons pétrolifères, gazifères et aquifères.

En 1947, la Pan American Petroleum Corporation effectua la première opération de Fracturation dans le champ gazifère de Hugoton à l'ouest de l'état du Kansas. Après avoir tenté une opération d'acidification pour remédier à la faible productivité du puits Klepper 01. La fracturation à permis une meilleure productivité.

À la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agents de soutènement ont été mises en place en un seul traitement. Mais, dans la majorité des anciens traitements, les limites technologiques associées aux performances de l'équipement et du fluide, faisaient que des quantités relativement petites d'agents de soutènement étaient mises en place.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de

## CHAPITRE I : INTRODUCTION SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

performances inadéquates du fluide ou de l'équipement, ou encore d'une modélisation inexacte de la fracturation.

À partir du milieu des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains). La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période. De sorte que la mise en place de volumes d'agents de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits [2].

### III.2. Présentation et principes d'une fracturation hydraulique

#### III.2.1. Principe :

La fracturation hydraulique est utilisée pour créer une perméabilité artificielle en engendrant de nouveaux drains ou canaux et permettre ainsi à l'effluent de parvenir plus facilement au puits.

Pour réaliser une fracturation hydraulique on injecte un fluide pour fracturer la formation.

Ce fluide contient un agent de soutènement qui maintient la fracture ouverte, une fois la pression exercée relâchée.

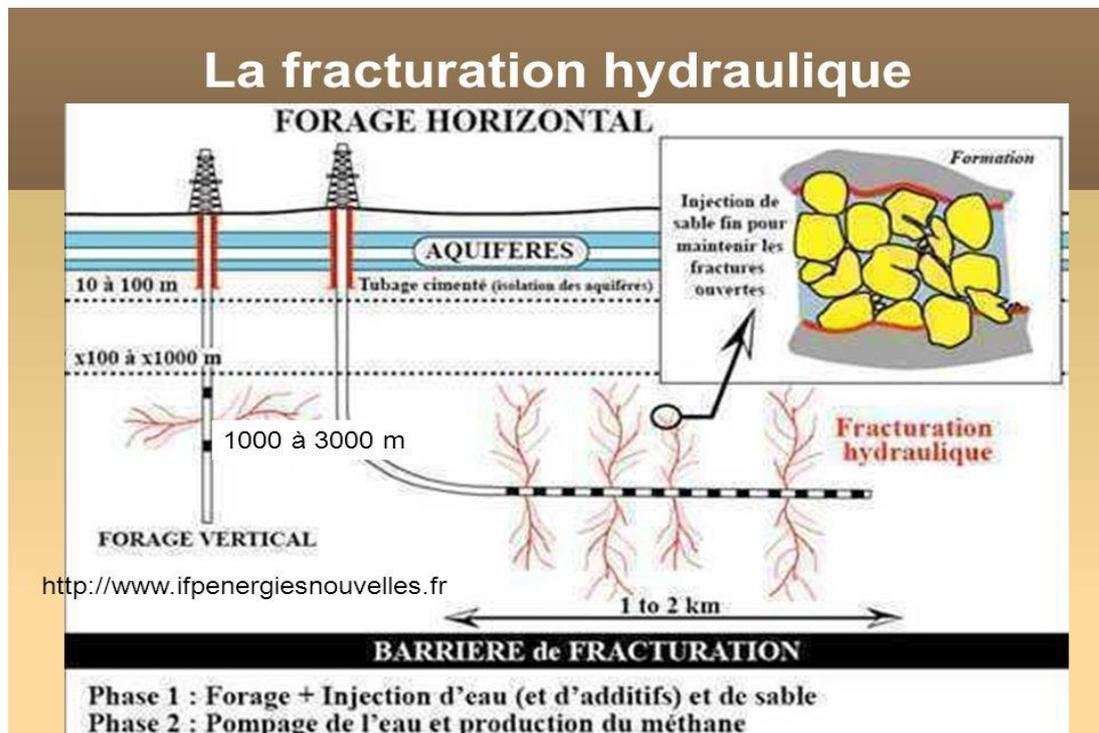
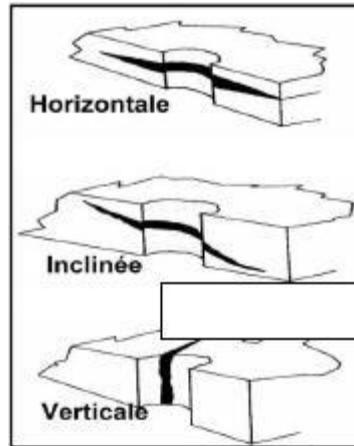


Fig. I.1 : principe d'une fracturation hydraulique

## CHAPITRE I : INTRODUCTION SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Il y a trois orientations de fracture possible : horizontale, verticale ou toute inclinaison entre ces deux limites. Les programmes mathématiques utilisent cette hypothèse comme base de calcul. La fracture se développe de façon approximativement radiale, à moins que des barrières naturelles ne confinent la fracture entre des limites constantes.



*Fig. I.2 : Orientations possibles d'une fracture [4].*

### III.2.2. Objectif principal d'une fracturation hydraulique

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènement.

Pour réaliser une fracturation hydraulique, il faut donc injecter le fluide de fracturation à un débit et une pression supérieure à la pression de fracturation.

La pression à considérer est la pression appliquée au niveau de la formation, avec un débit relatif ; il y a une certaine perte de charge dans le système. Nous avons donc :

**Pression au fond de puits (appliquer à la formation) = pression d'injection + pression hydrostatique – pertes de charge dans le tubing – pertes de charge au fond.**

Cette pression au niveau de la formation doit être supérieure à la pression de fracturation qui est égale au produit : gradient de fracturation x la profondeur [3].

### III.2.3. Considérations avant une fracturation hydraulique

Avant d'entamer une fracturation, on doit prendre en considération une multitude de variables et de paramètres et prévoir des solutions alternatives. Les points suivants sont des aspects de la fracturation des puits qu'il faut envisager :

- Type et volumes des fluides utilisés.
- Additifs et agents de soutènement.

## **CHAPITRE I : INTRODUCTION SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE**

- Technique et étapes successives.
- Limites et variations de la pression et du débit.
- Alternatives et solution de rechange.
- Fermeture du puits puis dégorgement.
- Expérience antérieure.
- Normes de sécurité et environnement.

### **IV. Autres applications de la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles :

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de créer des cavités pour le stockage des hydrocarbures ;
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol ;
- Exploitation minière de certains gisements ;
- Des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ourleurs.

# *Chapitre II*

*Les fluides et les additifs de  
fracturation*

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### I. Fluides et additifs de fracturation

#### I.1 Les fluides de fracturation

##### I.1.1 Principaux rôles des fluides de fracturation

Le fluide utilisé a plusieurs rôles à remplir au cours de l'opération de fracturation :

1. Il doit ouvrir et développer la fracture. Pour cela il faut que ce fluide ait :

- Une viscosité élevée pour obtenir une largeur suffisante de la fracture pour la pénétration des agents de soutènement ;
- Un filtrat le plus faible possible, c'est-à-dire le volume de liquide n'ayant pas filtré, soit le plus important possible.

2. Il doit également transporter les agents de soutènement de la surface jusqu'au fond de la fracture. [3]

**Observation :** Les seuls paramètres sur lesquels on peut agir sont :

- La viscosité du fluide de fracturation.
- Le filtrat du fluide de fracturation.

**Remarque :** Les fluides de fracturation doivent être adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération. (En particulier la viscosité qui en dépend, outre du cisaillement du fluide).

##### I.1.2. Composition des fluides de fracturation

Les produits suivants sont, ou ont été, utilisés pour fabriquer des fluides de fracturation : (napalm, huile brute dégazée, condensats, eau gélifiée, acide gélifiée, mousse et les émulsions), dans ce passage nous nous intéresserons qu'aux fluides à base d'eau [5].

###### I.1.2.1 Fluides à base d'eau

Ils représentent la famille de fluides la plus variée. Pour Halliburton, leader dans la fabrication des produits de fracturation. On distingue deux catégories principales de gels :

- Gels linéaires.
- Gels réticulés.

Ces deux gels peuvent être gélifiés par le même polymère, mais l'arrangement des molécules polymériques est différent selon le fluide considéré. Dans le gel linéaire, le gel est constitué de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaison les une avec les autres. Un gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, dues à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité beaucoup plus grande de 10 à 3000 Cp.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

Tableau II.1 : principaux polymères utilisés dans la fracturation hydraulique.[8]

Polymère caractéristiques Gomme de Guar (G)	$(C_{35} H_{49} O_{29})_n$
Hydroxi-Propyl Guar (HPG)	CH <sub>2</sub> -CH (OH) CH <sub>3</sub>
Carboxy-Méthyl-Hydroxy-Propyl Guar (CMHPG)	CH <sub>2</sub> -COO-Na <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> -CH (OH) CH <sub>3</sub>
Hydroxy-Éthyle-Cellulose (HEC)	CH <sub>2</sub> -CH <sub>2</sub> -OH

### I-2. Additifs au fluide de fracturation

Nous avons vu que le fluide de fracturation doit posséder un certain nombre de propriétés. Il convient donc de sélectionner le fluide, et les additifs adéquats en fonction des conditions opératoires et de l'opération à réaliser. Parmi les additifs utilisés nous pouvons citer :

#### a) - Tampons et contrôle du pH

##### \* Objectif

Le pH est une partie essentielle du fluide de fracturation. Le pH affecte l'hydratation du gel de base, réactions de réticulation et stabilité des fluides. Halliburton a plusieurs produits qui sont utilisés pour le contrôle du pH.

##### \* Agents tampons

**BA-20** et **BA-40L** sont considérés comme des tampons (BA = Buffering agents). Ce signifie qu'ils résistent aux changements de pH et aident un fluide à atteindre et à maintenir le pH souhaité.

Le **BA-20** est utilisé pour tamponner les solutions à pH bas. Seules de très petites quantités de **BA-20** (généralement inférieures à 0,25 gal / Mgal) doivent être utilisées pour réduire le pH de l'eau afin de favoriser l'hydratation du gel de base. De plus grandes quantités (supérieures à 0,5 gal / Mgal) peuvent être utilisées pour atteindre des plages de pH inférieures (4,5-5) et sont utilisées dans des systèmes tels que pHaserFrac et PermStim.

Le **BA-40L** est utilisé pour tamponner les solutions à pH élevé. Le **BA-40L** peut être utilisé pour maintenir le pH entre 9,0 et 10,8, selon la source d'eau.

Il est important de comprendre, avec les tampons, qu'une limite de pH sera atteinte.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

Ajouter de plus en plus de réactif n'affectera pas le pH une fois cette limite atteinte. Par exemple, dans l'eau du robinet Duncan, le BA-20 n'abaissera pas le pH au-delà de 4,5; Le BA-40L n'augmentera pas le pH au-delà de 10,8.

### **Exemple: MO-67**

Le MO-67 est un agent d'ajustement du pH utilisé pour atteindre un pH élevé. C'est une base solide et ne devrait pas être classé comme un tampon. De petites quantités de MO-67 peuvent modifier considérablement le pH; il est donc important d'ajouter lentement le MO-67 à une solution. Le MO-67 peut être utilisé pour atteindre un pH supérieur à 10,8. [6]

### **b) Agent gélifiants (*gelling agent*)**

Dont le rôle est de développer la viscosité du fluide de fracturation. Exemple : WG-11, WG-18.

### **c) Réducteurs de filtrat**

Augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide dans la formation. (Attention, les réducteurs de filtrat étant en fait des produits colmatants, insolubles, leur utilisation avec excès peut provoquer un endommagement de la formation).

### **d) Réducteurs de friction (*friction reducer*)**

Réduisent les pertes de charge et permettent ainsi l'économie de la puissance. Exemple : SGA-HT, FR-26 LC, FR-5.

### **e) Anti-moussant**

Au cours de la pénétration du gel, en raison de certains additifs utilisés (eau de mer, tensio-actifs ...) de la mousse peut se former. Celle-ci doit être éliminée pour éviter le risque de désamorçage des pompes. Exemple : LOSURF-300

### **f) Réticulant (*Crosslinker*)**

Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les différentes chaînes polymériques.

*Borate, Zirconate et Titanate* Exemple : CL-28M, K-38.

### **g) Activateur (*Activator*)**

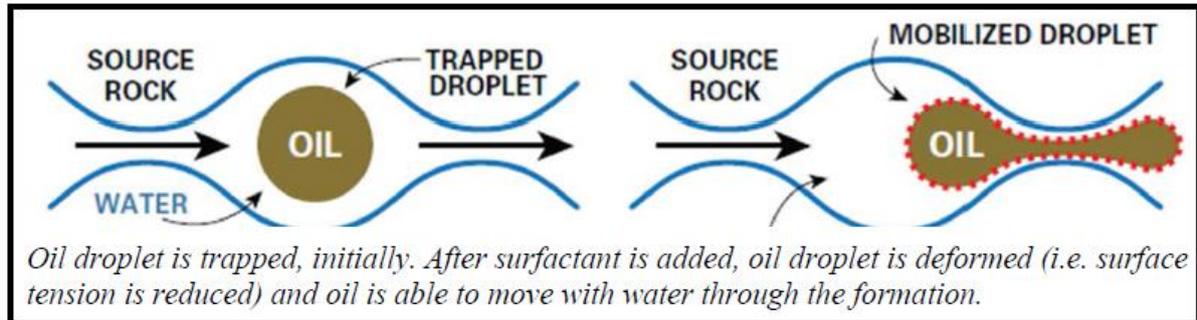
Cet additif est ajouté à la sortie du blender et permet par modification du pH d'accélérer le phénomène de réticulation. Exemple : CAT-3, CAT-4. [5]

### **h) Tensio-actifs**

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### \*Objectif

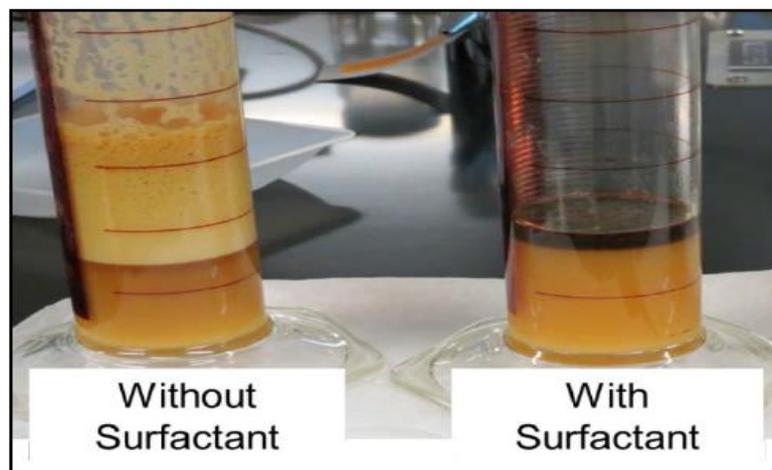
Les tensioactifs peuvent être utilisés à diverses fins. Surfactants inférieurs tension interfaciale (ou pression capillaire) entre le réservoir (roche) et le fluide de traitement ainsi qu'entre le réservoir et le fluide du réservoir. Ceci aide à récupérer le fluide de traitement et le fluide de formation de réservoir, comme (Fig. II.1) le montre.



*Fig. II.1: L'objectif d'un tensioactif dans la formation*

Une autre caractéristique essentielle des tensioactifs est d'empêcher la formation d'émulsion. Des émulsions huile-eau peuvent facilement être créées entre le fluide injecté (stimulation) et le fluide de formation. Ces émulsions peuvent causer des problèmes de reflux et, finalement, de production.

Les tensioactifs peuvent être utilisés pour empêcher la formation de ces émulsions en aidant à la séparation de l'huile (fluide de formation) et de l'eau (fluide de traitement). L'image suivante (Fig. II.2) montre deux fluides identiques, l'un avec et l'autre sans tensioactif.



*Fig. II.2: La différence entre deux fluides identiques, l'un avec et l'autre sans tensioactif.*

## CHAPITRE II :LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

En l'absence de tensioactif, une mousse / émulsion stable est formée. Lorsque le surfactant est présent, les phases eau et huile sont séparées proprement.

Il a été démontré que les tensioactifs facilitent l'hydratation du gel de base en améliorant la solubilité du polymère dans l'eau. Les tensioactifs peuvent donc être utilisés avant ou après l'hydratation du gel.[7]

### i) Stabilisateurs d'argile (*ClayFix*)

#### Contrôle de l'argile

Les argiles sont présentes dans presque toutes les formations pétrolifères et gazéifères. Lorsque la formation entre en contact avec de l'eau, du traitement de stimulation, ces argiles peuvent gonfler et potentiellement se détacher et migrer. Ce gonflement et cette migration peuvent poser des problèmes pour la production de pétrole et de gaz.

Les agents de contrôle de l'argile sont des produits chimiques qui peuvent être ajoutés au fluide de stimulation afin de protéger la formation du gonflement et de la migration. Les additifs de contrôle de l'argile sont généralement à base de sel. La présence de sel peut nuire à l'hydratation du gel de base. Dans la mesure du possible, il est recommandé d'ajouter des additifs de contrôle de l'argile après l'hydratation complète du gel.

La quantité de produit chimique nécessaire dépendra de la formation. Certains agents de contrôle de l'argile de Halliburton courants et leurs dosages respectifs sont énumérés dans le tableau ci-dessous. [8]

**Tableau II.2:** *Quantité des agents de contrôle de l'argile de Halliburton. [8]*

Additif	Forme	Dosage
<b>KCl or NaCl</b>	Solide	2-7%
<b>Produits chimiques: ClayFix (II et III)</b>	Liquide	2.0 to 3.0 gal/Mgal
<b>Produits chimiques : Cla-Sta (XP et FS)</b>	Liquide	10 gal/Mgal
<b>ClaWeb</b>	Liquide	0.5 to 5.0 gal/Mgal

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### j) Bactéricides (Biocides)

#### - Les Bactéries

Les bactéries sont capables d'ingérer des agents gélifiants à base de polysaccharides comme source de nourriture et peuvent doubler leur population en 20 minutes. Si les bactéries sont présentes en quantité suffisante, elles peuvent réduire considérablement la viscosité d'un gel de base.

Le tableau ci-dessous décrit l'effet de la numération bactérienne sur la dégradation du gel de base.

*Tableau II.3: l'effet de la numération bactérienne sur la dégradation du gel de base.*

Nombre de bactéries	Temps avant la dégradation de la viscosité du gel de base
$< \text{ou} = 10^4$	3 jours
$\sim 10^5$	2 jours
$> \text{ou} = 10^6$	Moins d'un jour

Certaines sources courantes de bactéries sont:

- Réservoirs d'eau ou de fracturation mélangés
- Nettoyage inapproprié des réservoirs, des mélangeurs et des tuyaux.

#### **Effets:**

La présence de bactéries peut avoir plusieurs effets négatifs:

- Le cycle de vie des bactéries empêche un fluide de fracturation de maintenir sa viscosité en cas de présence de bactéries. Souvent, le gel est décomposé avant même d'avoir été réticulé.
- La croissance excessive de bactéries entraînera la corrosion du fer et de l'acier.
- Les bactéries sulfato-réductrices (SRB) présentes dans l'eau de fracturation peuvent survivre dans des conditions de fond de trou et produire du H<sub>2</sub>S. L'eau non traitée a transformé certains champs en champs acides nécessitant des équipements de sécurité supplémentaires et des installations de séparation coûteuses pour éliminer le gaz avant que les hydrocarbures ne soient envoyés aux ventes.

#### - Types de contrôle des bactéries:

Halliburton utilise deux catégories d'agents chimiques pour contrôler et / ou tuer les

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

bactéries: Biocide et Biostat. Le biocide tue les bactéries tandis que le biostat ralentit la croissance des bactéries. Les agents de contrôle des bactéries couramment utilisés par Halliburton sont les suivants:

**Tableau II.4:** Les agents de contrôle des bactéries utilisés par Halliburton

HAL Produit	Type, Taux, pH, notes	Type de traitement	Posologie recommandée approximative
BE-3	Biocide; tuer rapidement; pH <7	Traitements en cuve	0,15 lbm / Mgal (ou trois 1 lbm sacs / réservoir de frac de 20 000 gallons)
BE-6	Biocide / Biostat; tuer lentement (6-10 heures); fournit un contrôle bactérien pendant plusieurs jours; pH 2-12	Traitements en cuve	0,15 lbm / Mgal (ou trois 1 lbm sacs / réservoir de frac de 20 000 gallons)
BE-9	Biocide; tuer rapidement; pH 2-12; non compatible avec eaux à TDS élevé	À la volée	0.25 à 1.0 gal/Mgal
BE-7	Biocide; tuer rapidement	Réservoir ou à la volée	0.25 à 0.5 gal/Mgal

Le dosage dépendra de la quantité de bactéries présentes; la colonne de droite fournit uniquement une plage relative. Comme toujours, des tests préalables appropriés doivent être effectués pour déterminer les charges chimiques.

**Remarque:** en règle générale, il convient de traiter l'eau avec un biocide avant d'ajouter l'agent gélifiant.[9]

### k) Briseurs de gels (*breaker*)

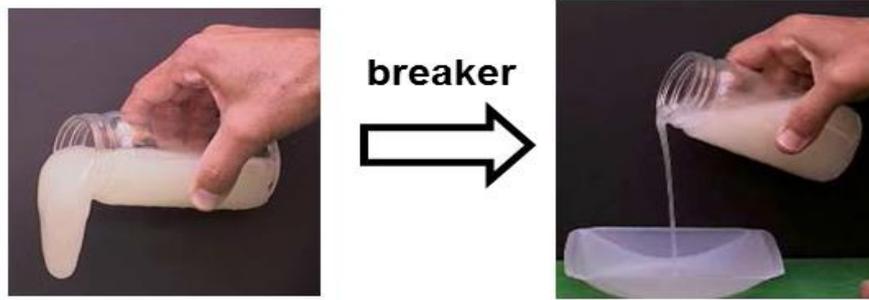
#### k.1. Fonction de briseur

Le rôle du briseur est de réduire de manière irréversible la viscosité d'un fluide gélifié à une viscosité proche de l'eau (en diminuant considérablement le poids moléculaire) de manière à ce qu'il puisse être facilement éliminé de la formation.

Les briseurs ont pour but de réduire la viscosité du fluide (ou de « casser » le gel) comme la montre (Fig. II.3) afin de :

- Minimiser le retour de l'agent de soutènement ;
- Maximiser le retour des liquides de stimulation à la surface.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION



*Fig. II.3: L'effet de Breaker sur le fluide (Typiquement, une viscosité inférieure à 5 Cp (à 511 s-1) est souhaitée après la rupture) [10]*

### k.2. Types de briseurs (Breakers)

Il existe deux grandes catégories de briseurs utilisés dans les fluides de fracturation: enzymes et oxydants. Les deux formes agissent sur le squelette du polymère et atteignent le même objectif de réduction de la viscosité du système de fluide en réduisant le poids moléculaire total du polymère.

Chaque briseur de la gamme Halliburton a un intervalle de température définie dans laquelle il est actif. Un tableau des Briseurs courants et de leurs plages de température est présenté ci-dessous. Outre les gélifiants, la plupart des broyeurs Halliburton sont associés à un bulletin technique dans lequel des données détaillées sont disponibles.

*Tableau II.5: Limites des Températures et des concentrations de Briseurs utilisés.*

Breaker	Type	Temperature (°F)		Concentration (lb / mg) ou (gal / Mgal)	
		Min	Max	Min	Max
GBW-30	Enzyme	60	140	0.1	3
SP/Cat-3/Cat-4	Oxydant / Catalyseur	80	120	1.0	10
SP	Oxydant	120	180	0.05	5
ViconNF <sup>1</sup>	Oxydant	140	350	0.5	20
OptiFlo II	Diffusion retardée Oxydant	80	140	0.5	10
OptiFlo III	Diffusion retardée Oxydant	140	200	0.5	10
OptiFlo HTE	Diffusion retardée Enzyme	80	160	1.0	5

## CHAPITRE II :LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

**Utilisez Cat-3 et / ou Cat-4 <200 ° F**

**Remarque:** Aux températures de BHST inférieures à 140 ° F, il est recommandé d'utiliser un briseur d'enzyme pour garantir une rupture complète du liquide.

Sélection du disjoncteur et détermination de la charge:

Les briseurs recommandés pour un travail donné peuvent être trouvés dans les bulletins techniques appropriés ou ils seront inclus dans la proposition de travail.

Les pauses (Break-Times) varient en fonction de diverses conditions, notamment la qualité de l'eau et le type de support. Par exemple, il est bien connu que les agents de soutènement revêtus de résine (RCP) vont interférer avec les agents de rupture oxydants. Par conséquent, il est important de procéder aux tests préalables au travail appropriés afin de déterminer les meilleurs points de consigne du briseur. [10]

### **k.3. Temps de Recharge et pause (Cooldown et le Break-Time)**

Il est important de comprendre que l'emballage du briseur doit être conçu en fonction de la température maximale attendue du fluide. Cela varie d'une étape à l'autre.

Par exemple, un puits peut avoir un BHST de 225 ° F. Toutefois, dans les phases ultérieures, compte tenu du temps de recharge, la température pourrait ne être que de 150 ° F et ne réchauffera probablement pas jusqu'à 225 ° F avant que le puits ne soit refait. Dans ce cas, un briseur tel que Vicon NF peut être utilisé pour les premiers stades, tandis qu'un briseur enzymatique comme OptiFlo HTE peut convenir aux derniers stades.

Le temps de recharge peut être modélisé à l'aide de logiciels tels que FracPro et Gopher et doit être soigneusement pris en compte lors de la sélection d'un package de disjoncteur. La surveillance par fibre optique est une autre méthode qui peut être utilisée pour suivre la température en temps réel. Cette technologie est incluse dans le service StimWatch® de Pinnacle.[11]

### **l) Agent barrière (inverter et diverter)**

#### **1.1) INVERTFRAC :**

INVERTFRAC est une nouvelle technique pour contrôler et limiter le développement vertical d'une fracture. La technique consiste à développer une barrière artificielle dans la partie supérieure de la fracture par injection d'un produit de densité inférieure à celle de l'eau. Cela évite l'extension vers le haut (zone à gaz),

### I.2) DIVERTFRAC

Comme l'INVERTFRACT, le DIVERTFRAC empêche l'extension verticale de la fracture. La technique consiste cette fois à développer une barrière artificielle dans la partie inférieure de la fracture par injection d'un produit qui se solidifie temporairement. Cela évite l'extension vers le bas (zone à eau). [5]

## II. Injection d'additifs chimiques

### II.1. Importance

Chaque additif peut potentiellement affecter différentes caractéristiques du gel, à savoir l'hydratation. Pour cette raison, les produits chimiques doivent être ajoutés systématiquement pendant le traitement.

### II.2. Schématique

Ci-dessous, un schéma de fractionnement montrant les sites d'injection relatifs différents additifs chimiques [12]

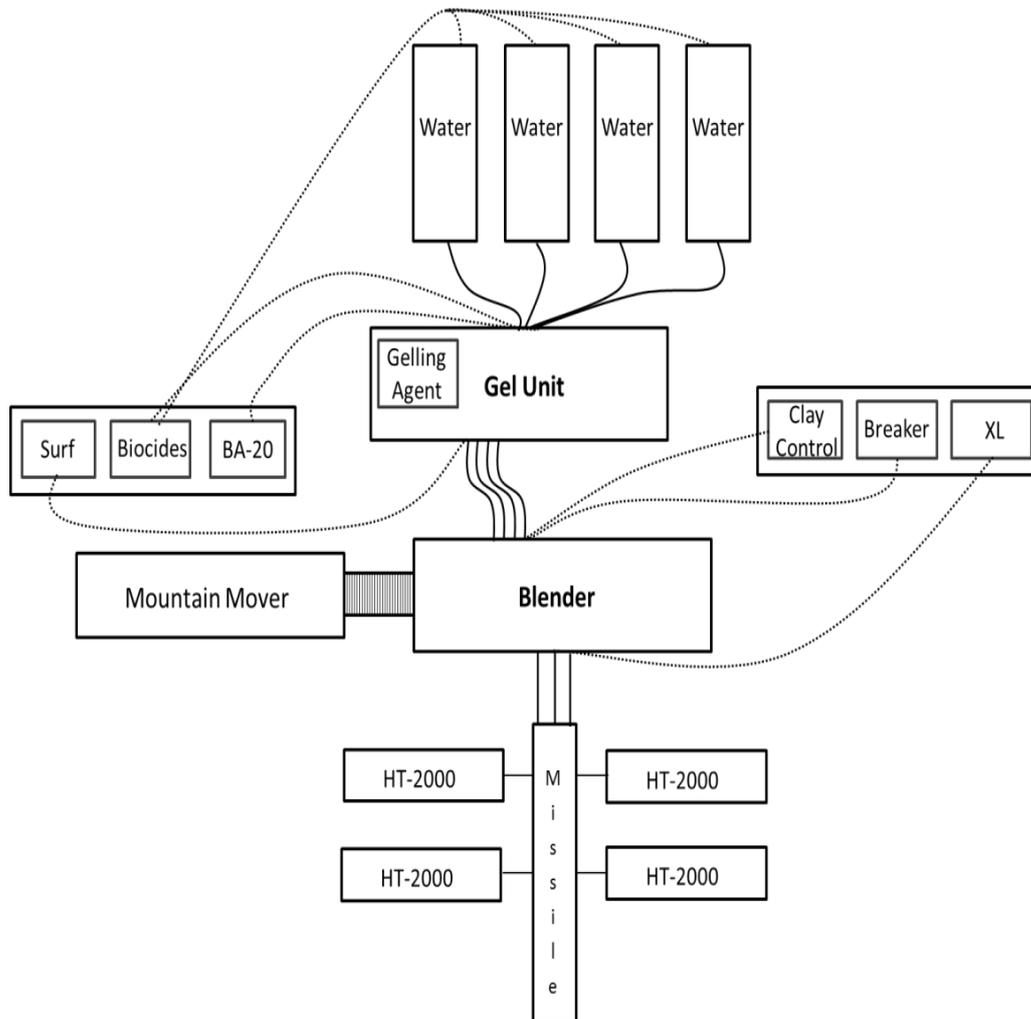


Fig. II.4: Schéma des différents additifs chimiques sur sites d'injection relatifs.[12]

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### II.3 Description détaillée

Le tableau ci-dessous fournit une description plus détaillée du site d'injection approprié pour chaque additif chimique au cours d'un travail [13]:

*Tableau II.6: Description du site d'injection pour chaque additif chimique. [13]*

Matériel	Point d'injection	Raisonnement	
Tensioactif "Surfactant"	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Côté décharge - unité de gel ou</li> <li>• Côté aspiration - mélangeur de fond</li> </ul>	A tendance à créer de la mousse si ajouté avant le réservoir d'hydratation sur l'unité de gel	
Contrôle de l'argile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Côté aspiration du mélangeur de fond</li> </ul>	Devrait être ajouté après hydratation du gel, car ces additifs peut ralentir les temps d'hydratation.	
BA-20 (hydratation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Après le mélangeur sur l'ADP avant le réservoir d'hydratation ADP</li> </ul>	Aide à l'hydratation.	
Autre contrôle du pH	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Côté aspiration du mélangeur de fond</li> </ul>	Doit être ajouté après le gel est hydraté.	
Biocides	Si...	Alors...	Doit être ajouté à l'eau avant qu'elle ne voie le gel ou avant que le gel ne voie les réservoirs et / ou à tout moment avant que le liquide ne pénètre dans le trou.
	Mélange concentré de gel	Côté aspiration de l'unité de gel et aspiration côté du fond	
	Mélange terminé gel	Côté aspiration de l'unité de gel	
	En utilisant externe réservoirs d'hydratation	Dans les réservoirs	
Breakers	Si...	Alors...	Devrait être ajouté après hydratation et avant la réticulation.
	Briseurs Solides	Dans la cuve de DA's	
	Briseurs Solides	At downhole blender	
Crosslinkers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans l'oeil de la pompe de décharge sur le mélangeur de fond.</li> <li>• Ceci assurera un mélange en profondeur de l'agent de réticulation à éviter les liaisons croisées"</li> </ul>	Ceci devrait être le dernier produit chimique ajouté au gel, car il sera difficile de mélanger les des produits chimiques supplémentaires dans une fois que le gel est réticulé.	

## **CHAPITRE II :LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION**

### **II.4 Préparation du gel sur chantier**

La préparation d'un gel peut être sommairement divisée en trois étapes :

- Dispersion.
- Hydratation.
- Réticulation.

#### **II.4.1. Dispersion**

Consiste à ajouter le polymère de base (wg-11) contenant un agent de contrôle du pH, dans le milieu, généralement une solution de KCl à 2%. Les points critiques à observés sont :

- D'ajouter le polymère dans le maximum d'eau sans circuler d'eau gélifiant.
- De circuler suffisamment longtemps de façon à obtenir une dispersion homogène, sans grumeaux, ou amas de polymères.

#### **II.4.2. Hydratation**

Consiste en la réaction chimique du polymère dans l'eau. En contrôlant la chimie, la masse moléculaire, la granulométrie du polymère ainsi que la nature du pH, il est possible d'ajuster la vitesse d'hydratation.

Les problèmes rencontrés dans le champ proviennent en général d'un mauvais contrôle du pH, de l'eau de mixage ou de la température de celle-ci.

#### **II.4.3. Réticulation**

Consiste à créer des liaisons entre les molécules de polymères ce qui augmente considérablement la viscosité du fluide et faciliter ainsi le transport des agents de soutènement.

### **III. Agents de soutènement (Propping agent)**

Le sable était l'agent de soutènement le plus employés, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits. On utilise aussi :

- Des bille de verre offrant une meilleure perméabilité que le sable mais dont le défaut est de se rompre en éclats très fins qui colmatent la fracture quand on atteint la contrainte limite (400 à 500 bar) ;
- Des matériaux dits haute résistance (bauxite et oxyde de zirconium), ayant une meilleur résistance mécanique (1000 bar) mais dont la densité plus élevée (3,7) peut poser des problèmes de mise en place dans la fracture.
- Des matériaux dits intermédiaires ou bonne qualité, conçus pour allier bonne résistance et densité acceptable.

## **CHAPITRE II :LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION**

En fait, en ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en condition de fond, c'est-à-dire sous contrainte, en température et en présence des fluides de gisement. Le transport est la répartition de l'agent de soutènement dans la fracture sont donc aussi des paramètres très importants. Notons qu'il peut y avoir contraction entre certaines propriétés requises; ainsi, des billes d'acier qui offrent une excellente résistance à la compression sont trop lourdes pour être transportées correctement.

### **IV. La conductivité de la fracture dépend surtout des facteurs cités ci-après**

#### **a) Granulométrie des agents de soutènement**

Dans la mesure où la granulométrie a été triée (faible dispersion dans la taille des grains, pas de fine, ...) la perméabilité de ces agents de soutènement (plusieurs centaines de Darcys) est considérablement supérieure à celle des formations réputées peu à très peu perméable. Par ailleurs la perméabilité de l'agent de soutènement doit être considérée en relation avec la perméabilité de la couche; ainsi pour une couche très peu perméable il n'est pas forcément nécessaire de recourir à des agents de soutènement à très forte perméabilité.

#### **b) Contrainte s'exerçant sur l'agent de soutènement dans la fracture après stimulation et remise en production du puits**

Plus la contrainte in situ est grande, plus la perméabilité des agent de soutènement diminue.

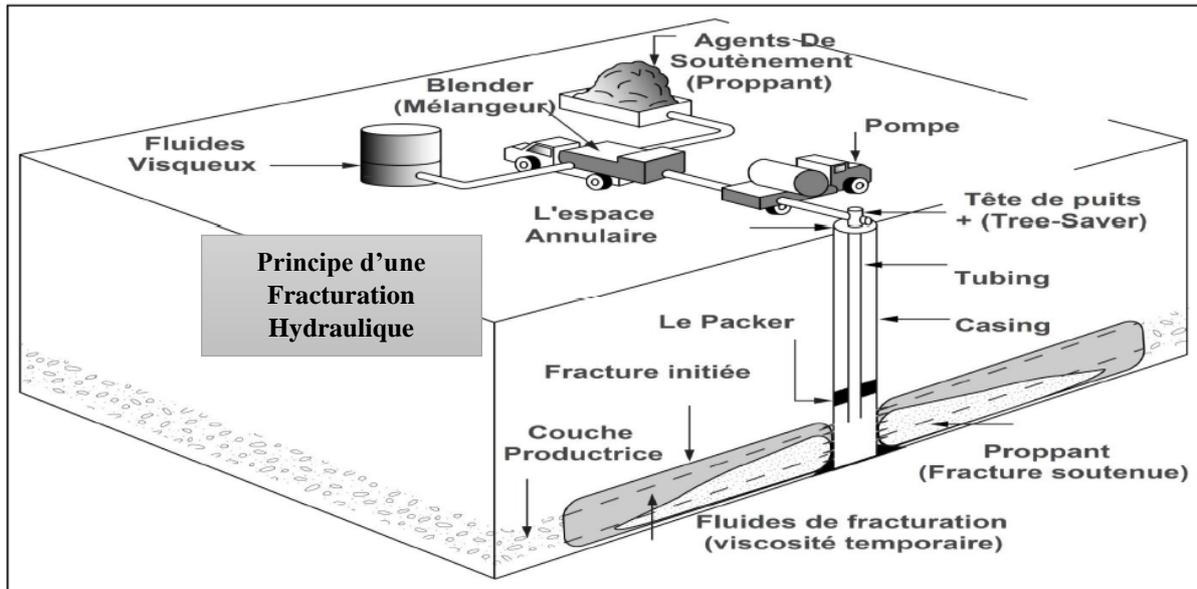
#### **c) Concentration et transport des agents de soutènement**

La capacité de transport dépend de la viscosité du fluide de transport, d'où le recours à des gels éventuellement réticulés, et de la densité des agents de soutènement. Le remplissage de la fracture dépend aussi de la concentration en agent de soutènement dans le fluide injecté, une concentration exprimée en rapportant le poids d'agents de soutènement au volume du liquide (et non du mélange). En fracturation hydraulique des concentrations de l'ordre de 120 à 600 kg/m<sup>3</sup> (1 à 5 lb/gal) sont assez classiques, la valeur de 240 Kg/m<sup>3</sup> (2 lb/gal) pouvant être considérée comme une valeur moyenne, (pour du sable cela représente un volume de l'ordre de 15% du volume de fluide injecté). Des concentrations plus élevées (jusqu'à 18 lb/gal, soit 45% de volume solide par rapport au volume total) peuvent parfois être utilisées.

### **V. Etapes d'un traitement principal**

La figure (Fig. II.5) présente un schéma typique résumant une fracturation hydraulique :

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION



*Fig. II.5: schématisation d'une fracturation hydraulique.*

### 1e phase : une série de testes sur les installations

Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors d'une fracturation. Les principales installations qui doivent être testées sont :

- les conduites ;
- les pompes ;
- la tête de puits ;
- le Tree-Saver ;
- le tubing ;
- l'espace annulaire ;
- Le Packer ;
- les vannes de décharge et Les vannes de contrôles des pompes (les pops offs).

### 2e phase : Le pré-pad volume

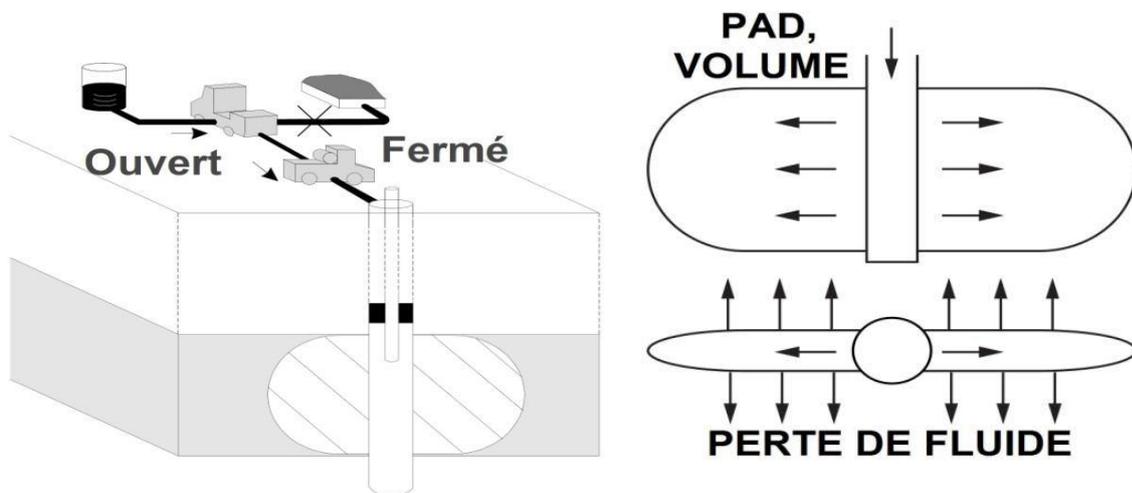
Un gel linéaire est généralement employé, ce tampon de fluide est injecté à faible débit. Il a pour but d'amorcer les pompes et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### 3e phase : Le pad volume (volume tampon)

Pour créer ce tampon de fluide on utilise généralement des polymères (gels) sans l'addition d'agents de soutènement. Ce volume est injecté dans le but de créer une fracture ayant une longueur et une largeur (géométrie) telles que pendant la phase suivante les agents de soutènements puissent remplir toute la géométrie de la fracture, d'une part. Et qu'ils se déposent d'une façon à former une fracture béante.

La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture (RFP), elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de minifrac. Fréquemment durant l'injection du pad les pertes de charge empêchent l'extension longitudinale de la fracture.

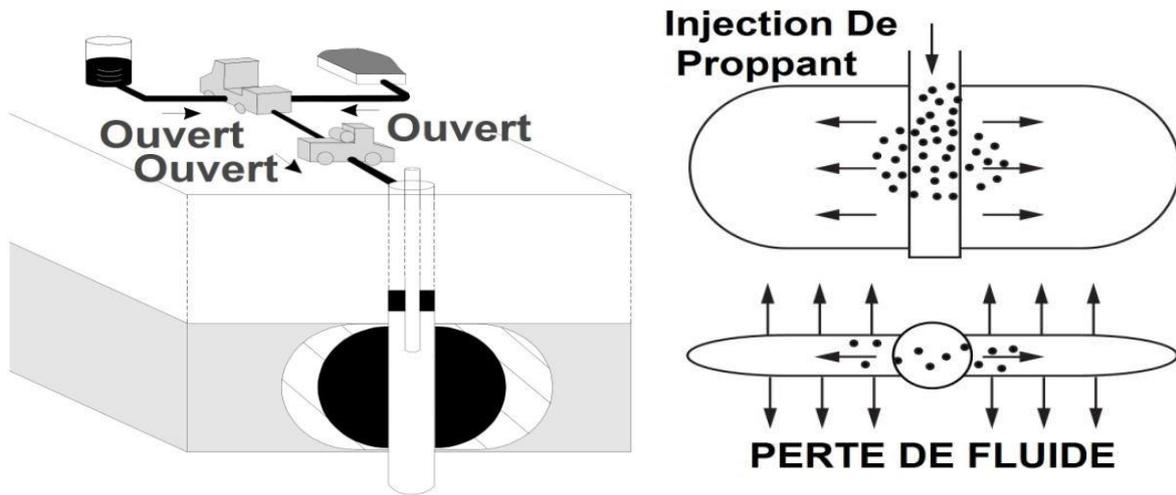


*Fig. II.6: schématisation de la 3e phase.*

### 4e phase : placement du proppant

Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur. Avec des concentrations de proppant progressives (rampes).

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

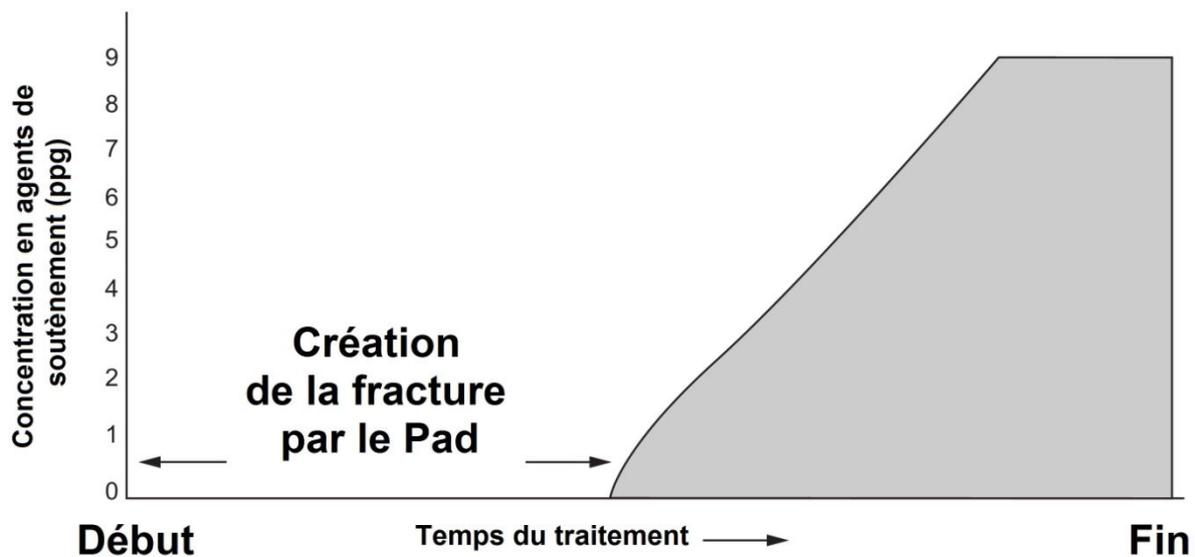


*Fig. II.7: schématisation de la 4e phase.*

**Remarque :** généralement le proppant n'est injecté qu'une fois sûre que :

- La largeur de la fracture est suffisamment béante pour accepter l'intrusion des agents de soutènement.
- La longueur obtenue s'approche de la longueur prévue.

La concentration du proppant est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape. En effet une faible concentration de proppant est injectée au tout début de l'étape, ceci à pour but de débarrasser et de récurer l'itinéraire.

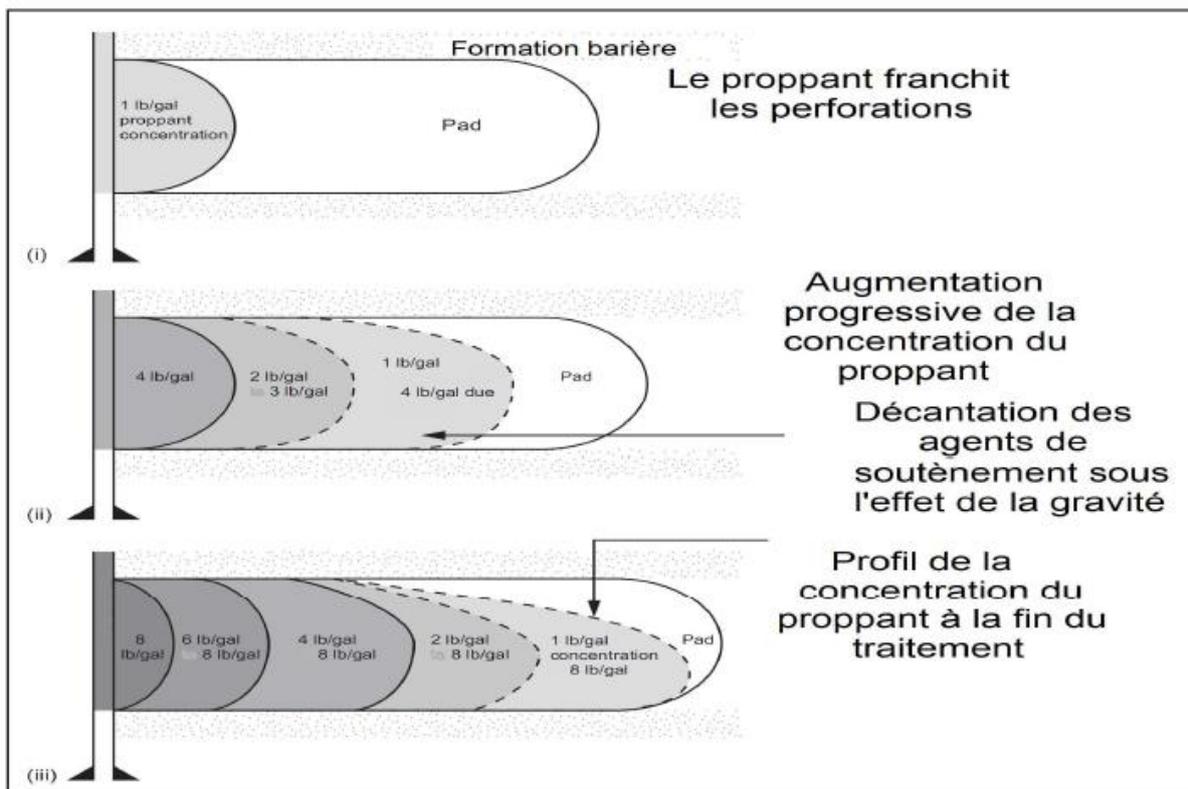


*Fig. II.8: Evolution de la concentration du proppant pendant une fracturation. [2]*

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

Généralement 40% des agents de soutènement prévus, sont injectés avec une concentration constante (plateau) à la fin de l'étape (Fig. II.8). Cela garantit une concentration maximale aux abords du puits et une conductivité (md-ft) maximale au niveau de cette aire. La chute soudaine de la concentration de proppant en surface annonce la fin de l'étape actuelle et le commencement de la chasse. La figure (Fig. II.9) montre l'évolution du profil du proppant le long de l'opération.

**Remarque :** on utilise souvent dans cette phase deux à trois calibres d'agents de soutènement, successivement et séparément. Du plus fin au plus gros.



**Fig. II.9:** profils de concentration du proppant pendant l'injection. [2]

### 5e phase : chasse (*displacement*)

Un gel linéaire est pompé pour chasser le mélange précédent (*slurry*) dans la formation. Le volume de chasse doit toujours être sous-estimé d'une valeur d'environ 200 gallons. Variable en fonction du size de la complétion.

### 6e phase : arrêt de l'injection et fermeture du puits

A partir de ce moment, on observe le déclin de pression jusqu'à ce que la pression de fond soit inférieure à la pression de fermeture (FCP minifrac). On doit poursuivre l'enregistrement du

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

déclin jusqu'à ce la pression en surface atteigne 3000 psi pour une sécurité durant le rig down du *Tree-Saver*.

La pression au fond devient plus faible que les contraintes in situ (FCS) cela enclenche le processus de fermeture de la fracture, pour revenir à l'état initial. La présence du proppant empêche la fermeture totale de la fracture.

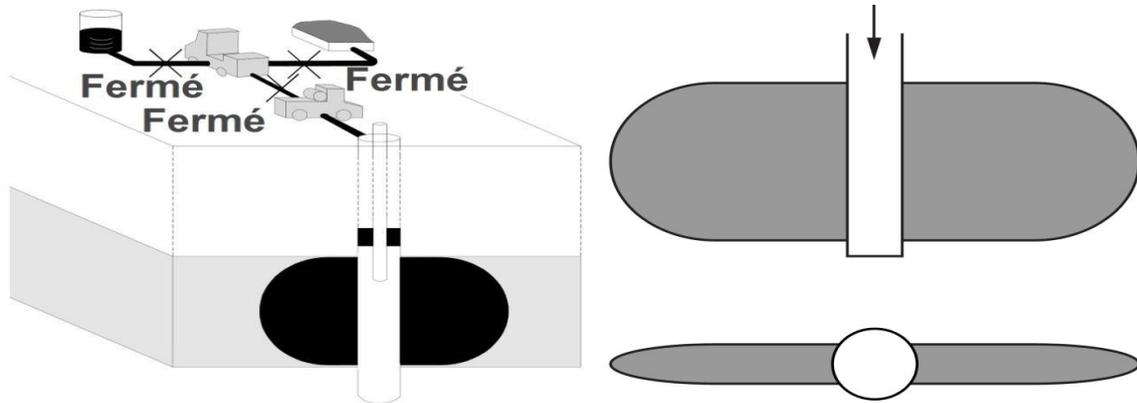


Fig. II.10: schématisation de la 5e phase.

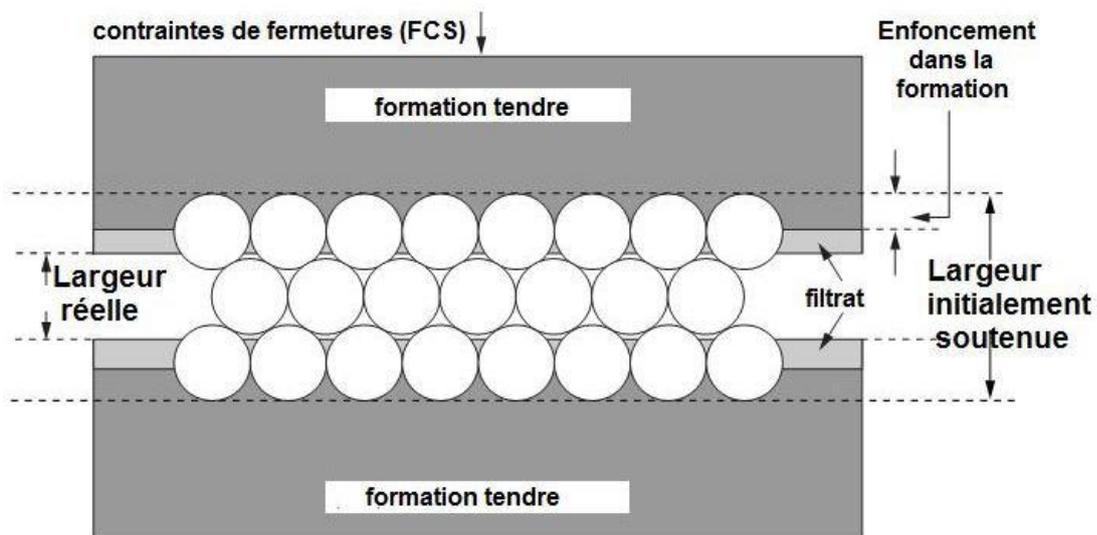


Fig. II.11: schématisation d'une fracture soutenue dans une formation tendre. [2]

**Remarque :** le proppant mis en place doit résister aux contraintes in situ.

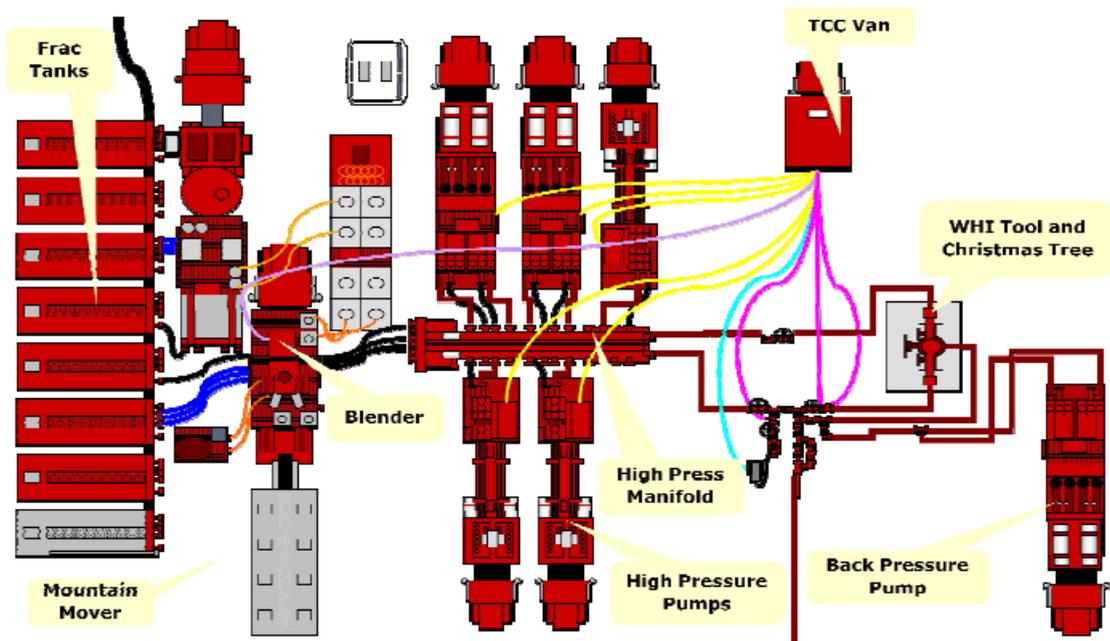
### 7e phase : dégorgeement et mise en production du puits

Il faut tenter d'évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

### VI. Equipement utilisé est déroulement des opérations

#### VI-1. Principaux équipements utilisés

Une fracturation hydraulique nécessite une installation de surface assez importante : des réservoirs pour contenir les différents matériaux utilisés, des pompes pour développer les pressions requises ainsi que plusieurs équipements essentiels au déroulement des opérations. Ci-dessous est une description des principaux équipements employés pendant la fracturation du puits :



*Fig. II.12: installation de surface d'une fracturation hydraulique. [3]*

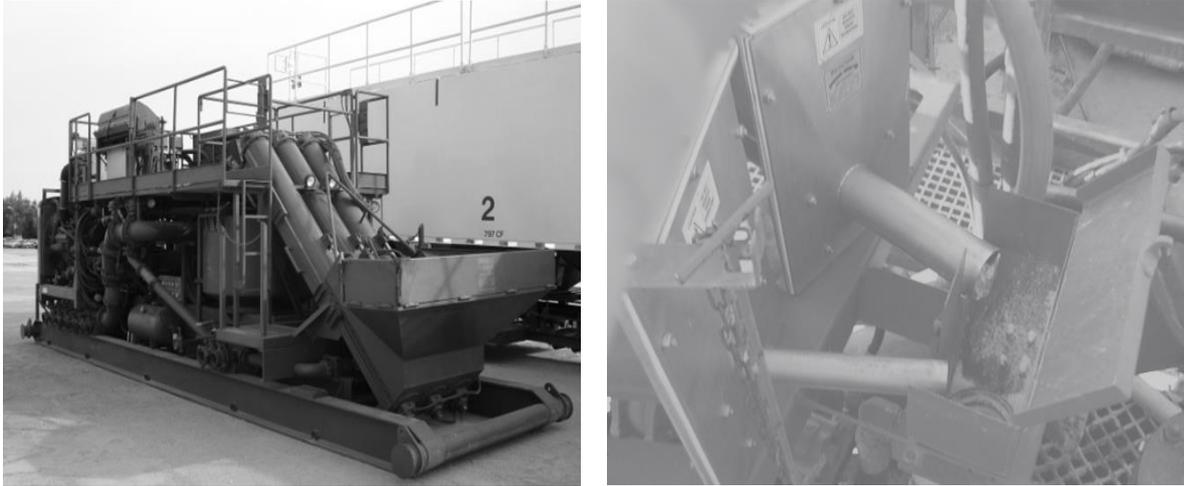
#### 1) Le Frac Tank

Le frac tank est un réservoir où l'on stock l'eau, cette eau est nécessaire à la préparation du gel. La capacité de stockage par tank est de 20 000 Gallons, le nombre de tank qu'on doit avoir à disposition dépend des volumes prévus pour l'opération.

#### 2) Le blender ou mélangeur

Un blender est employé pour doser et mixer le proppant avec les liquides et les additifs solides utilisés au cours de l'opération. Et envoyer la mixture ou le mélange vers les pompes à haute pression.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

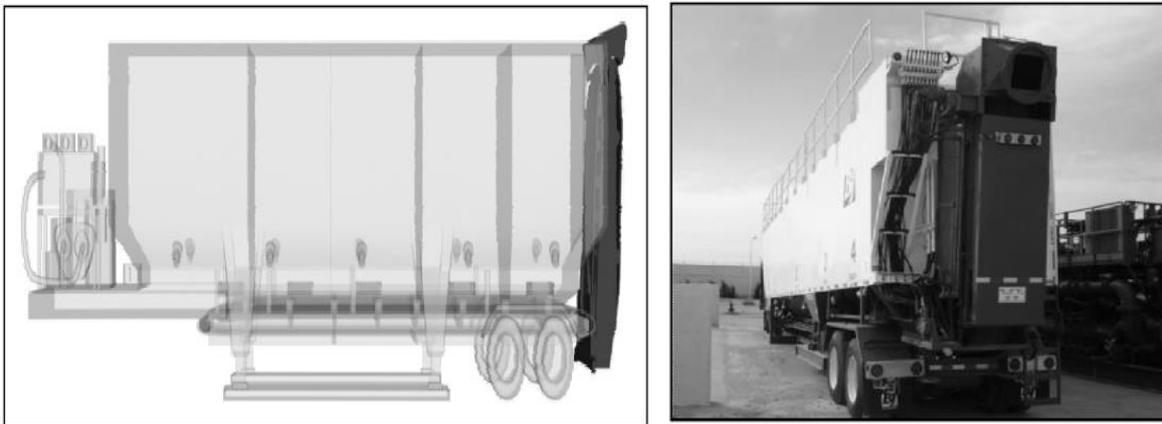


*Fig. II.13: Photographie illustrant un blender.*

Deux compartiments sont prévus au niveau de cette unité, un pour mettre les substances solides et le deuxième pour les additifs liquides. Un dispositif taré est installé pour contrôler la concentration des additifs.

### 3) Mountain Mover

C'est un imposant bac mobile, il permet de stocker jusqu'à 2500 ft<sup>3</sup> d'agents de soutènement, si on regarde bien le schéma sur la (Fig. II.14), on remarque que ce container est subdivisé en cinq compartiments, ceci permet d'y mettre différent type de proppant.



*Fig. II.14: schématisation d'un mountain mover.*

### 4) Pompe à haute pression (*High Pressure Pumps*)

On a vu dans les chapitres et passages précédents des valeurs de pressions relativement élevées. Pour atteindre ces valeurs des pompes triplex peuvent délivrer jusqu'à 20.000 psis de pression.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

Halliburton par exemple utilise deux types de pompe triplex, la HT 400 et la HT 2000. Qui peuvent développées une puissance de 2000 hp.

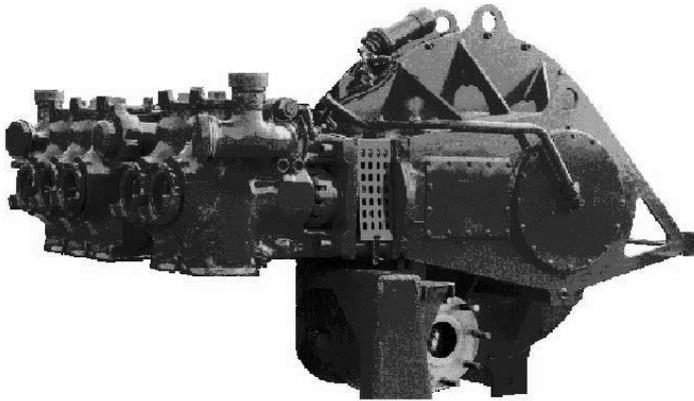


Fig. II.15: Photographie d'une pompe triplex HT 2000.

### 5) Manifold et conduites à haute pression

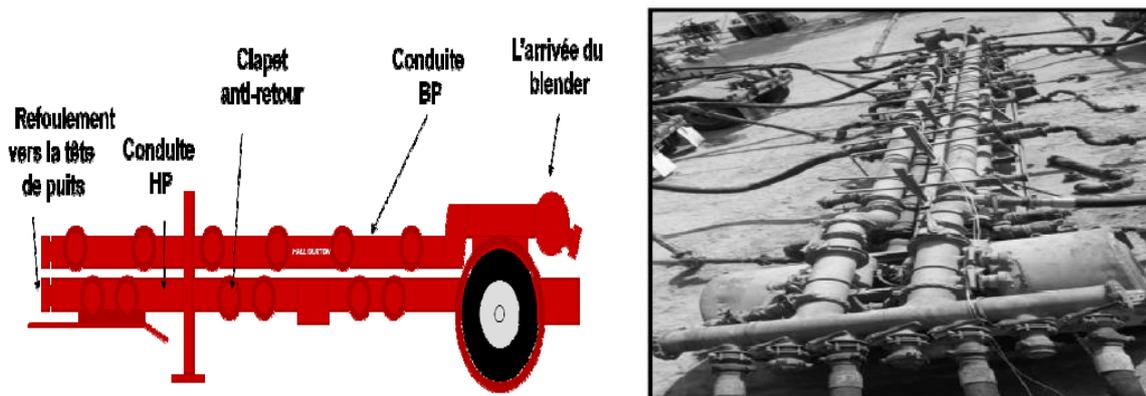


Fig. II.16: Schématisation d'un manifold Haute pression.

Le manifold HP, peut résister à des pressions atteignant 20 000 psis et un débit de 75 BPM. Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures.

### 6) Enregistreurs et capteurs

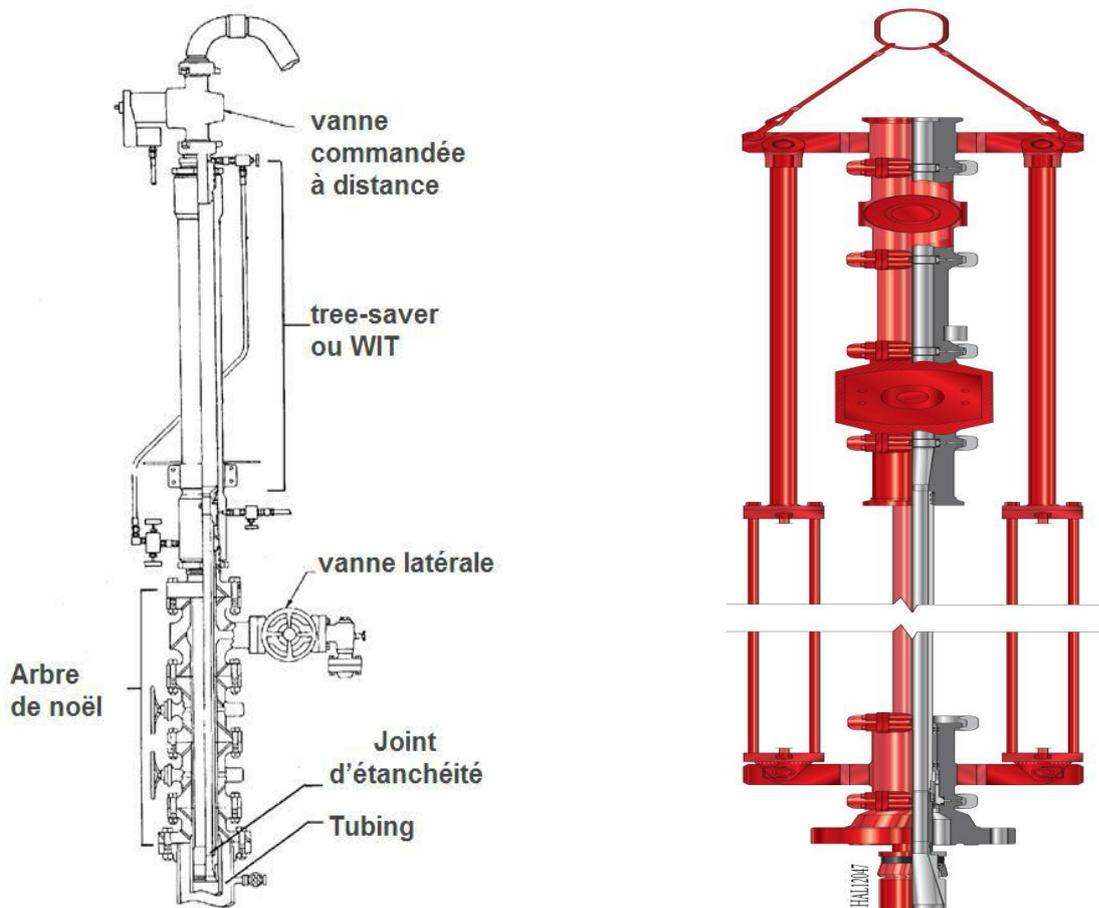
Des appareils de mesure sont utilisés :

- Des débitmètres.
- Des densimètres.
- Des thermomètres.
- Des pH-mètres.
- Des capteurs de pressions.

### 7) Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool)

Cet outil n'est pas systématique, mais il est nécessaire dans le cas où la tête de puits en place ne résiste pas aux pressions exigées. Faute de changer la tête de puits l'utilisation de la Tree-Saver permet l'exécution de l'opération. En effet grâce au WIT on by passe la tête de puits. Cet outil a deux principaux rôles :

- Protéger la tête de puits des hautes pressions.
- Préserver la tête de puits de l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents injectés introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans le tubing Head, une garniture en caoutchouc assure l'étanchéité à ce niveau.



*Fig. II.17: Schématisation d'un WIT (wellhead isolation tool ou tree-saver)*

### VII. Design d'une fracturation hydraulique

La conception ou plus familièrement le design d'une fracturation hydraulique est basé sur des études paramétriques afin de maximiser la valeur actuelle nette (NPV).

Pour un design de fracturation hydraulique on doit suivre les étapes suivantes :

1. Sélectionnez un fluide de fracturation
2. Sélectionnez un agent de soutènement

## CHAPITRE II :LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

3. Déterminer la pression de traitement maximale admissible
4. Sélectionnez un modèle de propagation de fracture
5. Sélectionner la longueur de la fracture et l'orientation de la fracture.
6. Effectuer des prévisions de production
7. Effectuer l'analyse VAN.

Pour que le design soit complet il doit inclure les éléments suivants, nécessaires sur chantier :

8. Les spécificités du fluide de fracturation et des agents de soutènement.
9. Le volume du fluide de fracturation et le poids du proppant.
10. Le planning d'injection et de mixage des fluides et du proppant.
11. Un profil de la pression d'injection.

### VI.1 Sélection du fluide de fracturation

Le fluide de fracturation joue un rôle essentiel dans le traitement des fracturations hydrauliques, le fluide délivre la force hydraulique nécessaire pour créer la fracture dans le réservoir, il assure également le transport des agents de soutènement de la surface jusqu'à la fracture grâce à sa viscosité. La perte de liquide est une variable tout aussi importante, elle est caractérisée par un coefficient de perte de fluide CL et un coefficient dit spurt-loss Sp. Ce dernier définit les pertes de charge par unité de surface. Par conséquent, on choisit le fluide de fracturation qui présente la plus faible valeur possible de pertes de fluide. Le coefficient CL doit être sélectionné.

### VI.2 Principaux critères de sélection du fluide de fracturation

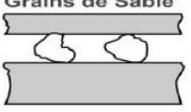
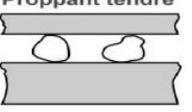
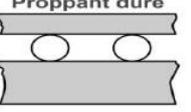
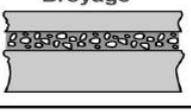
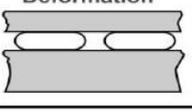
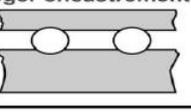
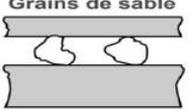
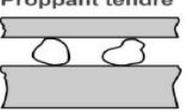
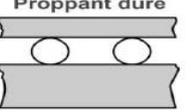
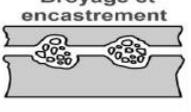
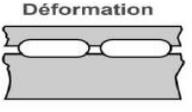
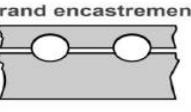
- Compatibilité du fluide avec la formation et fluides en place.
- Température de la formation.
- Durée d'exposition du fluide dans la fracture.
- Contrôle de filtration.
- Type et concentration des agents de soutènement.
- Volumes, débits.
- Sécurité et coût.

**Remarque :** les fluides de fracturation sont présélectionnés, en fait pour chaque cas les sociétés de services offrent une multitude de choix de préparations dits systèmes.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### VII.3 Sélection du proppant (agents de soutènement)

Le Proppant doit être sélectionné sur la base des conditions de contraintes in situ. Les principales préoccupations sont la force de compression et son effet sur la perméabilité de la fracture (Kf). Pour une fracture verticale, la résistance de l'agent de soutènement doit être supérieure à la contrainte effective horizontale. Plus le proppant est grossier plus la perméabilité est grande. Cependant il faut tenir compte du diamètre des perforations pour garantir l'admission des agents de soutènement.

<b>Formation dure</b>	<b>Fracture Soutenue</b>	<b>Grains de Sable</b> 	<b>Proppant tendre</b> 	<b>Proppant dure</b> 
	<b>Fracture Mal Soutenue</b>	<b>Broyage</b> 	<b>Déformation</b> 	<b>Léger encastrement</b> 
<b>Formation Tendre</b>	<b>Fracture Soutenue</b>	<b>Grains de sable</b> 	<b>Proppant tendre</b> 	<b>Proppant dure</b> 
	<b>Fracture Mal Soutenue</b>	<b>Broyage et encastrement</b> 	<b>Déformation</b> 	<b>Grand encastrement</b> 

*Fig. II.18: comportement du proppant à l'intérieur de la fracture.*

Selon les propriétés de l'agent de soutènement et des caractéristiques de la formation, la Fig. 15 illustre le profil de la fracture en mettant en évidence :

- (i) Le broyage et le concassage des agents de soutènement conduisant à la diminution de la perméabilité, et de la conductivité de la fracture.
- (ii) La déformation des agents de soutènement, cela réduit la largeur de la fracture, et la conductivité.
- (iii) L'encastrement ou l'enfouissement de l'agent de soutènement dans les murs de la fracture, conduisant à une réduction de conductivité.

## CHAPITRE II : LES FLUIDES ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION

### VII.4 La conductivité de la fracture

La (Fig. II.19) illustre l'effet de la contrainte de fermeture sur la conductivité.

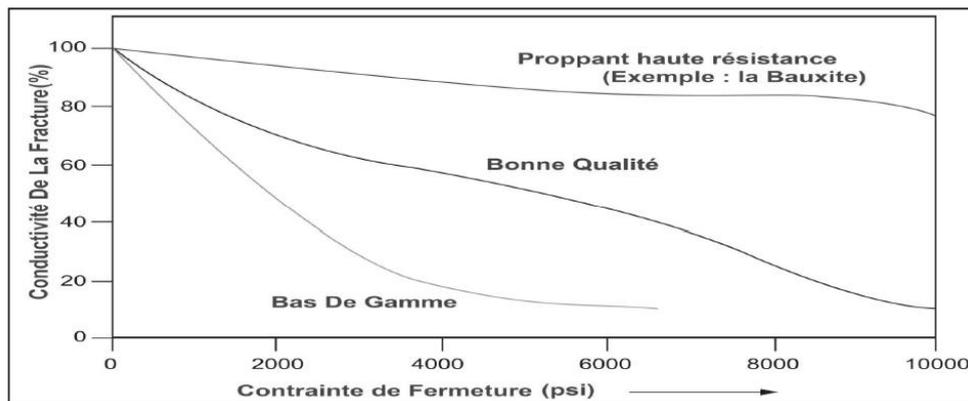


Fig. II.19: Variation de la conductivité en fonction de la contrainte de fermeture.

### VII.5 La perméabilité des agents de soutènement

Pour déterminer la perméabilité on utilise le graphique établi par (Economides et Nolte, 2000) :

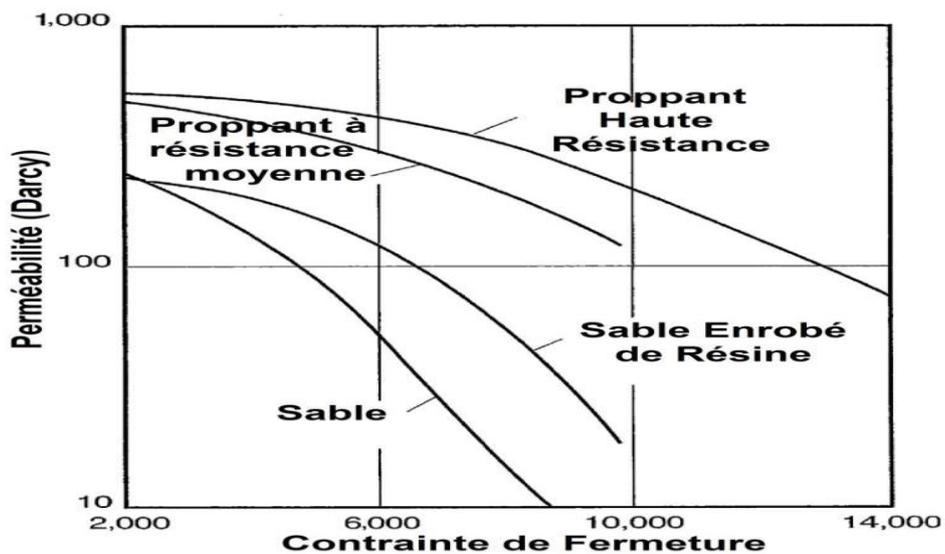


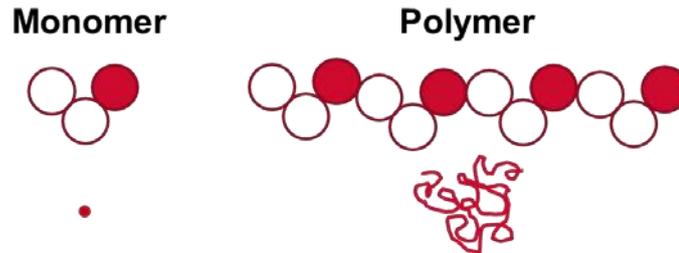
Fig. II.20: Variation de la perméabilité en fonction de la contrainte de fermeture.

# *Chapitre III*

*Les agents gélifiants à base de  
polymères*

### I. Introduction

Les gélifiants sont généralement des polymères de haut poids moléculaire. Un polymère est une molécule à longue chaîne composée d'unités monomères répétées. La taille du polymère lui fait former une structure en forme de bobine. C'est cette configuration, ainsi que les groupes fonctionnels du polymère qui interagissent avec l'eau et entre eux créent la viscosité.



*Fig. III.1: Form d'une bobine de monomère et polymère.*

Tous les polymères utilisés par Halliburton pour les fluides de fracturation sont utilisés dans d'autres industries, telles que les industries des cosmétiques, de l'alimentation et des produits pharmaceutiques. Ils sont donc considérés comme sûrs. En général, ces polymères sont utilisés comme agents épaississants pour des produits courants tels que dentifrice, crème glacée, vinaigrette et lotion, pour n'en nommer que quelques-uns.[14]

#### I.1 Le Guar

Le guar et ses dérivés sont les polymères les plus utilisés en fracturation.

les fluides. La fève de guar, qui est principalement cultivée dans le sous-continent indo-pakistanaï, est un polysaccharide dont l'un des poids moléculaires les plus élevés est celui de tous les polymères hydrosolubles naturels.



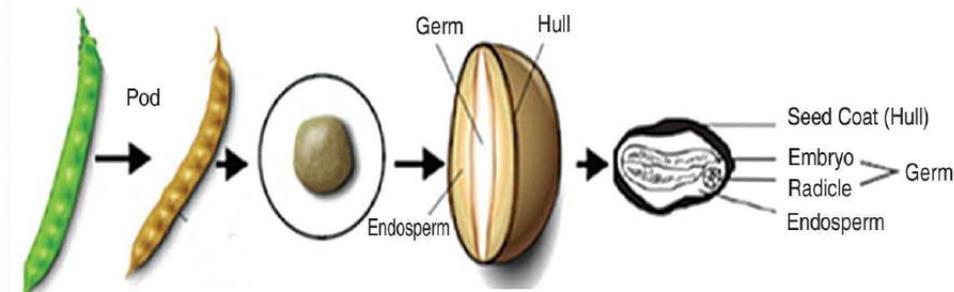
*Fig. III.2: La fève de guar.*

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

On pense que le poids moléculaire moyen se situe dans la gamme de 1 à 2 millions. La coque de la fève de guar est retirée et l'endosperme (partie intérieure) est broyé en une poudre fine utilisée comme viscosifiant.

*Tableau III.1 : Constituants de graine de guar.*

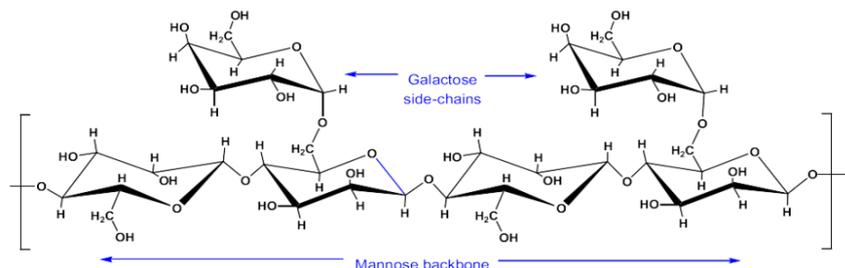
Partie de la graine	Protéine %	Extrait d'éther %	Cendre %	Humidité %	Fibres %	Type de sucre
Coque (14-17%)	5	0.3	4	10	36	D-Glucose
Endosperme (35-42%)	5	0.6	0.6	10	1.5	Galactomannon
Germe (43-47%)	55.3	5.2	4.6	10	18	Glucose



*Fig. III.3: Coupe transversale de graine de guar. [15]*

### I.1.2 La structure chimique de guar

La structure chimique de la gomme de guar (figure 4) est constituée d'unités monomères de D-mannose liées entre elles par une liaison  $\beta$  (1  $\rightarrow$  4), afin de former la chaîne principale avec des ramifications de D-galactose liées par  $\alpha$  (1  $\rightarrow$  6) les liens. En moyenne, les branches de galactose sont présentes sur toutes les autres unités de mannose. Le rapport exact entre le galactose et le mannose varie avec la saison de croissance. La gomme de guar est hautement dispersible dans l'eau froide et chaude et dans des saumures de types et de salinités variés.



*Fig. III.4: Structure chimique de base de la gomme de guar. [16]*

### I.1.2 Propriétés de la gomme de guar

Les principales propriétés de la gomme de guar sont

- Il est soluble dans l'eau chaude et froide mais insoluble dans la plupart des solvants organiques.
- Il possède de fortes propriétés de liaison hydrogène.
- Il possède d'excellentes propriétés d'épaississement, d'émulsion, de stabilisation et de formation de film.
- À une concentration très faible, la gomme de guar a d'excellentes propriétés de sédimentation (floculation) et agit comme un auxiliaire de filtrage.
- Il est non ionique et maintient une viscosité élevée constante sur une large plage de ph.
- Il est compatible avec diverses substances inorganiques et organiques, y compris certains colorants et divers constituants de la nourriture.
- La viscosité de la solution de gomme de guar augmente progressivement avec la concentration de gomme de guar. dans l'eau.
- La viscosité de la gomme de guar est influencée par la température, le ph, la présence de sels et d'autres solides.
- Excellente capacité à contrôler la rhéologie par une gestion économique de la phase aqueuse.[15]

### I.1.3 Application

- La gomme de guar et ses dérivés sont largement utilisés dans diverses industries en fonction de leurs besoins.
- Il est utilisé dans des industries telles que l'alimentation, le textile, les produits pharmaceutiques, les soins personnels, la santé, Soins, nutrition, cosmétiques, papier, explosifs, exploitation minière et forage de puits de pétrole. La gomme de guar agit principalement comme épaississant, émulsifiant, stabilisant, liant, gélifiant, Fibre naturelle, floculant, agent de fracturation, etc..[15]

I.1.4 Traitement de gomme de guar



Fig. III.5 : Étapes de traitement de gomme de guar.

La gomme de guar est traitée selon le processus suivant:

Tableau III.2: le processus de traitement de la gomme de guar.[14]

Etape	Description								
1	Les haricots sont nettoyés et fendus								
2	La farine et les haricots non brisés sont enlevés								
3	Les fentes sont chauffées et décortiquées								
4	Les divisions sont tamisées pour éliminer la coque et les divisions ininterrompues								
5	Les scissions sont tempérées avec H <sub>2</sub> O, NaOH et NaBO <sub>4</sub>								
6	Si le guar doit être dérivé, il sera modifié comme suit <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Si...</th> <th>Alors...</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HPG</td> <td>Réagit avec l'oxyde de propylène</td> </tr> <tr> <td>CMG</td> <td>Réagit avec le chloroacétate de sodium</td> </tr> <tr> <td>CMHPG</td> <td>Réagit avec les deux</td> </tr> </tbody> </table>	Si...	Alors...	HPG	Réagit avec l'oxyde de propylène	CMG	Réagit avec le chloroacétate de sodium	CMHPG	Réagit avec les deux
Si...	Alors...								
HPG	Réagit avec l'oxyde de propylène								
CMG	Réagit avec le chloroacétate de sodium								
CMHPG	Réagit avec les deux								
7	Les scissions sont lavées, hydratées et broyées sous haute pression et cisailées pour rompre les parois cellulaires et libérer le polymère actif (galactomannane).								
8	Enfin, le produit est séché et broyé à la température désirée la taille des particules								

### **I.1.5 Les Dérivés de gomme de guar**

La gomme de guar s'hydrate bien dans les solutions aqueuses, mais des préoccupations concernant la clarté de la solution, la solubilité dans l'alcool et l'amélioration de la stabilité thermique ont conduit à la mise au point d'un certain nombre de gommes de guar modifiées chimiquement. En moyenne, trois groupes hydroxyle sont disponibles pour la dérivatisation sur des unités de sucre D-mannose ou D-galactose dans la gomme de guar. Le degré théorique de substitution (DS) maximum dans cette molécule est de trois. La substitution de groupes hydroxyle par des éthers tels que l'hydroxylpropyle permettra une extension des groupes latéraux, ce qui peut modifier la solubilité et d'autres caractéristiques de la gomme de guar.

Les substitutions molaires (MS) sont définies comme le nombre moyen de substituants portant un groupe hydroxyle par unité de sucre et peuvent dépasser trois en raison de la disponibilité supplémentaire de groupes hydroxyle. Les dérivés les plus connus de la gomme de guar (tableau 3) comprennent: le carboxyméthyl-guar (CMG), l'hydroxypropylguar (HPG), le carboxyméthylhydroxypropylguar (CMHPG).

*Tableau III.3: Modèles de substitution de gomme de guar.*

Type de dérivé	Structure du remplaçant	Charge ionique
<b>Hydroxypropylguar (HPG)</b>	-CH <sub>2</sub> -CH(OH)CH <sub>3</sub>	Non ionique
<b>Carboxymethylguar (CMG),</b>	-CH <sub>2</sub> -COO <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	Anionique
<b>Carboxymethylhydroxypropyl guar (CMHPG)</b>	-CH <sub>2</sub> -COO <sup>-</sup> Na <sup>+</sup> -CH <sub>2</sub> -CH(OH)CH <sub>3</sub>	Anionique

### **I.2 Cellulose**

La cellulose est un autre polymère couramment utilisé comme viscosifiant pour les fluides de fracturation. La cellulose est principalement obtenue à partir de pâte de bois et de coton. Seules les formes dérivées de cellulose, CMC, HEC et CMHEC sont solubles dans l'eau. Le poids moléculaire est généralement compris entre 500 000 et 1 million.

I.2.1 Traitement de la Cellulose



Fig. III.6: Étapes de traitements de la Cellulose

II. Types d'agent gélifiant

Tableau III.4: Types d'agent gélifiant utilisant à Halliburton .

Type	Definition	Example
<b>Guar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contient 10 à 13% de résidus en poids</li> <li>• Facile à réticuler/ briser</li> <li>• Peut être utilisé avec des saumures</li> </ul>	<b>WG-36</b> <b>WG-22</b> <b>WG-26</b> <b>WG-35</b>
<b>HPG</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contient 1 à 3% de résidus en poids</li> <li>• Contrôle de viscosité facile.</li> <li>• Viscosités de réticulation plus élevées que le guar</li> <li>• Moins de sites de reticulation</li> <li>• Bonne stabilité thermique.</li> <li>• Plus cher que le guar.</li> </ul>	<b>WG-11</b>
<b>CMHPG</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 à 2% de résidus en poids</li> <li>• Contrôle de viscosité facile.</li> <li>• Plus sensible que le guar et le HPG aux solutions saumurées et électrolytiques</li> <li>• Hydrate bien dans l'eau froide ou tiède</li> <li>• Bonne stabilité thermique.</li> <li>• Facile à réticuler</li> </ul>	<b>WG-18</b>
<b>CMC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contient &lt;1% de résidus en poids</li> <li>• Facile à réticuler</li> <li>• Faible tolérance au sel</li> <li>• Moins cher que le guar</li> </ul>	<b>WG-39</b>

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

### III. LGC et WG

Le gel se présente sous deux formes: soit sous forme de poudre sèche, WG, soit sous forme d'additif liquide, LGC. Le LGC est fabriqué en mélangeant de fortes concentrations de gel sec dans un solvant pour obtenir un concentré de gel liquide. Le solvant est généralement de l'eau et un type d'hydrocarbure. Au cours des dernières années, ces hydrocarbures sont passés à des produits chimiques respectueux de l'environnement, tels que l'huile minérale, au lieu du diesel traditionnel.

**Remarque:** chaque lot de LGC peut varier en concentration de poudre sèche réelle.

#### III.1 LGC

Si nous utilisons un LGC pour un système à base de gel, nous devons diviser la concentration en gel par les kilogrammes de gel utilisés pour fabriquer le LGC en question. Un tableau énumérant la quantité de polymère par gallon de LGC est présenté ci-dessous.

*Tableau III.5: Quantité de polymère par gallon de LGC.*

Concentré de Gel Liquide	Polymère	Équivalent de gel sec	Pounds par gallon
LGC-36 UC	Guar	WG-36	4.5
LGC-VI UC	CMHPG	WG-18	5
LGC-V UC	HPG	WG-11	4.5
LGC-39 UC	CMC	WG-39	4.5

#### III.2 Le système vis-à-vis

##### a- Définition

De nos jours, de nombreux systèmes de fluide de fracturation sont conçus et tarifés concentration en polymère (lb / Mgal ou #) en tant que composant de base pour la commercialisation et la performance. Cette norme a été établie il y a des années car la concentration en polymère était le principal moyen de modifier les performances d'un fluide et la valeur résultante pour le client. Aujourd'hui, avec les connaissances chimiques avancées et les nouvelles technologies, la concentration en polymères n'est pas le seul élément déterminant des performances d'un fluide et de sa valeur pour le client.

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

En conséquence, Halliburton prend les devants en introduisant une nouvelle approche. Le nouveau système «vis», qui se démarque de la norme précédente, est basé sur la performance. Ces systèmes de fluides seront vendus sur la viscosité du gel de base, ce qui correspond à la performance en fond de trou. Les futurs systèmes de fluides basés sur la performance seront également tarifés en fonction de la performance, mais peuvent ou non être basés sur le concept d'unité vis.

Le changement devrait être assez simple dans les opérations car actuellement, les emplois sont généralement pompés sur la viscosité du gel de base; Cependant, une courbe d'apprentissage peut être nécessaire pour tout le monde.

### **b- Vis versus viscosité:**

Le nombre "vis" pour un fluide est uniquement la viscosité du fluide à:

- 100% d'hydratation
- 77 ° Fahrenheit
- 511 secondes<sup>1</sup> [16]

## **IV. Les agents de réticulation**

La deuxième partie majeure d'un fluide de fracturation est l'agent de réticulation. Une viscosité élevée peut être atteinte soit en augmentant la concentration en polymère, soit en réticulant le polymère.

### **IV.1 Types d'agents de réticulation**

#### **Signification**

En général, il existe deux types d'agents de réticulation : métalliques et non métalliques. Comprendre certaines des différences entre celles-ci et la manière dont elles affectent finalement un gel réticulé sera important pour la mise en œuvre de ces systèmes de fluide dans des opérations.

### **IV.2 Facteurs qui affectent le temps de réticulation (crosslink time)**

#### **Signification**

La vitesse à laquelle un fluide prend une viscosité accrue est très importante pour le succès global du traitement. La viscosité du fluide doit être suffisamment élevée pour transporter l'agent de soutènement vers les fractures. Si elle est trop basse, l'agent de soutènement se déposera hors du fluide et provoquera un « filtrage » prématuré. Cependant, si la gélification est atteinte trop rapidement, le mélange peut devenir assez difficile et, dans

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

certains cas, endommager le fluide sensible au cisaillement. Cela entraînera également une augmentation des pressions de traitement, ce qui signifie une plus grande demande de puissance, une situation hautement indésirable pour un opérateur.

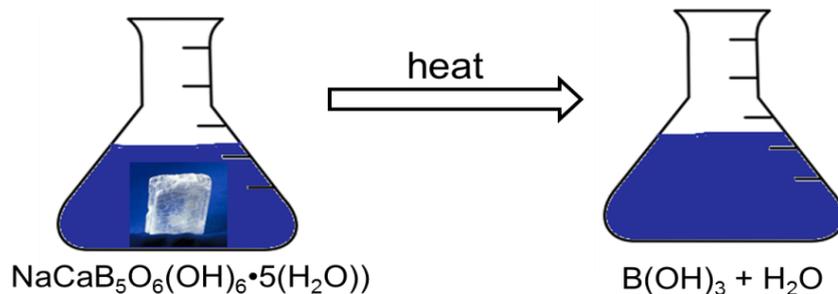
### IV.3 Le fluide idéal

Un système de fluide idéal subit une réaction de gélification retardée telle que la viscosité soit suffisamment grande pour livrer le support aux fractures une fois qu'il est transporté dans le trou (au-delà de la conduite de puits), mais ne sera pas assez important pour nécessiter des pressions d'endommagé de façon permanente par le fort cisaillement rencontré dans le régime d'écoulement turbulent de la conduite.

### IV.4 Agents de réticulation retardés

Ceci est accompli en utilisant des agents de réticulation retardés qui sont activés par le temps ou par la température.

Les agents de réticulation au borate sont généralement retardés via la solubilité. C'est-à-dire que l'ion borate qui est responsable de la réaction de réticulation est contenu dans une forme minérale (couramment ulexite ou borax), qui n'est pas facilement soluble dans l'eau.



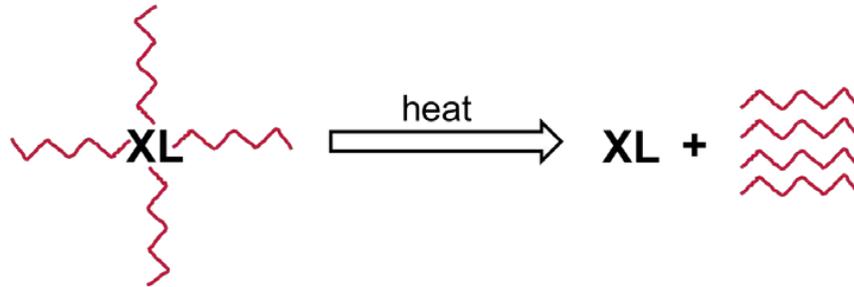
*Fig. III.7: Solubilité de d'Ulexite dans l'eau chauffée*

Cependant, au fur et à mesure que l'eau chauffe ou que le matériau dispose de plus de temps pour se mélanger, le minéral devient de plus en plus soluble. Ceci à son tour libérera l'ion borate dans la solution et deviendra disponible pour les réactions de réticulation.

Les agents de réticulation métalliques sont retardés en utilisant une approche de liaison chimique. Typiquement, les agents de réticulation métalliques retardés sont constitués du métal et d'un agent chélatant ou d'un ligand. Le but du ligand est d'attacher le métal afin qu'il ne soit pas immédiatement disponible pour les réactions de réticulation. Une fois que le complexe métallique (ou fluide) atteint une certaine température, les liaisons métal-ligand

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

peuvent être rompues, libérant ainsi le métal et le rendant facilement disponible pour la réticulation. [17]



*Fig. III.8: Réaction générale de la réticulation.*

### V. Agents de réticulation à base de borate

#### V.1 Signification

Les agents de réticulation à base de borate sont de loin le type d'agent de réticulation le plus couramment utilisé dans l'industrie. Par conséquent, il est utile de comprendre d'où ils viennent et comment ils fonctionnent.

#### V.2 Historique

Les gels à base de borate sont connus depuis les années 1930 et ont été très populaires auprès des concurrents de Halliburton dans les années 1970 et 80. En raison des exigences de pH alcalin associées aux fluides réticulés au borate.

Halliburton a évité leur utilisation pendant un certain temps en raison des préoccupations selon lesquelles les liquides à pH élevé pourraient contribuer à la détérioration de la formation (comme un gonflement accru de l'argile ou la formation de tartre en fond de trou). Afin de faire face à la concurrence et de répondre aux demandes des clients (système de fluide économique et polyvalent), Halliburton a lancé une série de fluides réticulés au borate qui ont débuté en 1986 et sont exploités depuis.

Halliburton a enseigné à l'industrie sur la chimie du borate et, aujourd'hui, près de dix systèmes de fluides différents basés sur l'agent de réticulation au borate sont disponibles pour les clients.[18]

#### V.3 Avantages

Les systèmes de fluides à base de borate présentent de nombreux avantages :

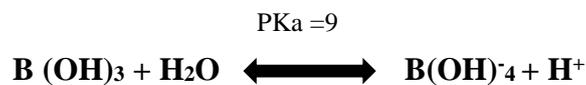
- Peu coûteux

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

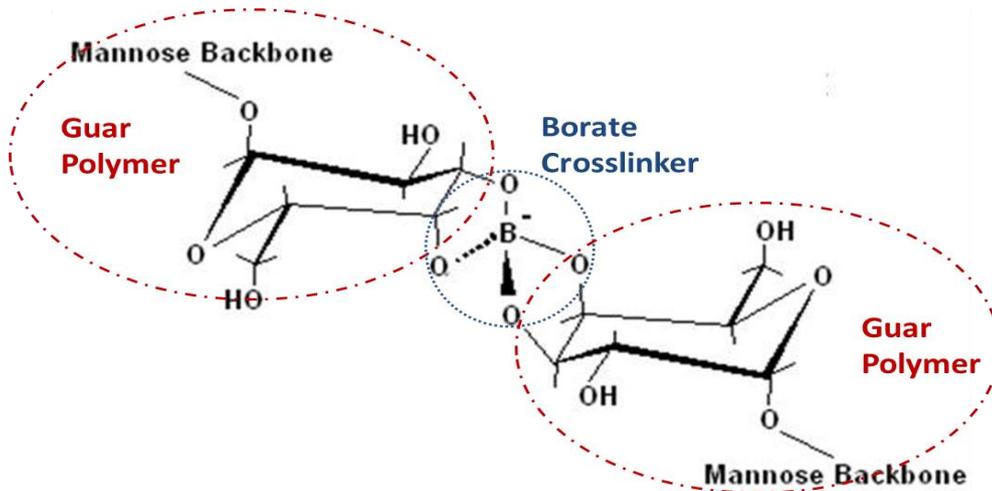
- Généralement plus visqueux que les fluides réticulés par les métaux
- Fournir une excellente conductivité retrouvée
- guérissable après cisaillement

### V.4 Chimiquement

L'ion monoborate,  $B(OH)_4^-$ , est l'espèce active pour la réticulation des polymères; ces ions réagissent avec les cis-hydroxyles sur les polymères à base de guar pour créer des réseaux complexes réticulés. Dans une solution aqueuse, l'ion monoborate est en équilibre avec l'acide borique  $B(OH)_3$



L'ion borate tamponne entre 8,5 et 9,0. Le pH réticulé des systèmes de borate sera toujours supérieur à 8,0. Un schéma d'un complexe de guar réticulé au borate est présenté ci-dessous



*Fig. III.9: Schéma présente un complexe de guar réticulé au borate.*

### V.5 pH et temps de réticulation

Le temps de réticulation pour les réticulants à base de borate dépendra du pH du fluide. Lorsque le pH augmente, le temps de réticulation augmente également. Le graphique ci-dessous montre cette tendance.

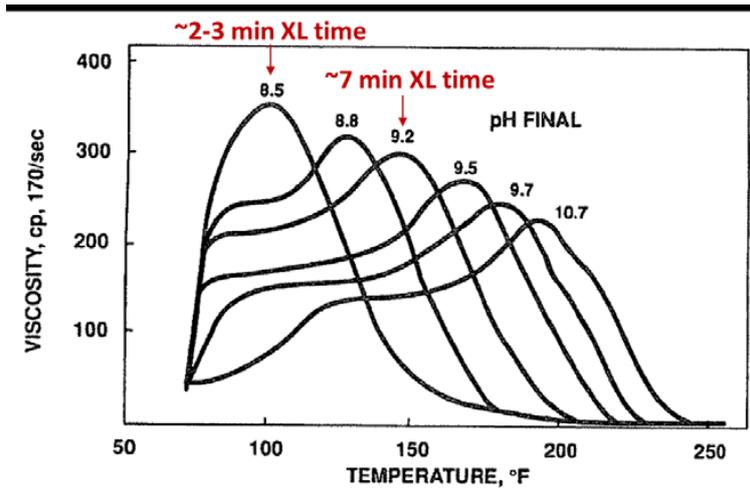


Fig. III.10: Graphe montre la tendance de pH en fonction de la température.

### V.6 Effet du pH et de la température

Un fluide nécessitera une plus grande concentration de borate pour maintenir la stabilité à des températures plus élevées. Cela peut être accompli en ajoutant un agent de réticulation supplémentaire ou en augmentant le pH du système de fluide. La figure ci-dessous montre les concentrations relatives en ions borate en fonction de la température et du pH. À mesure que la température augmente, un pH plus élevé sera nécessaire pour atteindre une concentration similaire en ions borate.

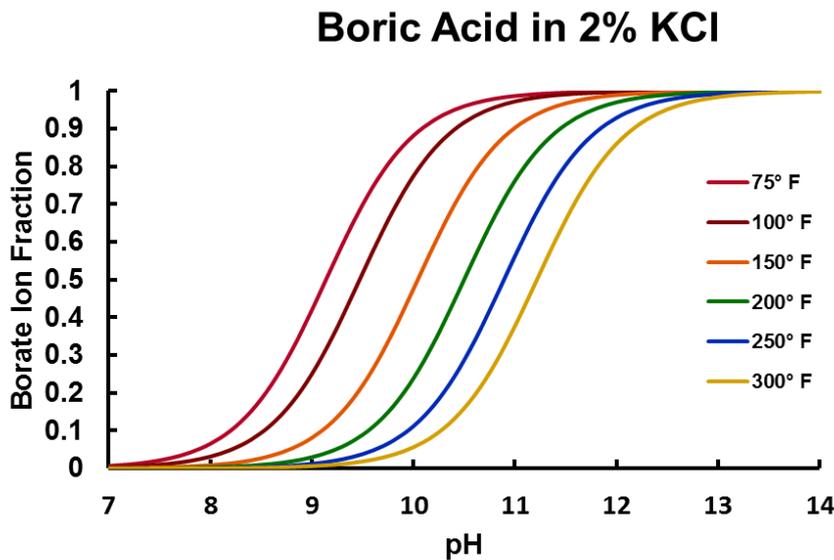


Fig. III.11: Graphe montre les concentrations relatives en ions borate en fonction de la température et du pH.

En bref, des températures plus élevées nécessiteront un pH plus élevé. Un tableau du pH approximatif du fluide recommandé pour différentes températures est présenté ci-dessous.

### CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

*Tableau III.6: Les pH approximatif du fluide recommandé pour différentes températures.*

Température °F	pH
75	9.0
100	9.0
125	9.5
150	9.5
175	10.0
200	10.0
225	10.5
250	11.0
275	11.5
300	12.0

#### V.7 Agents de réticulation borate

Voici un tableau des agents de réticulation à base de borate de Halliburton :

*Tableau III.7: Les différents agents de réticulation à base de borate de Halliburton.*

Agents de réticulation instantanés	Agents de réticulation retardés
<b>K-38</b>	CL-28M
<b>CL-31</b>	CL-22UC
<b>BC-140, BC-140X2</b>	BC-200UC

#### V.8 Systèmes de fluides Halliburton

Le tableau ci-dessous présente les systèmes de fluides réticulés au borate de Halliburton:

*Tableau III.8: Les différents systèmes de fluides réticulés au borate de Halliburton. [18]*

Fluid System	Temperature Range
<b>Delta 140</b>	80° to 140°F
<b>Delta 200</b>	80° to 200 °F
<b>SilverStim LT</b>	80° to 180 °F
<b>Hybor</b>	125° to 300 °F

### VI. Agents de réticulation à base de métal

#### VI.1 Signification

Les agents de réticulation à base de métal sont polyvalents, en ce sens qu'ils peuvent être utilisés avec une variété de polymères et conviennent généralement bien aux applications à haute pression et à haute température. Ils viennent dans une variété de formes.

#### VI.2 Les types des agents de réticulation à base de métal

Il existe trois principaux types d'agents de réticulation à base de métal couramment utilisés aujourd'hui :

- Aluminium
- Titane
- Zirconium

##### a- L'Aluminium

L'espèce aluminium que l'on pense utiliser pour les réactions de réticulation est la forme  $Al^{3+}$ .  $Al^{3+}$  prédomine à pH bas (pH < 5). Par conséquent, la plupart des fluides réticulés à l'aluminium sont des systèmes à pH bas. Les gels d'aluminium réticulés ne sont pas aussi stables thermiquement que le titane ou le zirconium; ils sont généralement utilisés à des températures < 200 ° F.

##### b- Titane

Des agents de réticulation à base de titane peuvent être utilisés pour réticuler le guar ou le HPG par le biais de groupes hydroxyle à des pH supérieurs à 6. Les agents de réticulation au titanate étaient populaires dans les années 80 et 90 mais ne sont guère utilisés de nos jours; ils sont devenus pour la plupart obsolètes à mesure que l'utilisation des systèmes à base de zirconate et de borate a augmenté.

##### c- Zirconium

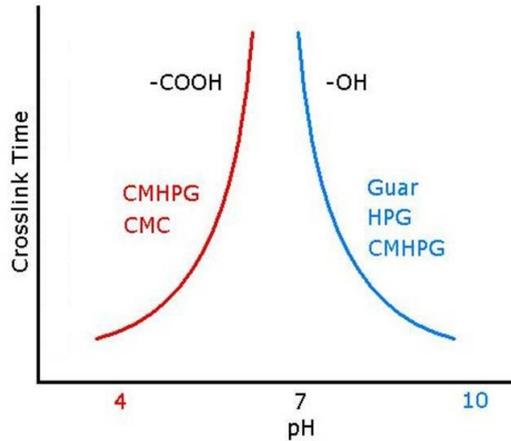
L'agent de réticulation des métaux le plus couramment utilisé dans l'industrie est le zirconium. Les agents de réticulation à base de zirconium sont très polyvalents. ils peuvent être utilisés avec une variété de polymères et peuvent fonctionner sur un large pH (de 2 à 12) et une plage de température allant de moins de 100 ° F à plus de 400 ° F.

#### VI.3 Temps de réticulation et pH

Les agents de réticulation à base de Zr peuvent réticuler un polymère à pH 4, s'il existe des groupes carboxyle disponibles, ou à pH 10 par l'intermédiaire des groupes hydroxyle. À

### CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

mesure que le pH s'approche de 7 à partir de conditions alcalines ou acides, le temps de réticulation augmentera. Ceci est montré dans la figure ci-dessous.



*Fig. III.12: Temps de réticulation et le pH de Guar et leur dérivés*

*En rouge: les polymers à groupes carboxyle*

*En bleu: les polymers à groupes hydroxyle.*

#### VI.4 Agents de réticulation à base de métal:

Ci-dessous un tableau des agents de réticulation à base de métal de Halliburton.

*Tableau III.9: Les différents agents de réticulation à base de métal de Halliburton.*

Réticulants de HAL	Commentaires
CL-37	Retardé
CL-24	Retardé
CL-23	Instantané (WG-18, pH 4 et 10) Instantané (WG-36, pH 10) Retardé (WG-18, pH 7)
CL-40	Retardé (WG-39)
CL-18	Instant
CL-41	Retardé

#### VI.5 Systèmes à réticulation métallique

Le tableau ci-dessous présente les systèmes de fluides réticulés au métal de Halliburton:

## CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

*Tableau III.10: Les différents systèmes de fluides réticulés au métal de Halliburton.*

Système fluide	Écart de température
PermStim	100° à 275 °F
pHaser	80° à 275 °F
PurGel	80° à 275 °F
Sirocco	175° à 375 °F

### VII. Les différences entre les systèmes réticulés au métal et au borate

#### a. Importance

Il est important de connaître certaines des différences entre les systèmes réticulés au métal et au borate. Ils auront une apparence et un comportement différents les uns des autres et il est nécessaire de comprendre leurs différentes qualités.

#### b. Sensibilité au cisaillement et stabilité thermique

Les systèmes réticulés à base de métal sont considérés comme des fluides sensibles au cisaillement, tandis que les gels réticulés au borate sont considérés comme tolérants au cisaillement ou régénérant. La sensibilité au cisaillement est basée sur la force d'une liaison par réticulation; Les liaisons croisées plus faibles (à base de borate) ont tendance à se régénérer sous cisaillement (moins sensibles au cisaillement), tandis que les liaisons plus fortes (à base de métal) sont beaucoup plus sensibles au cisaillement.

Etant donné que des propriétés d'adhérence supérieures sont nécessaires pour que les fluides atteignent des températures élevées, il existe toujours un compromis entre stabilité à haute température et sensibilité au cisaillement lorsqu'il s'agit de réticulations métalliques. Pour cette raison, il est significatif que les agents de réticulation métalliques soient retardés de sorte que les liaisons métal-polymère ne soient pas dégradées de manière irréversible pendant le cisaillement initial élevé dans les tubes. [19]

#### c. Comparaison entre le borate et le métal

Le tableau ci-dessous résume les différences entre les agents de réticulation en métal et en base de borate en ce qui concerne la sensibilité et la stabilité thermique.

### CHAPITRE III : LES AGENTS GELIFIANTS A BASE DE POLYMERES

*Tableau III.11: les différences entre les agents de réticulation en métal et en base de borate.*

Agents de réticulation borate	Agents de réticulation métalliques
Liaison chimique plus faible	Liaison chimique plus forte
Résistant au cisaillement	Sensible au cisaillement
Stabilité à la température modérée	Stabilité à haute température

#### VIII. Le Coût

En général, les agents de réticulation à base de métal ont tendance à être plus coûteux que les agents de réticulation au borate. Cela peut avoir une influence sur la décision du client concernant le type de système à utiliser. Cependant, le plus souvent, la décision de passer d'un système à l'autre dépendra de la stabilité thermique requise (c'est-à-dire la température en fond de trou). [20]

# *Chapitre IV*

*La rhéologie des fluides*

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

### I. Introduction

On parle de fluides à seuil rhéofluidifiants dits « fluides de Casson ». Les boues de forage et les fluides de fracturation rentrent dans cette catégorie.

Ceci est le comportement idéal pour ces fluides, du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil alors que des viscosités plus élevées sont requises dans des zones à taux de cisaillement plus faible (espace annulaire) pour transporter les déblais vers la surface (le cas des fluides de forage) et pour transporter les agents de soutènements (le cas des fluides de fracturation). La majorité de ces fluides obéit aux modèles de Bingham, d'Ostwald-de Waele, de loi de puissance ou bien de Robertson-Stiff (modèle pseudoplastique à seuil).

### II. Définition

Rhéologie, mot créé aux États Unis en 1929 par Eugène Cook Bingham (1878-1945), du grec « couler ». Son émergence est liée à l'épanouissement des polymères et bien sûr la construction des premiers rhéomètres. Il existe des solides élastiques parfaits basés sur la théorie de l'élasticité où les contraintes sont proportionnelles aux déformations, des fluides visqueux réels qui satisfont à la théorie de la mécanique des fluides et où les contraintes sont proportionnelles aux vitesses de déformation (loi de Newton); Et des corps à comportement intermédiaires: c'est le domaine de la rhéologie.

La rhéologie est une branche de la physique qui étudie l'écoulement ou la déformation des corps 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. Cette définition a été acceptée lorsque la société américaine de rhéologie a été fondée en 1929. La rhéologie a été développée pour décrire les propriétés de matériaux au comportement mal défini et intermédiaire entre celui du solide élastique parfait et celui du fluide newtonien.

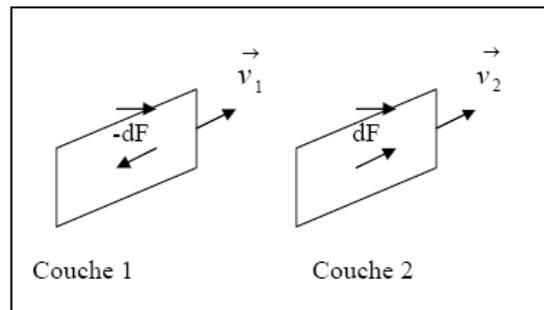
L'équation rhéologique d'état  $\tau = f(\dot{\gamma})$  reliant la déformation de cisaillement  $\dot{\gamma}$  à la contrainte de cisaillement,  $\tau$ , détermine les propriétés rhéologiques de la suspension. Les courbes qui traduisent graphiquement l'équation rhéologique d'état sont appelées rhéogrammes ou courbes d'écoulement. Les rhéogrammes les plus fréquemment utilisés sont les graphes  $\tau, \dot{\gamma}$  (gradient de vitesse de cisaillement), à pression et température extérieures constantes. La viscosité caractérise la résistance au glissement de deux couches de substance proches l'une de l'autre, sous l'effet d'une contrainte appliquée dans leur plan.

### II.1 Grandeurs étudiées en rhéologie

On utilise dans la rhéologie le mouvement de cisaillement. Il correspond à un mouvement d'un échantillon entre deux surfaces planes, l'une immobile, l'autre animé d'un déplacement parallèle à la première. Deux grandeurs servent à caractériser quantitativement le cisaillement : la vitesse de cisaillement et la contrainte de cisaillement. Le mouvement de cisaillement est le type de mouvement mis en œuvre en rhéologie.

#### II.1.1 Contrainte de cisaillement ( $\tau$ )

La contrainte de cisaillement ( $\tau$ ) est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche, elles sont appelées force de cisaillement (fig.IV.1).



*Fig. IV.1 : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.*

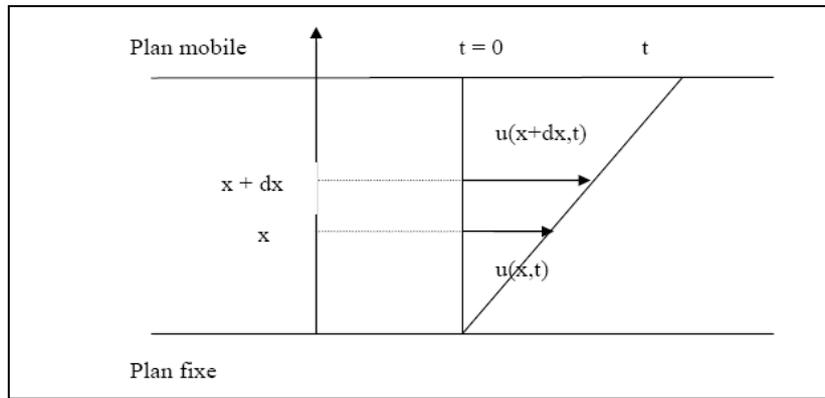
En supposant que la couche (1) est animée d'une vitesse  $v_1$  supérieure à la vitesse  $v_2$  de la couche (2), la couche (1) exerce sur la couche (2) une force de cisaillement  $dF$  parallèle au mouvement et tendant à accélérer la couche (2). La couche (2) exerce pour sa part sur la couche (1), une force de cisaillement  $-dF$  tendant à la freiner. En rapportant ces forces de cisaillement à l'unité de surface, on définit la contrainte de cisaillement  $\tau$  (équation IV.1):

$$\tau = \frac{dF}{dS} \quad (\text{IV.1})$$

$\tau$  représente une force par unité de surface ( $\text{N/m}^2$ ) ou (Pa) et  $dS$  est la surface élémentaire de l'entité considérée.

**II.1.2 Déformation de cisaillement  $\gamma$**

La déformation et vitesse de cisaillement constituent les grandeurs cinématiques fondamentales en rhéologie. La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile (fig. IV.2) [16]. La déformation correspond au vecteur déplacement  $u$  de la particule fluide d'une couche sous l'effet du mouvement de cisaillement pendant une durée  $t$ .



*Fig.IV.2 : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles.*

On considère arbitrairement que les particules de matière de deux couches adjacentes se trouvent à l'instant  $t = 0$  dans une section droite. A l'instant  $t$  postérieur, les particules auront parcouru la distance  $u(x,t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x$  et  $u(x+dx,t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x+dx$ . La déformation de cisaillement est définie par l'équation (IV.2) :

$$\gamma = \frac{du(x,t)}{dx} \quad (IV.2)$$

**II.1.3 Gradient de vitesse ( $\dot{\gamma}$ )**

Le gradient de vitesse est une mesure de la vitesse à laquelle les différentes couches se déplacent les unes par rapport aux autres ; ce rapport représente le cisaillement auquel le liquide est soumis. On le désigne sous le nom de taux de cisaillement. L'expression de la vitesse de cisaillement ( $\dot{\gamma}$ ) est donnée par l'équation (IV.3), il s'agit de la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement :

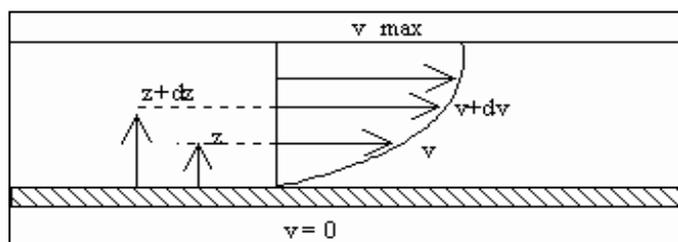
$$\dot{\gamma} = \frac{d\gamma}{dt} \quad (IV.3)$$

**II.1.4. Viscosité**

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

La viscosité est définie pour un fluide Newtonien comme le rapport de la contrainte de cisaillement,  $\tau$ , sur le gradient de vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$ , avec pour unité le Pa.s. Pour les fluides non Newtoniens, la viscosité est définie comme étant le rapport  $\dot{\gamma} / \tau$  ; il s'agit alors d'une viscosité apparente.

Il est aussi d'usage de définir une viscosité dynamique représentant la résistance à l'écoulement du fluide pour un gradient de vitesse donné comme la dérivée en ce point de la courbe  $\tau = f(\dot{\gamma})$ .



**Fig. IV.3 :** Représentation d'un écoulement d'un fluide entre deux plaques l'une mobile et l'autre fixe.

Si on représente par un vecteur, la vitesse de chaque particule située dans une section droite perpendiculaire à l'écoulement d'ensemble, la courbe entre les extrémités de ces vecteurs représente le profil de vitesse.

➤ **Viscosité apparente :**

Le mouvement du fluide peut être considéré comme résultant du glissement des couches de fluide les unes sur les autres. La vitesse de chaque couche est une fonction de la distance  $z$  de cette couche au plan fixe :  $v = v(z)$ . Considérons 2 couches contiguës distantes de  $dz$ .

La force de frottement  $F$  qui s'exerce à la surface de séparation de deux couches s'oppose au glissement d'une couche sur l'autre. Le facteur de proportionnalité  $\eta$  est le coefficient de viscosité dynamique du fluide.

$$F = -\eta \cdot S \cdot \frac{dv}{dz} \quad (\text{IV.4})$$

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

Elle est proportionnelle à la différence de vitesse des couches soit  $dv$ , à leur surface  $S$  et inversement proportionnelle à  $dz$  :

Le facteur de proportionnalité,  $\eta$ , est le coefficient de viscosité dynamique du fluide.

$$\frac{nF / S x}{\partial v / \partial t} = \frac{\text{pression d'entraînement}}{\text{gradient de vitesse}} = \frac{\text{effort de cisaillement}}{\text{taux de cisaillement}}$$

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad [\text{Pa.s}] \quad (\text{IV.5})$$

### ➤ Viscosité cinématique :

La viscosité cinématique est le quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad (\text{IV.6})$$

### II.3 Différents comportements rhéologiques

Dans les systèmes dilués, la distance interparticulaire est grande par rapport à la taille des particules. Les forces gravitationnelles peuvent être négligées et les propriétés sont indépendantes du temps. Les particules diffusent librement au sein de la suspension pour aboutir à un arrangement aléatoire. Lorsque la concentration en particules augmente, la probabilité d'interactions particule-particule augmente. Les particules s'organisent en entités de plusieurs particules susceptibles de se déformer ou de s'orienter sous l'effet des forces hydrodynamiques.

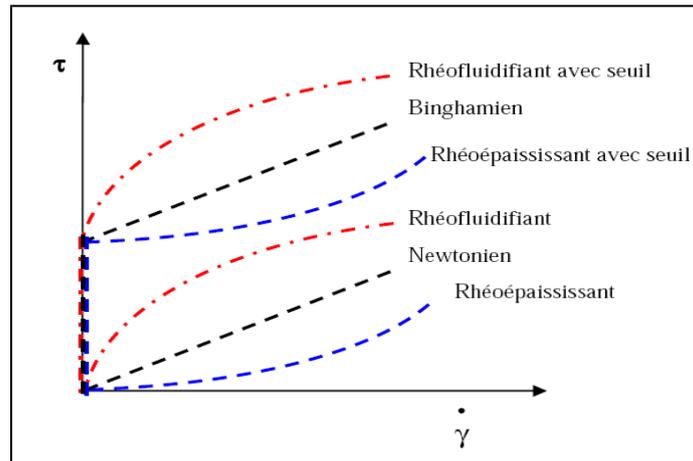


Fig. IV.4 : Courbes d'écoulement des principaux comportements rhéologiques.

#### II.3.1 Fluides newtoniens

Les fluides idéaux ou normaux appartiennent à ces systèmes. Ils présentent une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement,  $\tau$ , et le gradient de vitesse,  $\dot{\gamma}$ .

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

Le coefficient de proportionnalité  $\eta$ , tel que  $\tau = \eta \dot{\gamma}$ , définit la viscosité absolue du fluide. Il est constant, indépendant de la contrainte de cisaillement et du gradient de vitesse.

La rhéogramme d'un tel fluide est donc une droite passant par l'origine, sa viscosité dynamique est constante.

### II.3.2 Les fluides non newtoniens indépendants de temps

Dans ce cas, la viscosité n'est pas constante. A chaque valeur du couple vitesse de cisaillement, contrainte de cisaillement ( $\dot{\gamma}$ ,  $\tau$ ) correspond une valeur de la viscosité  $\mu$ . Il en existe quatre catégories principales qui peuvent être regroupées en deux grands groupes :

- les fluides sans contrainte seuil (les fluides rhéofluidifiants et rhéoépaississants);
- les fluides à contrainte seuil (les fluides plastiques de type binghamien et les fluides plastiques de type Herschel-Bulkley).

#### II.3.2.1 Les fluides sans contrainte seuil

##### ➤ *Fluides rhéofluidifiants (ou pseudoplastique)*

La viscosité apparente est à peu près constante pour les plus faibles valeurs de vitesse de cisaillement imposées et vaut  $\eta_0$ . Ce rapport décroît ensuite progressivement lorsque la vitesse de cisaillement augmente, jusqu'à atteindre une valeur de viscosité limite ( $\eta_\infty$ ). La représentation passe par l'origine avec une décroissance de la dérivée. Donc, La courbe d'écoulement correspondant à ce comportement va s'incurver vers le bas.

Les suspensions de particules asymétriques ont souvent ce comportement. De nombreuses solutions de polymères présentent ce type de comportement qui peut être attribué à des macromolécules entremêlées qui se séparent progressivement et s'alignent avec l'écoulement. Dans d'autres cas, cela provient de la disparition des structures qui sont formées par suite de l'attraction entre particules solides.

##### ➤ *Fluides rhéoépaississants (dilatants)*

Le rhéoépaississement correspond à une augmentation de la viscosité à mesure que le gradient de vitesse croît. Donc, la courbe d'écoulement correspondant à ce comportement va s'incurver vers le haut. Ce comportement est beaucoup moins fréquent. Ce phénomène est lié à la dilatance de la matière ou à des réorganisations associées à un accroissement de la fraction volumique (ex : émulsions de bitume, micelles géantes...).

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

Il concerne des dispersions très concentrées, les solutions d'amidon, sables mouillés et compactés, certaines huiles polymériques et certains amidons dans l'eau.

### II.3.2.2 Les fluides à contrainte seuil

L'origine de la contrainte seuil s'explique par l'existence au départ, d'une certaine structure tridimensionnelle rigide (particules emboîtées) ou cohésion (particules floculées due aux forces interparticulaires dans la suspension. Ces forces peuvent être des forces de friction, des forces intermoléculaires de Van Der Waals (forces attractives), des forces d'interaction entre les doubles couches (forces répulsives).

#### ➤ *Les fluides Binghamiens*

Ces fluides présentent un seuil d'écoulement  $\tau_s$  au-delà duquel ils s'écoulent comme un liquide newtonien : c'est le comportement plastique idéal. Si le mélange est suffisamment concentré, il se forme un réseau d'interaction tridimensionnel dans tout le volume. Le fluide présente alors un seuil de contrainte minimum  $\tau_s$ , appelé également seuil de plasticité qu'il est nécessaire d'appliquer pour briser le réseau et amorcer l'écoulement.

#### ➤ *Les fluides rhéofluidifiant avec contrainte seuil*

Ces fluides présentent un comportement rhéofluidifiant au-delà d'une contrainte seuil. Autrement dit, après une certaine contrainte appliquée, la viscosité diminue lorsque la vitesse de cisaillement augmente.

### II.3.3 Les fluides non newtoniens dépendants du temps

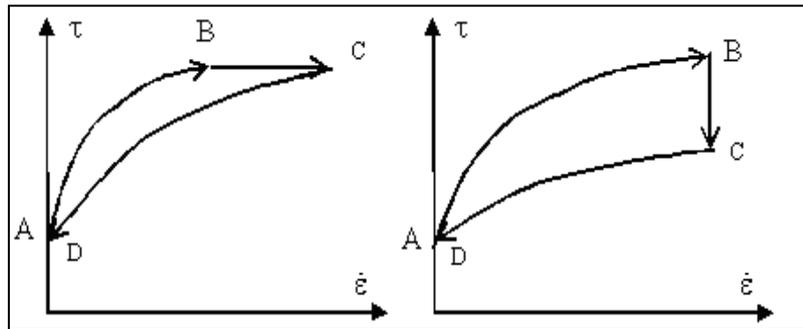
#### II.3.3.1 Fluides thixotropes

La thixotropie est la propriété physique de certains fluides de présenter une viscosité dépendante du temps. Les fluides *thixotropes* ont une viscosité qui diminue avec le temps quand on leur applique une contrainte constante à condition que le phénomène soit réversible. Dans ces conditions, la viscosité dynamique n'est plus fixée pour une valeur de contrainte ou de vitesse de déformation, mais dépend également d'un autre paramètre : le temps.

Ainsi, lorsqu'on trace dans un même système d'axes les courbes d'écoulement pour un cisaillement croissant, puis pour un cisaillement décroissant, nous obtenons deux courbes. Il s'agit alors d'une boucle d'hystérésis. Ce phénomène est généralement lié à la désorganisation de la structure et est réversible. Un fluide non newtonien peut avoir une caractéristique thixotrope si sa viscosité dépend de la durée d'application de la contrainte de cisaillement.

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

La méthodologie utilisée pour déterminer le caractère thixotrope de fluides consiste le plus souvent en l'application d'un cycle de cisaillement montée-palier-descente (fig. IV.5).



*Fig. IV.5 : rhéogramme enregistrée par un rhéomètre à contrainte imposée, (à gauche). Rhéogramme enregistrée par un rhéomètre à vitesse de cisaillement imposée, (à droite).*

Un trépan au repos dans un puits de forage peut être cimenté dans sa propre boue, on y injecte avant un arrêt du forage, une boue aux propriétés thixotropiques qui empêche les matériaux environnants de se déposer. Lors d'un redémarrage, elle se liquéfie par vibration.

### II.3.3.2 Fluide antithixotrope

C'est le phénomène inverse, à savoir qu'à contrainte  $\tau$ , ou à gradient de vitesse  $\dot{\gamma}$ , donnés, la viscosité dynamique augmente avec le temps.

## II.4 Modèles rhéologiques

De nombreux modèles, reliant la contrainte de cisaillement  $\tau$  au gradient de cisaillement  $\dot{\gamma}$  ont été développés afin de décrire les comportements rhéologiques les plus couramment rencontrés. Les modèles d'Ostwald-de Waele, de Carreau-Yassuda et de Cross représentent des comportements sans contrainte seuil. Dans le cas des "fluides à seuil", on ajoute la contrainte seuil ( $\tau_0$ ). Les deux modèles les plus utilisés pour caractériser les fluides à seuils sont, respectivement, le modèle de Bingham (1922) et le modèle de Herschel-Bulkley(1926).

### II.4.1 Le modèle newtonien

L'écoulement des fluides newtoniens est le cas le plus simple que l'on puisse trouver. Dans ce cas, vitesse de cisaillement et contrainte de cisaillement sont reliés par une loi linéaire, la pente de la droite alors obtenue en traçant la rhéogramme est la viscosité du fluide.

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (\text{II.7})$$

### II.4.2- Modèle d'Ostwald de Waele

La loi de puissance proposée par Ostwald de Waele permet de décrire simplement le comportement rhéofluidifiant ou rhéoépaississant d'un grand nombre de fluides (1.16). Elle permet de définir une viscosité apparente qui décroît avec  $\dot{\gamma}$  lorsque  $n$  est inférieur à 1 (rhéofluidification) et croît avec  $\dot{\gamma}$  dans le cas contraire (rhéoépaississement).

$$\eta = \tau/\dot{\gamma} = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (\text{IV.8})$$

Le cas du fluide newtonien est retrouvé pour  $n=1$ . La loi d'Ostwald de Waele (équation IV.8) est la plus communément utilisée. Ce modèle peut décrire le comportement rhéofluidifiant.

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad (\text{IV.9})$$

Dans ce modèle,  $k$  est appelée la consistance du fluide et l'écart de l'exposant  $n$  (ou indice d'écoulement) à l'unité ( $0 < n \leq 1$ ) traduit la non perfection visqueuse du fluide considéré. Parmi les fluides présentant un comportement pseudoplastique, on compte les suspensions de particules asymétriques, les ciments, les colles, certaines peintures ...

Les fluides dilatants obéissent également à une loi puissance d'Ostwald mais avec  $n > 1$ , la viscosité apparente augmente lorsque la vitesse de cisaillement croît. Cette catégorie de fluides est beaucoup plus rare que les fluides pseudoplastiques.

En réalité, un fluide n'est en général rhéofluidifiant que pour une certaine gamme de taux de cisaillement. Le modèle de Carreau- Yassuda et de Cross (1965), par exemple, tiennent compte du plateau de la viscosité à cisaillement nul et infini.

### II.4.3 Modèle de Cross

Le modèle rhéologique de Cross est l'un des plus populaires en service aujourd'hui. Il peut être trouvé pratiquement dans le progiciel d'un rhéomètre, et il peut être utilisé pour extraire les nombres significatifs de l'ensemble de la viscosité et de la vitesse de cisaillement. L'équation de Cross exprimant la viscosité en fonction du taux de cisaillement est :

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{1 + (C\dot{\gamma})^m} \quad (\text{IV.10})$$

$\eta_0$  : La viscosité au cisaillement zéro, est la valeur de la viscosité au palier newtonien inférieur. C'est une propriété matérielle critique qui peut s'avérer utile pour effectuer des évaluations de la suspension, de la stabilité de l'émulsion, des estimations de poids moléculaire de polymères comparatifs et des changements dus au processus de suivi ou de la formulation des variables etc.

$\eta_{\infty}$  est la Viscosité à l'infini de cisaillement. Ce qui nous indique comment notre produit est susceptible de se comporter dans les situations de traitement très élevé au cisaillement.

Le paramètre "**m**" est connu sous le nom « constante de taux ». Il est sans dimension, et représente une mesure du degré de dépendance de la viscosité sur le taux de cisaillement dans la région fluidifiée. La valeur de zéro pour "m" indique un comportement newtonien, et avec m tend vers unité, le comportement est de plus en plus rhéofluidifiant.

Le paramètre "**C**" est connu comme la constant du temps de Cross (ou parfois de la consistance). La réciproque, 1/C, donne un taux de cisaillement critique qui prouve un indicateur utile du taux de cisaillement pour un rhéofluidifiant.

### II.4.4 Le modèle bingham

Le modèle de Bingham est le plus simple de ces modèles, le fluide de Bingham s'écoule lorsqu'un seuil minimal de contrainte  $\tau_b$  est dépassé. Ce modèle permet de décrire le comportement rhéologique de nombreux matériaux (boues de forage, peintures à l'huile, certaines graisses...). Equation d'état du modèle de Binghamien s'écrit :

$$\tau = \tau_0 + \eta_{pl}\dot{\gamma} \quad (\text{IV.11})$$

Où  $\eta_{pl}$  est la viscosité plastique,

### II.4.5 Le modèle de Herschel Bulkley

Le modèle d'Herschel-Bulkley est celui permettant de décrire la plupart des fluides plastiques (fluides à seuil), la courbe d'écoulement de tels fluides finit par devenir rectiligne au-delà d'une certaine contrainte critique appliquée. Il s'agit en fait d'une loi de puissance à laquelle on a ajouté le terme  $\tau_s$ .

$$\tau = \tau_s + k \dot{\gamma}^n \quad (\text{IV.12})$$

Où  $n$  l'indice d'écoulement et  $k$  la consistance du fluide.

Si  $n = 1$ , le fluide a un comportement Binghamien,

Si  $n < 1$ , le fluide est dit rhéofluidifiant avec seuil,

Si  $n > 1$ , le fluide est dit rhéoépaississant avec seuil.

### II.4.6 Model de Casson

Dans le cas particulier des fluides rhéofluidifiants avec seuil d'écoulement, il est possible d'utiliser l'équation de Casson (équation IV-13). Ces fluides présentent un comportement plastique fluidifiant avec, généralement, une « région newtonienne » pour des vitesses de déformation élevées.

$$(\sqrt{\tau} - \sqrt{\tau_s})^2 = \eta \dot{\gamma} \quad (\text{IV.13})$$

où  $\tau_s$  est le seuil de Casson et  $\eta$  la viscosité de Casson. [21]

### III. Mesure de la viscosité

Afin de mesurer la viscosité, deux variables doivent être déterminées. Premièrement, le taux de cisaillement de certains dispositifs mobiles dans le fluide doit être déterminé. Deuxièmement, la résistance à cet taux de cisaillement doit être évalué. Cela peut être fait soit en mesurant la quantité de force requise pour déplacer la source de vitesse de cisaillement, soit en mesurant la flèche sur un objet placé dans le fluide, à proximité de la source de vitesse de cisaillement.

Si le fluide analysé n'est pas newtonien, l'appareil devra alors effectuer ces tâches à plusieurs vitesses de cisaillement différentes.

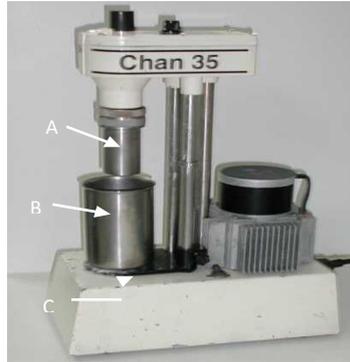
Une fois que la résistance à la vitesse de cisaillement (c'est-à-dire la contrainte de cisaillement) a été déterminée à une ou plusieurs vitesses de cisaillement connues, la viscosité (ou les composants nécessaires pour déterminer la viscosité apparente) peuvent être dérivés.

#### III.1 Viscosimètre modèle 35

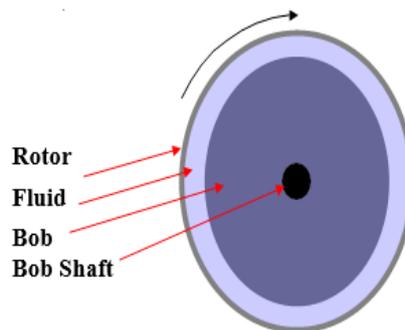
Le viscosimètre de modèle 35, fabriqué par Fann ou Chandler, est l'appareil le plus couramment utilisé dans l'industrie pétrolière pour la détermination de la viscosité et des propriétés rhéologiques. Il est robuste, facile à utiliser et fiable. Il peut également être assez facilement calibré, à condition que l'utilisateur soit familiarisé avec le processus.

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

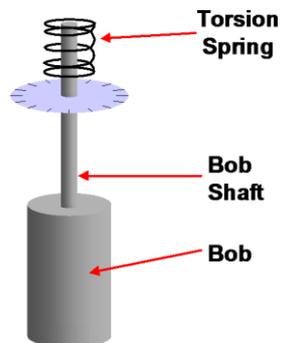
La figure (Fig. IV.6) montre une photographie d'un viscosimètre de modèle 35, tandis que les figures 7.a et 7.b illustrent son fonctionnement:



*Fig. IV.6 : Viscosimètre Chandler 35. La position du rotor est indiquée (A), tandis que le bob est caché à l'intérieur. La coupelle (B) contient le fluide d'essai et est montée sur un support (C) qui peut monter et descendre selon les besoins.*



*Fig. IV.7.a: Coupe transversale à travers le rotor et bob sur un viscosimètre modèle 35*



*Fig. IV.7.b: Schéma montrant l'assemblage de bob du viscosimètre modèle 35.*

En règle générale, le viscosimètre de modèle 35 peut faire tourner le rotor aux vitesses suivantes, bien que celles-ci varient légèrement d'un modèle à l'autre. Les vitesses sont 1, 2,

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

3, 6, 12, 20, 30, 60, 100, 200, 300 et 600 tr / min.

En traçant le nombre de tours du rotor (vitesse de cisaillement) par rapport à la lecture du cadran (contrainte de cisaillement), il est possible de déterminer le type de fluide mesuré en analysant la forme de la courbe.

$$\tau = 0,01066 N\theta \quad (\text{IV.14})$$

$$\gamma = 1,703 \omega \quad (\text{IV.15})$$

où  $N$  est le facteur de ressort du ressort de torsion installé sur le viscosimètre du modèle 35 (généralement égal à 1),  $\theta$  est la lecture du cadran et  $\omega$  est la vitesse du rotor en tours par minute. Il convient de noter que l'équation (IV.15) n'est valable que pour les combinaisons rotor R1 et bobines B1 - pour les autres combinaisons, reportez-vous au manuel du fabricant.

En utilisant les équations 6.a et 6.b, un graphique du taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement peut être produit ou, si nécessaire, un graphique log-log. À partir de ceux-ci, les paramètres définissant la viscosité peuvent être dérivés.

### III.2 Autres méthodes de mesure de la viscosité

Diverses autres méthodes de mesure de la viscosité sont disponibles:

#### a- Rhéomètre à vis hélicoïdale

Utilise une vis hélicoïdale à l'intérieur d'un manchon. La vis tourne et le fluide s'écoule vers le haut à l'intérieur du manchon. La quantité de force prise pour faire tourner la vis est mesurée pour produire la contrainte de cisaillement. Le taux de cisaillement est dérivé de la vitesse de la vis. Utilisé par certaines sociétés de service pour la mesure en ligne de la viscosité en temps réel pendant les travaux de fracturation.

#### b- Viscosimètre Fann 50 HPHT

Fonctionne sur le même principe que le modèle 35 viscosimètre, mais est conçu pour que l'analyse puisse être effectuée à haute température et pression. Ces viscosimètres sont également généralement contrôlés à distance par un PC, ce qui permet d'utiliser des programmes de vitesse de cisaillement et de température, ainsi que l'enregistrement de toutes les données. Bien que relativement coûteux, ces machines sont couramment utilisées pour

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

concevoir des systèmes de fluides de fracturation. La figure 7 montre un Fann 50..



*Fig. IV.8 : Rhéomètre à haute pression et haute température Fann 50. Ce modèle est entièrement contrôlé par ordinateur, alors que les modèles précédents avaient des commandes manuelles et étaient deux fois plus grands que le modèle illustré.*

### c- Viscomètre en ligne Brookfield

Viscomètre conçu pour fournir une mesure de la viscosité en temps réel des fluides s'écoulant dans une ligne de traitement. Ce viscosimètre fonctionne sur un principe similaire au modèle 35, bien que le rotor et le bob soient de taille et de forme différentes.

### d- Viscomètre à entonnoir

Un dispositif simple pour déterminer la viscosité apparente. Il consiste en un entonnoir avec un trou à la fin. Un volume spécifique de fluide est placé dans l'entonnoir et le temps pris pour le drainer du petit trou situé au bas de l'entonnoir est mesuré. Un graphique fournit ensuite une conversion rapide du temps en viscosité apparente.

Les variétés ci-dessus sont les variétés les plus couramment utilisées dans l'industrie pétrolière, mais il convient de rappeler qu'une grande variété de dispositifs et de méthodes sont disponibles.[22]

## IV. Régimes d'écoulement et nombre de Reynold

La figure 9 illustre les trois régimes d'écoulement différents qu'un fluide peut subir, l'écoulement en bouchon étant à la plus basse vitesse du fluide et l'écoulement turbulent au plus haut.

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

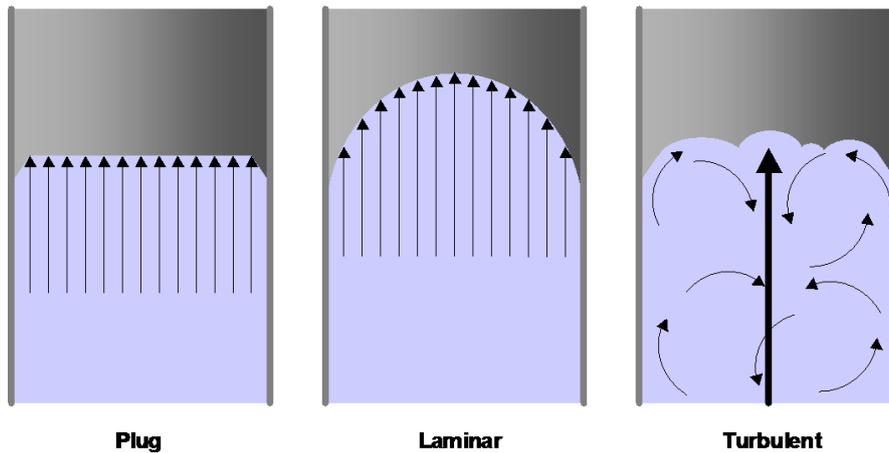


Fig. IV.9: Schéma illustrant les trois régimes d'écoulement

### IV.1 Débit du bouchon

À faible débit, le fluide s'écoule avec un profil de vitesse presque uniforme. Le fluide se déplace avec un front uniforme sur presque toute la zone d'écoulement.

### IV.2 écoulement laminaire

À mesure que le débit augmente, le profil de vitesse commence à changer. Le fluide situé près des parois du tuyau (ou du conduit, ou de la fracture) s'écoule le plus lentement, tandis que le fluide situé au centre du tuyau s'écoule plus rapidement. Également appelé flux simplifié.

### IV.3 écoulement turbulent

À mesure que le débit continue d'augmenter, le contraste de vitesse sur la zone d'écoulement devient insoutenable et le fluide se décompose en un écoulement turbulent. Ceci est caractérisé par une série de tourbillons et tourbillons à petite échelle, tous se déplaçant dans la même direction générale.

La pression de frottement produite par l'écoulement de fluide dépend fortement du régime d'écoulement. Par conséquent, il est important de pouvoir déterminer le régime d'écoulement.

### IV.4 Le nombre de Reynold

Le régime d'écoulement est déterminé en utilisant le nombre de Reynold ( $N_{Re}$ ), comme suit;

	$N_{Re}$	< 100	Débit de prise
$100 <$	$N_{Re}$	< 2000	Écoulement laminaire
	$N_{Re}$	> 2000	Écoulement turbulent

## CHAPITRE IV : LA RHEOLOGIE DES FLUIDES

Il faut se rappeler que ce sont des nombres très généralisés. Les chiffres réels peuvent varier considérablement en fonction des circonstances. Le numéro de Reynold lui-même peut être trouvé à partir de la formule suivante:

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot d v}{\mu} \quad (\text{IV.16})$$

où  $\rho$  est la densité du fluide,  $d$  est le diamètre intérieur du tuyau,  $v$  est la vitesse du fluide «en vrac» le long du tuyau et  $\mu$  est la viscosité. L'équation (IV.16) concerne les unités SI, donc pour les unités de champs de pétrole:

$$N_{Re} = 132,624 \frac{SGq}{d\mu} \quad (\text{IV.17})$$

où  $SG$  est la densité,  $q$  le débit en bpm,  $d$  le diamètre intérieur en pouces et  $\mu$  la viscosité en cp.

Il est évident que les équations (IV.16) et (IV.17) s'appliquent uniquement aux fluides newtoniens, c'est-à-dire aux fluides de viscosité constante. Comme indiqué précédemment, les ingénieurs Frac ne traitent que rarement des fluides newtoniens. Par conséquent, l'équation (IV.17) ci-dessous est convertie pour les fluides à la loi de puissance;

$$N_{Re} = 15,49 \frac{SGv^{2-n'}}{K'(90/d)^{n'}} \quad (\text{IV.18})$$

Où  $v$  est la vitesse en ft/sec. Pour faciliter les choses,  $v$  peut être facilement trouvé à partir du débit  $q$ :

$$V = 17,157 \frac{q}{d^2} \quad (\text{IV.19})$$

avec  $q$  en bpm et  $d$  en pouces.

Habituellement, lors de la fracturation, il est préférable de garder les fluides abrasifs à des débits inférieurs à ceux nécessaires pour un écoulement turbulent. Ceci afin d'éviter l'érosion des conduites d'écoulement et le décollement des joints d'étanchéité, causés par l'action de l'agent de soutènement.[23]

# *Chapitre V*

*Les systèmes de fluides de  
fracturation*

## **CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION**

### **I. Introduction**

Depuis que Halliburton a réalisé le premier traitement de fracturation commercial en 1949, la mise au point de systèmes de fluides de fracturation spécialisés a été une préoccupation constante pour la recherche et le développement. Les systèmes de fluides sont conçus pour mettre en œuvre un traitement conforme à la conception afin d'augmenter la production et d'améliorer le retour sur investissement de l'opérateur. Les conceptions sont basées sur ces paramètres clés:

- Type de fluide
- Exigences de viscosité
- Rhéologie des fluides
- économie de fluide
- Expérience avec des formations locales
- Données de laboratoire sur la formation
- Disponibilité matérielle

### **II. Différents types des gels**

Les systèmes de fluides optimisés en fonction de ces paramètres peuvent réduire la formation et endommager les fractures pour des résultats optimaux. Les systèmes de fluide peuvent être des gels linéaires, des gels réticulés, de la mousse ou de l'eau à friction réduite.

#### **II.1 Fluides en gel linéaires**

Les fluides de fracturation linéaire sur gel sont formulés avec une large gamme de polymères différents dans une base aqueuse. Les polymères couramment utilisés pour formuler ces gels linéaires comprennent le guar, l'hydroxypropylguar (HPG), le carboxyméthyl HPG (CMHPG) et l'hydroxyéthylcellulose (HEC). Ces polymères sont des poudres sèches qui hydratent ou gonflent lorsqu'ils sont mélangés avec une solution aqueuse et forment un gel visqueux.

#### **II.2 Fluides en gel réticulé**

Fluides de gel réticulé au borate:

- bon transport d'agent de soutènement
- Rhéologie des fluides stable à des températures pouvant atteindre 300 ° F
- faible perte de fluide
- Bonnes propriétés de nettoyage

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION



*Fig.V.1: Depuis le premier traitement de fracturation commerciale en 1949 (photo à droite), le développement du fluide de fracturation a été un objectif constant des efforts de recherche et développement de Halliburton. Équipement et les techniques évoluent constamment à mesure que l'on en apprend plus(photo à gauche) .*

Les fluides de fracturation sur gel réticulé Banorate utilisent des ions borate pour réticuler les polymères hydratés, ce qui augmente la viscosité. Les polymères les plus souvent utilisés dans ces fluides sont le guar et le HPG. La réticulation obtenue en utilisant du borate est réversible et est déclenchée en modifiant le pH du système de fluide. La caractéristique réversible de la réticulation dans les fluides de borate les aide à se nettoyer plus efficacement, ce qui permet de retrouver une bonne perméabilité et une bonne conductivité. Les fluides réticulés au borate se sont révélés très efficaces dans les formations à faible et à forte perméabilité.

### III. Fluides organométalliques réticulés

Les fluides réticulés organométalliques constituent la classe de fluides de fracturation la plus populaire. Les fluides primaires largement utilisés sont les complexes de zirconate et de titanate de guar, d'hydroxypropylguar (HPG) et de carboxyméthylhydroxypropylguar (CMHPG). Les fluides organométalliques réticulés sont couramment utilisés pour transporter l'agent de soutènement pour les traitements dans des formations de sable à gaz étroites nécessitant des longueurs de fracture étendues. Le fluide réticulé organométallique peut également être utilisé dans les fluides de fracturation contenant du dioxyde de carbone.

- Offre une stabilité extrême aux températures élevées - excellentes capacités de transport de l'agent de soutènement à des températures allant de 60 à 400 ° F.
- Offre des propriétés rhéologiques et de pression de frottement plus prévisibles.
- Permet un meilleur contrôle des propriétés de réticulation du fluide.
- Permet la conception de tâches dans des conditions de fluide à pH acide, neutre et alcalin.

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

### IV. Fluides Gélifiés

L'utilisation d'un système d'huile gélifiée visqueuse en tant que fluide de fracturation minimise les risques de dommages dans certaines formations, tels que la migration de particules résultant du contact avec l'eau-argiles. Lorsqu'ils sont utilisés avec le système My-T-Oil V de Halliburton, les fluides à base d'huile gélifiée développent rapidement une viscosité constante du gel, ce qui élimine la nécessité de le mélanger à l'avance. En outre, la viscosité du gel peut être contrôlée pendant le pompage du traitement, ce qui améliore la flexibilité de la conception des tâches. Les systèmes d'huile gélifiés ont été le premier type de fluides à haute viscosité utilisés dans la fracturation hydraulique et présentent l'avantage majeur d'être compatibles avec presque tous les types de formations rocheuses. De plus, l'huile gélifiée est plus pratique par temps froid que les systèmes à base d'eau.

#### IV.1 Gel liquid Concentrés

Les concentrés de gel liquide (LGC) sont des boues liquides concentrées préparées avec les polymères. Depuis Les polymères concentrés étant sous forme liquide, la manipulation et le mélange de matériaux en poudre secs sur le site du puits sont éliminés. La technologie LGC fournit également une méthode efficace et précise pour faire varier la viscosité du fluide de fracturation au cours du traitement de fracturation.

LGC peut être ajouté à un gel déjà hydraté pour ajuster la viscosité d'un gel existant. Il peut également être ajouté à l'eau et pré-mélangé pendant le pompage du fluide afin de contrôler la viscosité pendant le pompage du traitement.

Tous les LGC Halliburton sont désormais ultra propres et répondent aux exigences de la loi sur l'énergie de 2005 et de la loi sur l'eau propre.

#### IV.2 Mélangeur de polymère sec ADP

Le mélangeur de polymères secs ADP d'Halliburton permet de mélanger n'importe quel système de fluide de fracturation d'Halliburton à partir d'une poudre sèche. Les avantages du mélange avec une poudre sèche par rapport aux boues LGC comprennent:

- Réduction significative du risque d'incidents de transport et de stockage impliquant des liquides.
- La conservation des produits pétrochimiques en tant que fluide porteur n'est plus nécessaire.
- réduction de la combustion et des émissions de gaz à effet de serre grâce à la réduction du nombre de kilomètres parcourus en véhicule, matériau gélifié.

Les coulis de LGC constituaient un progrès considérable en termes d'efficacité en ce qui concerne le mélange de l'agent gélifiant dans l'approvisionnement total en eau.

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

Ces concentrés de gel liquide ont permis d'ajouter le gélifiant «à la demande» et de réduire les coûts et l'exposition aux HSE.

Cependant, les boues LGC contiennent souvent des fluides porteurs à base d'hydrocarbures. Les fluides transporteurs ont commencé par utiliser du diesel, puis sont passés à l'huile minérale dans le cadre d'un engagement d'Halliburton visant à éliminer le diesel des fluides de fracturation hydraulique. Le mélangeur ADP constitue la prochaine étape de l'évolution en ce qu'il permet d'éliminer complètement les fluides hydrocarbonés porteurs du processus de fracturation.



*Fig.V.1: Le mélangeur ADP: permet de mélanger n'importe quel fluide de fracturation Halliburton en utilisant une poudre sèche. Ceci élimine le besoin de tous les fluides porteurs à base d'hydrocarbures.*

### V. Fluides mousses

Au fur et à mesure que les réservoirs produisant du pétrole et du gaz diminuent de pression, l'utilisation de fluides de fracturation en mousse fournit du gaz sous tension pour la récupération de fluide après le traitement de fracturation. Les fluides de fracturation en mousse contiennent la phase liquide du système de fluide (généralement gélifiée), un agent moussant et une phase interne contenant généralement 60 à 80% de N<sub>2</sub> ou de CO<sub>2</sub>.

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

Les fluides mousses peut être appliqué à pratiquement tous les types de puits de pétrole et de gaz, sur une large plage de pression, où il est important de minimiser les dommages. La faible teneur en liquide des mousses laisse moins de liquide pour retirer du puits. Les mousses produisent un gâteau de filtration très mince tout en ayant de faibles caractéristiques de perte de fluide. Le gel dans les mousses peut également être réticulé pour une viscosité plus élevée. Le N<sub>2</sub> est compatible avec tous les systèmes de fluide réticulé, tandis que le CO<sub>2</sub> est compatible avec le Systèmes Pur-Gel III et pHaserFrac. Choisir le système de fluide optimal

Les données utilisées pour déterminer le système de fluide approprié incluent les éléments suivants:

- Détermination de la pression de friction des différents systèmes de fluide.
- Rhéologie des fluides à différentes températures.
- Conductivité pour les différents systèmes de fluide.
- Compatibilité du fluide avec la formation.
- Compatibilité du fluide avec les composants.
- Propriétés environnementales des systèmes de fluide.
- Propriétés et conditions de la rupture du gel.

### VI. Additifs de système de fluide

Halliburton propose une gamme complète d'additifs à utiliser lors de la fracturation afin d'optimiser les différents paramètres du système de fluide de fracturation. Ces additifs comprennent des agents de contrôle de l'argile, des stabilisants en gel, des tensioactifs, des moussants, des briseurs de gel, des additifs de perte de fluide, des réducteurs de friction, des inhibiteurs de tartre, des biocides et des additifs de contrôle du pH.

Chacun de ces produits contient des produits chimiques spéciaux pouvant être utilisés pour maximiser certaines caractéristiques. Par exemple, les additifs moussants ont été conçus pour différentes températures. Des additifs de contrôle de l'argile ont été développés pour le contact initial et pour une protection plus durable. Et, des briseurs de gel ont été développés pour diverses applications de température et pour le contrôle du taux de libération.

### VII. Technologies des polymères sans guar et à faible guar

Les derniers efforts de Halliburton portent sur les moyens de réduire ou d'éliminer le besoin de guar dans les situations où son approvisionnement est limité. En raison de la rapidité de la fracturation hydraulique, les composants de nombreux systèmes de fluides ont vu leur demande augmenter de façon fulgurante. Pour garantir la poursuite des performances optimales, Halliburton innove et continue d'innover en matière de formulation et de solutions de remplacement.

## **CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION**

### **VII.1 Les différents types de systems**

#### **VII.1.1 Service CleanStimSM**

Le service de fracturation CleanStimSM utilise une nouvelle formulation de fluide de fracturation à base d'ingrédients provenant de l'industrie alimentaire. Le service CleanStim constitue une avancée majeure dans la technologie des fluides de fracturation. Outre les avantages environnementaux, le système de fluide CleanStim offre d'excellentes performances en termes de pompabilité, de transport de l'agent de soutènement et de conductivité conservée. Les tests de laboratoire ont montré une conductivité conservée supérieure à 90% après 24 heures d'écoulement. Le système est applicable sur une large plage de température offrant un temps de pompage allant jusqu'à 30 minutes à 107 ° C (225 ° F).

#### **VII.1.2 Service PermStimSM**

La technologie des fluides de fracturation PermStim est centrée sur un fluide sans guar, reposant sur des réactions de réticulation éprouvées dans quels mécanismes instantanés ou différés sont disponibles. En utilisant les nombreux agents de réticulation Halliburton, il est possible d'obtenir un contrôle précis de la viscosité en fonction des besoins du réservoir et des besoins opérationnels.

Le liquide PermStim ne contient pratiquement pas de résidus insolubles. Le système de fluide est applicable entre 38 ° C (100 ° F) et 135 ° C (275 ° F). Il peut être utilisé à des températures plus élevées lors des effets de refroidissement sont considérés.

Les avantages du fluide PermStim par rapport aux systèmes de fluides traditionnels à base de guar incluent:

- Pratiquement aucun résidu
- Nettoyage du puits amélioré
- Perméabilité améliorée du pack de soutènement
- viscosité contrôlable.

#### **VII.1.3 Service EZ-StimSM**

Le service EZ-StimSM utilise la nouvelle technologie de réticulation polymère au borate pour fournir les performances d'un fluide réticulé au borate de premier plan, mais avec beaucoup moins de guar.

Le service de fracturation EZ-Stim contribue à améliorer l'efficacité des traitements hybrides et de la fracturation des puits de forage horizontaux longs. Utilisant jusqu'à 60% de guar en moins, le système de fluide réduit les pressions sur la tête de puits, nécessite moins de puissance hydraulique et réduit les résidus de gel de guar.

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

### VII.2 Systèmes de fluides à base d'eau largement utilisés

En termes de volume pompé, les systèmes de fluides de fracturation les plus largement utilisés comprennent les fluides Delta Frac, Hybor, SilverStim et de l'eau à frottement réduit.

Les technologies Halliburton comprennent le service AquaStim pour les traitements de fractures d'eau à frottement réduit, le service pHaserFrac pour la compatibilité avec le CO<sub>2</sub>, le service Sirocco pour les températures élevées et le service DeepQuest qui permet la fracturation de réservoirs ultra profonds.

### VII.3 Service Delta Frac

Le fluide Delta Frac est un système optimisé de fluide de fracturation au borate qui fournit une viscosité élevée avec de faibles concentrations de gel. En fait, le service Delta Frac fournit à peu près la même viscosité qu'un fluide de fracturation au borate classique, mais utilise jusqu'à 33% de gel en moins. Une charge de polymère réduite peut aider à réduire les dommages à la formation, à améliorer la conductivité conservée et à réduire la quantité de broyeur requise. Tout cela se traduit par une productivité et une rentabilité améliorées.

- Aide à réduire les dégâts de formation.
- Fournit une conductivité supérieure retenue.
- Fournit un excellent transport d'agents de soutènement.
- Obtient des pauses propres et complètes.
- Le système simple à utiliser améliore la qualité et aide à réduire le temps passé sur place.

HPH breaker est une solution enzymatique particulièrement efficace dans les traitements au Delta Frac jusqu'à environ 140 ° F.

Il possède une stabilité au pH élevée, très efficace et économique à pH 8 et plus.

*Tableau.V.1: Les différents systèmes utilisés à Halliburton*

Fluid System	Polymer	Crosslinker	Maximum Temp °F
<b>CleanStim</b>	Non-Guar	Al	225
<b>PermStim</b>	Non-Guar	Zr, Al	275
<b>EZ-Stim</b>	G	B	160
<b>Sirocco</b>	CMHPG	Zr	400
<b>DeepQuest</b>	HPG CMHPG	B, Zr	325
<b>Hybor</b>	G, HPG	B	320
<b>SeaQuest</b>	HP	B/Ti	300
<b>Pur-Gel III</b>	CMHPG	Zr	275
<b>pHaserFrac</b>	CMHPG	Zr	275
<b>Delta Frac</b>	G, HPG	B	200
<b>Silver Stim LT</b>	G	B	100

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

Pour les puits à moyenne température, le service Delta Frac capitalise sur les avantages offerts par les marteaux oxydants. Solution de briseur activée ViCon NF - un nouveau système oxydant exclusif

Le disjoncteur convient particulièrement aux températures supérieures à 170 ° F.

### VII.4 Service de fracturation HyborSM

Le fluide Hybor est un fluide réticulé au borate retardé utilisant du gélifiant guar ou HPG. Le fluide Hybor est recommandé pour les puits avec des températures statiques de fond (BHST) de 125 ° à 300 ° F et offre ces caractéristiques de performance:

- Fluide à haute viscosité.
- Peut être utilisé de manière semi-continue ou mélangée par lots.
- Le fluide réticulé se réchauffe après le cisaillement.
- Le gâteau de filtration sur gel réticulé se nettoie avec la production d'eau.
- Le gâteau de filtration peut être cassé avec les agents OptiFlo II et III.

### VII.5 Service de fracturation SilverStim LT

Le service de fracturation SilverStim LT améliore la conductivité retrouvée et la performance environnementale, tout en simplifiant la sélection et la tarification des fluides. Il est conçu pour des applications entre 80 et 180 ° F.

Le service de fracturation SilverStim LT tire pleinement parti des connaissances d'Halliburton sur la chimie des polymères à base de guar et les réactions de réticulation. Le service comprend un système de fluide stabilisé avec contrôle intégré de l'argile et des mécanismes de freinage.

Ce système complet offre des avantages importants:

- Réduction des dommages de fracture grâce à des ruptures de polymère efficaces.
- Une conductivité retrouvée améliorée fournie par des ensembles de disjoncteurs optimisés. Cela peut contribuer à augmenter la production et à améliorer le retour sur investissement en fonction des conditions spécifiques du réservoir.
- Le système de réticulation complet facilite le pompage et améliore le contrôle et l'assurance de la qualité.
- Répond aux exigences de la CleanWater Act
- Un prix comprend le gel, les additifs de contrôle de l'argile et les brisants.
- L'amélioration de l'efficacité de la tarification permet de faire correspondre les prix des factures proposées et réels, même si des modifications de conception sur site sont apportées.
- L'emballage du système élimine le besoin de charges individuelles de produits chimiques, ce qui réduit le contrôle et la validation des tickets.

## **CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION**

### **VII.6 Service de fracturation pHaserFracSM**

Le service pHaserFrac comprend un polymère de guar dérivé compatible avec le dioxyde de carbone et pouvant être utilisé avec jusqu'à 7% de chlorure de potassium (KCl) pour une protection maximale de l'argile.

Le gel CMHPG dans le liquide pHaserFrac est réticulé dans la plage de pH acide du CO<sub>2</sub>, il n'y a donc pas de changement substantiel en caractéristiques de gel lorsque du CO<sub>2</sub> est ajouté. L'addition de CO<sub>2</sub> au fluide de fracturation donne au fluide plus d'énergie (due au CO<sub>2</sub> dilatation) pour faciliter le reflux et le nettoyage de la formation après le traitement de la fracture.

### **VII.7 Service de fracturation SiroccoSM**

Ce service étend les avantages prouvés du fluide de fracturation à faible teneur en polymère aux puits à température élevée avec l'avantage supplémentaire de la compatibilité du sel. Sirocco fluid fournit la excellentes capacités de transport d'agents de soutènement classiques Les systèmes fluides CMHPG utilisent toutefois moins de polymère de base, ce qui entraîne une conductivité retrouvée beaucoup plus élevée.

- Peut être utilisé avec de l'eau à 2% de KCl ou un substitut de KCl comme base et ne subit pas la perte de viscosité presque totale

Systèmes de fluides basés sur CMG.

- Fournit une viscosité et une efficacité des fluides très prévisibles. Le fluide Sirocco a tendance à ne pas être "thermiquement mince" aussi rapidement que les autres fluides de fracturation largement utilisés. Le fluide Sirocco peut être personnalisé pour fournir la pause optimale en fonction des besoins du réservoir.

### **VII.8 Service DeepQuestSM**

Le service DeepQuest permet la stimulation hydraulique et la décompression des réservoirs ultra profonds sans dépasser les limites de sécurité des équipements de surface, des collecteurs haute pression. La profondeur de puits verticale dans les environnements offshore et terrestres peut entraîner des pressions de traitement de surface supérieures à 15 000 psi dans une fracturation typique ou FracPacSM service sur un puits TVD de 25 000 pieds. Le fluide pondéré DeepQuest peut réduire la pression de traitement de surface de 18%, le ramenant ainsi la limite de 15 000 psi des tuyaux flexibles.

### **VII.9 Service AquaStimSM**

Les technologies de service de fracturation de l'eau AquaStim sont conçues pour aider les opérateurs à obtenir de meilleurs résultats de fracturation des traitements utilisant de l'eau à

## CHAPITRE V: LES SYSTEMES DE FLUIDES DE FRACTURATION

friction réduite, notamment une production améliorée et une récupération de la charge, ainsi qu'une réduction des dommages à la fracture.

Le service AquaStim comprend la percée Technologie de service GasPerm 1000SM. Parmi les autres nouvelles technologies pouvant faire partie du service AquaStim pour la fracturation de réservoirs non conventionnels, citons la viscosité OptiKleen-WF agent réducteur et réducteur de friction FR-56.

Une nouvelle version de SandWedge Enhancer, spécialement formulée pour les traitements de fracturation, peut être très efficace lorsque utilisé avec le service AquaStim pour aider à maintenir la conductivité à long terme et à contrôler la formation des particules fines. [24]

# *Chapitre VI*

*Partie expérimentale : essai de  
rupture des gels (break test)*

## CHAPITRE VI (PARTIE EXPERIMENTALE): ESSAI DE RUPTURE DES GELS (BREAK TEST)

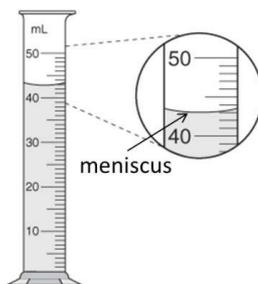
### I. Équipement de laboratoire

#### I.1 Cylindres gradués

Les cylindres gradués sont disponibles en différentes tailles. Les tailles les plus courantes sont les suivantes :

250 mL, 500 mL ou 1 000 mL.

Tous les cylindres gradués sont lus en mesurant la partie la plus basse du ménisque. Le ménisque est la partie inférieure de la trempette convexe du liquide dans le cylindre.



*Fig. VI.1 : Cylindres gradués de 50ml*

#### I.2 Mélangeurs

Les bases et les pots de mélangeur viendront dans une variété de types et de tailles. Il est recommandé de vérifier le bon fonctionnement du mélangeur et du récipient avant de mélanger des produits chimiques avec celui-ci.

Nous pouvons le faire en plaçant un bol mélangeur vide sur la base et en l'allumant lentement pour avoir une idée de la vitesse et de la sensibilité du mélangeur. Une fois que nous maîtrisons le fonctionnement du mélangeur, nous pouvons l'utiliser pour mélanger des produits chimiques.

Ajoutez toujours d'abord de l'eau ou du fluide de base dans le bol du mélangeur, démarrez le vortex, puis ajoutez les additifs.

Nous utiliserons un mélangeur pour fournir le cisaillement afin de mélanger et de préparer efficacement un gel linéaire.

## CHAPITRE VI (PARTIE EXPERIMENTALE): ESSAI DE RUPTURE DES GELS (BREAK TEST)



*Fig. VI.2: mélangeur électrique.*

### I.3 Seringues

Les seringues sont disponibles dans une variété de tailles, chacune avec des précisions de mesure différentes. Les seringues les plus courantes que nous utiliserons sont les 1 ml, 3 ml, 6 ml et 60 ml.



*Fig. VI.3: Seringues.*

### I.4 Balances

Les balances peuvent prendre diverses formes. Le plus souvent, nous utiliserons une balance de type à chargement par le haut. [25]



*Fig. VI.4: Balance électrique.*

## **CHAPITRE VI (PARTIE EXPERIMENTALE): ESSAI DE RUPTURE DES GELS (BREAK TEST)**

### **II. Essai de rupture des gels “Break Testing”**

En détermine comment le breaker sera ajouté:

les instructions suivantes montre comment ajouter le breaker à un fluide:

*Tableau VI.1: Procédure pour les briseurs traditionnels et les briseurs encapsulés*

Procédure pour les briseurs traditionnels		Procédure pour les briseurs encapsulés
<b>1</b>	Mélanger le gel linéaire comme d'habitude, pendant 90 s	Mélanger le gel linéaire comme d'habitude, pendant 90 s
<b>2</b>	Au bout de 90 secondes, ajoutez le séparateur liquide directement dans le mélangeur tout en mélangeant	Au bout de 90 secondes, transférer le gel dans un bocal en verre pour les tests de rupture statique ou dans le Fann Thermo-Cup pour les tests de rupture dynamique
<b>3</b>	Transférer le gel dans un bocal en verre pour les tests de rupture statique ou dans le Fann Thermo-Cup pour les tests de rupture dynamique	Ajoutez un briseur solide directement dans le bocal en verre ou dans le Fann Thermo-Cup (assurez-vous d'utiliser la bonne concentration en fonction du volume).  liquide que vous avez dans le pot ou la tasse)

#### **Tâche 1: Si nécessaire, préparez une suspension de briseur de liquide**

*Tableau VI.2: Étapes pour la préparation d'une suspension de briseur de liquide.*

étape	Action
<b>1</b>	Mesurer 100 mL d'eau
<b>2</b>	Peser 2,4 g de briseur SP ou GBW-30.
<b>3</b>	Combinez les 100 ml d'eau avec le broyeur solide dans un bocal et agitez jusqu'à ce que le broyeur solide soit dissout.

## CHAPITRE VI (PARTIE EXPERIMENTALE): ESSAI DE RUPTURE DES GELS (BREAK TEST)

### Tâche 2: effectuer des tests de rupture statiques et dynamiques

*Tableau VI.3: Étapes pour effectuer des tests de rupture statiques et dynamiques.*

étape	Action
<b>1</b>	Préparez 500 ml de gel de base, mélangez pendant 90 secondes.
<b>2</b>	Au bout de 90 secondes, continuez à mélanger et ajoutez du briseur liquide au gel de base.
<b>3</b>	Mélanger pendant 10 secondes supplémentaires
<b>4</b>	Arrêtez de mélanger dans le mélangeur et ajoutez du briseur solide. Remuer avec une spatule ou verser le gel entre les gobelets pour obtenir un briseur solide mixte.
<b>5</b>	Versez 250 ml de gel dans un bocal en verre et placez-les dans un bain-marie a température de 150 ° F.
<b>6</b>	Verser 200 ml de gel dans le Fann Thermo-Cup
<b>7</b>	Réglez la Thermo-Cup à 150 ° F
<b>8</b>	Placez le liquide dans la Thermo-Cup sur un Fann 35 en marche. Gardez le gel sur le viscosimètre en cours d'exécution pendant la durée du test.
<b>9</b>	Enregistrez la lecture du cadran et la température pendant environ 60 minutes ou jusqu'à le gel est cassé (la lecture du cadran est $\leq 5$ cP).

### Tâche 3. Vérifier les résultats

Un fluide gélifié n'est considéré comme véritablement cassé que s'il ne retrouve pas sa viscosité une fois refroidi. Consultez le tableau suivant qui contient des instructions sur la vérification des résultats.

*Tableau VI.4: Instructions sur la vérification des résultats.*

Étape	Test statique (après environ 1 heure)	Test dynamique (une fois que les lectures du cadran sont $\leq 5$ cP)
<b>1</b>	Extraire l'échantillon du bain chauffant.	Éteignez Thermo-Cup.
<b>2</b>	Laisser le gel refroidir à la température ambiante.	Laisser refroidir le gel à la température ambiante.
<b>3</b>	Placez sur Fann 35 pour déterminer la viscosité.	Placez le gel sur Fann 35 pour déterminer la viscosité.
<b>4</b>	Assurez-vous que la viscosité est $<5$ cP à 77 ° F.	Assurez-vous que la viscosité reste inférieure à 5 cP à 77 ° F.
<b>5</b>	Si le gel ne se brise pas complètement, réglez le Briseur ou augmentez sa concentration.	Si le gel ne se brise pas complètement, réglez le Briseur ou augmentez sa concentration.

## **CHAPITRE VI (PARTIE EXPERIMENTALE): ESSAI DE RUPTURE DES GELS (BREAK TEST)**

### **III. Effectuer un test de rupture d'émulsion**

#### **III.1 Signification:**

Afin de déterminer le tensioactif approprié et sa concentration requise pour empêcher une émulsion stable, cet essai doit être effectué avant le travail.

#### **III.2 Procédure:**

Les tests d'émulsion doivent être effectués avec du gel brisé et une formation brute:

*Tableau VI.5: Étapes d'un test de rupture d'émulsion.*

Étape	Action								
<b>1</b>	Verser 50 mL de gel cassé dans un bocal								
<b>2</b>	Ajouter 0,5 gal / Mgal de surfactant au gel brisé, mélanger en secouant <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"><thead><tr><th style="text-align: center;">Point de consigne</th><th style="text-align: center;">Volume par gel de 50 ml</th></tr></thead><tbody><tr><td style="text-align: center;">0.5 gal/Mgal</td><td style="text-align: center;">0.025 mL</td></tr></tbody></table>	Point de consigne	Volume par gel de 50 ml	0.5 gal/Mgal	0.025 mL				
Point de consigne	Volume par gel de 50 ml								
0.5 gal/Mgal	0.025 mL								
<b>3</b>	Ajouter 50 ml de brut au mélange gel-surfactant brisé								
<b>4</b>	Fermez hermétiquement le pot								
<b>5</b>	Secouez vigoureusement le pot pendant 30 secondes.								
<b>6</b>	Enregistrez si l'émulsion est cassée à des intervalles de temps de 1, 5 et 10 minutes. <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"><thead><tr><th style="text-align: center;">Temps</th><th style="text-align: center;">Oui/Non</th></tr></thead><tbody><tr><td style="text-align: center;">1 min</td><td></td></tr><tr><td style="text-align: center;">5 min</td><td></td></tr><tr><td style="text-align: center;">10 min</td><td></td></tr></tbody></table>	Temps	Oui/Non	1 min		5 min		10 min	
Temps	Oui/Non								
1 min									
5 min									
10 min									
<b>7</b>	Répétez les étapes 1 à 6 avec des quantités variables de surfactant ou surfactants alternatifs, jusqu'à une séparation de 100% en 10 minutes ou moins à température ambiante								

#### **III.3 Interprétation des données**

Si la séparation à 100% du fluide de fracturation ou acide et du pétrole brut se produit en 10 minutes ou moins à température ambiante, le test est réussi. Ces résultats recommandent les mélanges et les concentrations de tensioactifs ou tensioactifs à utiliser avec le fluide. [26]

# *Chapitre VII*

*Résultats et discussions*

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### I. Introduction

Des traitements de stimulation de la fracture ont été réalisés sur un puits situé à In-Aminas le 1<sup>er</sup> 2-3-4-5 Avril 2019. Les traitements ont été effectués par le district de Hassi Messaoud dans le laboratoire de Halliburton et consistaient en un traitement de fracture principale : une analyse de l'eau de source, et un test de rupture (break test)

- Le fluide de fracture était le Hybor, un fluide aqueux WG-11 : composé principalement d'Hydroxypropyl guar (HPG) réticulé à base de borate K-38
- Et le fluide Serroco, un fluide aqueux WG-18 : un polymère composé principalement de Carboxymethylhydroxypropylguar (CMHPG) réticulé à base de métal Zirconium.

### II. Test de laboratoire

#### \*Objectif

Des tests de fluides ont été effectués pour les traitements de fracture sur le puits de Sonatrach - In-Aminas

Un échantillon de l'eau de base a été prélevé dans le puits source de Tinhirt pour les opérations de fracturation du traitement du puits de In-Aminas et a été utilisé pour tous les tests. Les tests de laboratoire comprenaient une analyse de l'eau, des tests de break time de fluide de fracturation à l'aide d'un rhéomètre de type : **Fann 35**.

### III. Système de fluide: **Hybor H (Gel à base de PHG)**

#### III.1 Analyse de l'eau sur le terrain

**Source d'eau :** Tinhirt (35 km In-Aminas)

##### III.1.1 Limites de qualité de l'eau pour les fluides de fracturation :

Une analyse de l'eau a été effectuée sur un échantillon d'eau de champ provenant du champ source d'eau afin de s'assurer que l'eau ne contient pas d'impuretés qui pourraient retarder ou empêcher l'hydratation du polymère et / ou la réticulation du gel.

Teste de Qualité de l'eau de source pour assurer qu'elle est acceptable pour une utilisation dans un travail de fracturation. L'analyse de la source d'eau nous permet de détecter la présence de composants susceptibles d'altérer les propriétés du fluide de fracturation et

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

s'assurer que l'eau ne contient pas d'impuretés qui pourraient retarder ou empêcher l'hydratation du polymère et / ou la réticulation du gel.

Le degré d'altération dépend des facteurs suivants :

*Tableau VII.1: limites d'altération de l'eau.*

Paramètres	Limit
Bactérie	< 10 <sup>5</sup> /mL
pH	De 6 à 8
Température	De 40° à 100° F
HCO <sup>3-</sup>	< 300 ppm
Ca <sup>++</sup> Mg <sup>++</sup>	< 2000 ppm
Fe <sup>++</sup>	< 10 ppm
SO <sub>4</sub>	< 1000 ppm
PO <sub>4</sub>	< 5 ppm

### III.1.2 Résultats :

*Tableau VII.2: Résultats d'analyse d'eau*

Échantillon (ID)	Bacteria (org/mL)	TDS (PPm)	Sp Gr	Température (C°)	pH
Water Source	/	8700	1,006	18	7,60

dureté totale (ppm)	Ca <sup>+</sup> (ppm)	Mg <sup>+</sup> (ppm)	Fe <sup>++</sup> (P or N)	Cl <sup>-</sup> (ppm)	HCO <sup>3-</sup> (ppm)	Visual Aspect	Xlink (Y or N)
800	330	470	0,17	85	140	clear	Y

PHOSPHATES	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (ppm)	0,13
	PO <sub>4</sub> (ppm)	0,18
	P(ppm)	0,06
Na <sup>+</sup> Cl <sup>-</sup> (ppm)	-	140,25
SULPHATES	SO <sub>4</sub> (ppm)	200

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### III.2 Test de fluide de fracture : Hybor

Le fluide de fracture suggéré pour ce traitement est le Hybor, dont la composition est la suivante:

*Tableau VII.3: Composition du fluide de fracturation.*

Type d'eau	l'eau de source
Additifs de fluide	10.0 gpt LGC V, 1.0 gpt losurf-300, 0.7 gpt Claweb, 0.1 gpt Fe-1A 3.0 gpt MO-67, 4.0 gpt Cl28, 4.4 gpt K-38 (0.5 ppg)
Stabilisateur/ Briseur	5.0 gpt Gel-Sta 0.7 gpt Vicon

*Tableau VII.4: Paramètres de test.*

Paramètre	Valeur
Température	256°F
Viscosité de fluide de base	38 cp at 78 °F
pH de gel	6,5
pH XL	12
Type de Bop	B5
Type de test	C RPM
Min Accept Visc	200 cp

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### III.2.1 Additives chimiques ajoutées

*Tableau VII.5: Additives chimiques de fluide Hybor*

ADDITIF	FONCTION
<b>CL28M</b>	Agent de réticulation retardé à la source de borate
<b>CLAWEB</b>	Agent de contrôle de l'argile
<b>FE-1A</b>	Tampon à faible pH
<b>GS-5</b>	Agent de suspension polymère pour LGC.
<b>GEL-STA</b>	Gel Stabilisant haute température
<b>CAT III</b>	Activateur de briseur pour une température inférieure à 200 ° F
<b>K-38</b>	Agent de réticulation instantané source Borate
<b>SP-BREAKER</b>	Briseur oxydant solide pour des températures supérieures à 120F
<b>VIKON NF</b>	Briseur oxydant liquide
<b>WG-11</b>	Hydroxypropyl guar
<b>LGC-V</b>	Concentré de gel liquide à base de diesel contenant 4 lb / gal de WG-11
<b>LOSURF-300</b>	Tensioactif non ionique
<b>MO-67</b>	Tampon pH élevé
<b>OPTI FLO-III</b>	Briseur solide à libération retardée
<b>BE-3S</b>	Biocide spécifiquement testé pour une utilisation dans les fluides de fracturation gélifiés à base d'eau sujets à la dégradation bactérienne
<b>CL-31</b>	Agent de réticulation
<b>GASPERM 1000</b>	Agent de micro-émulsion non ionique

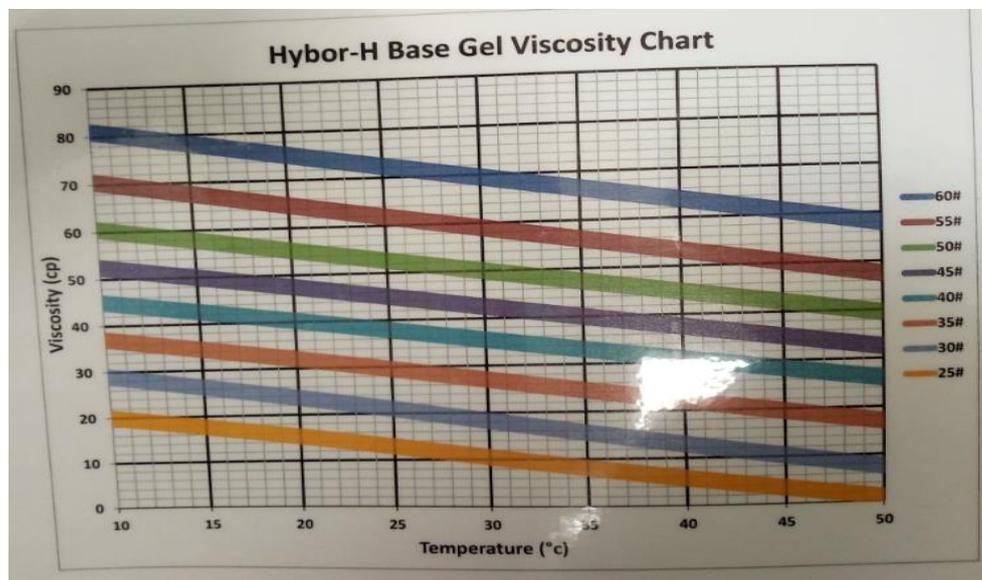
## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### III.3 TEST DE LABORATOIRE

#### III.3.1 Préparation de Gel basique (Base Gel)

**\*Procédure :**

1. Mesurez la quantité de liquide souhaitée et transférez-la dans un mélangeur.
2. Commencez par mélanger le mélange fluide dans les additifs dans l'ordre suivant :
  - biocide
  - Stabilisateur d'argile
  - polymères
  - tampons d'hydratation
  - tensioactifs et non émulsifiants
3. Agiter pendant une durée appropriée pour le développement de la viscosité.
4. Mesurer la viscosité sur un Fann 35 et préparer par rapport aux tableaux de viscosité publiés pour ce polymère (Voir figure 1)



*Fig. VII.1 : diagramme correspond à la viscosité de gel basique de fluide « Hybor »*

5. Faites les ajustements nécessaires pour ramener la viscosité dans la plage acceptable.
6. Notez la viscosité et le pH comme le montre tableau 6.

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### \* Résultats: Test de Hybor

Tableau VII.6: Spécifications de test

Système de gel	<b>40# Hybor H</b>
PH du gel de base	<b>6,5</b>
Température	<b>78 °</b>

### \* Résultats du test d'hydratation

Tableau VII.7: résultats du test d'hydratation (mesure de la viscosité chaque 05 minutes)

Test d'hydratation	
Temps (min)	Viscosité (cP)
<b>5</b>	<b>36</b>
<b>10</b>	<b>37</b>
<b>15</b>	<b>38</b>
<b>20</b>	<b>38</b>

### III.3.2 Préparation de Gel réticulé (Crosslinked Gel)

#### III.3.2.1 Procédure :

1. En utilisant le gel de base tel que mélangé ci-dessus, ajoutez l'agent de réticulation et le tampon au niveau approprié pour le système testé.
2. Observez la réticulation et enregistrez l'heure.

#### III.3.2.2 Résultats :

On a fait 02 tests , le Tableau 7 montre les différentes compositions de 02 fluides , l'un on a leur ajouté un stabilisateur et l'autre sans stabilisateur , et on a obtenu 02 différents résultats (02 graphs comme le montre figure 2 et 3 )

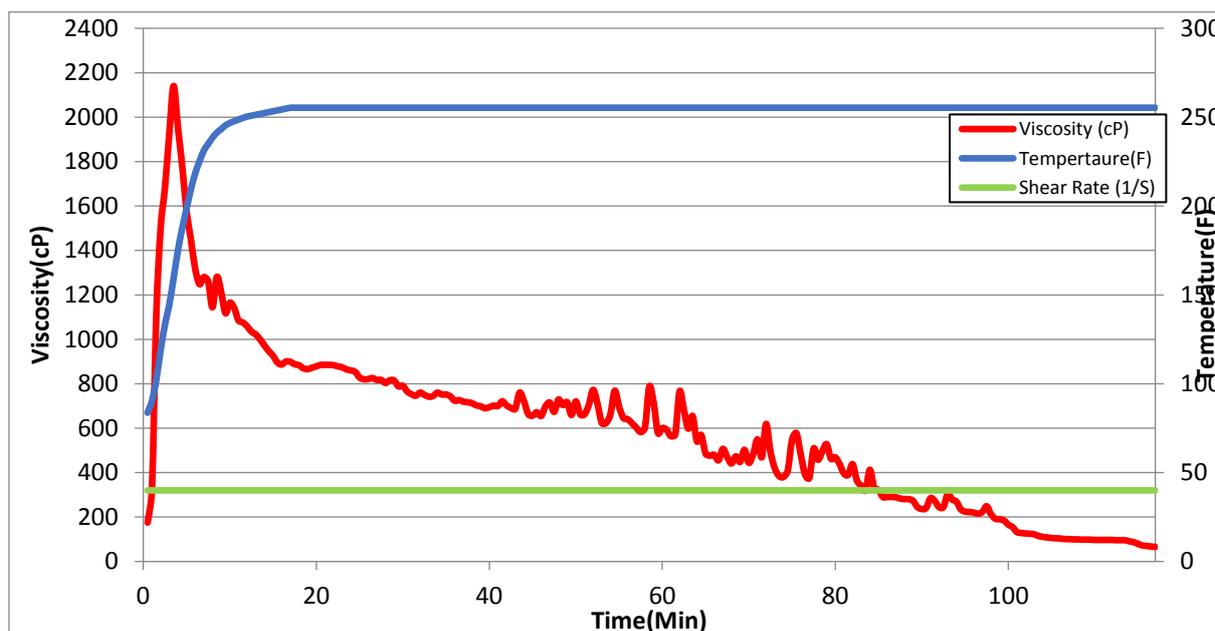
Tableau VII.8: Résultats obtenus de 02 tests

	Température d'essai (degF)	GEL STA (gpt)	K-38 (gpt)	CL-28 (gpt)	M0-67(gpt)
Test :1	<b>256</b>	<b>5,0</b>	<b>4,4</b>	<b>4,0</b>	<b>3,0</b>
Test :2	<b>256</b>	<b>0,0</b>	<b>4,4</b>	<b>4,0</b>	<b>3,0</b>

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

	VICON NF (gpt)	OPTIFLO III (ppt)	XL Time	Break Time (Min)	date du test
Test :1	0,7	0,0	3'00''	98	4/4/2019
Test :2	0,7	0,0	3'00''	44	5/4/2019

### A- Résultats TEST 1 (+GEL STA)



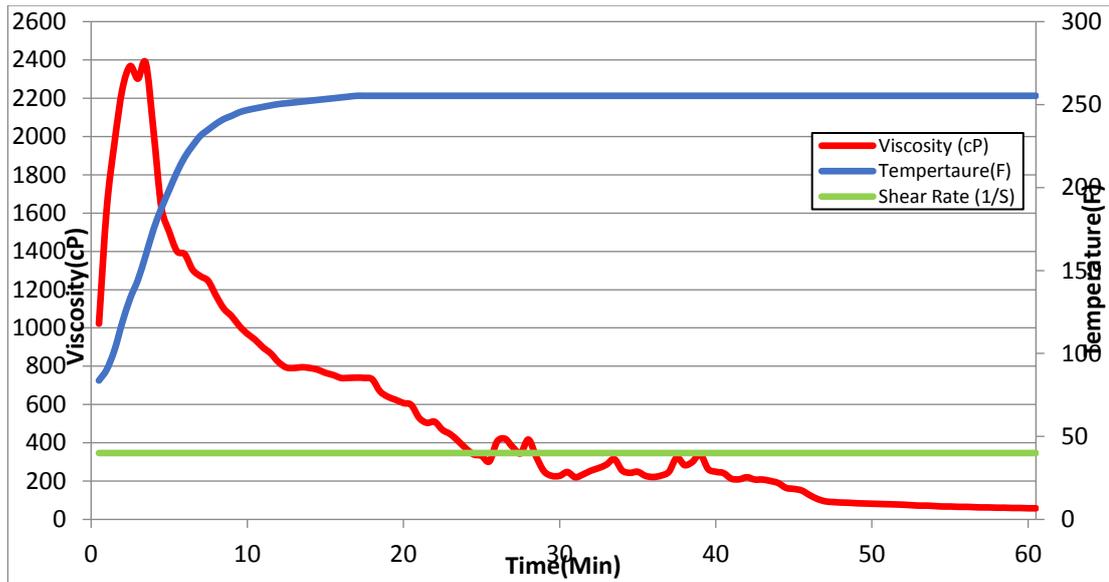
**X-Time= 3'00''**

**Break Time: 98 Min**

*Fig. VII.2 : Mesure de la viscosité en fonction de temps (break time : avec l'ajout d'un stabilisateur).*

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### B- Résultats du TEST 2 : (- GEL STA)



X-Time= 3'00''

Break Time: 44 Min

Fig. VII.3 : Mesure de la viscosité en fonction de temps (break time :sans l'ajout d'un stabilisateur) .

### III.3.3 Résultats: Essais Fann 35

Un rhéomètre de température élevée au laboratoire Halliburton Hassi Messaoud a été utilisé pour vérifier la conception du fluide et la recommandation du Briseur. Un échantillon d'eau Tinhirt a été utilisé pour les tests.

Un temps de pause ou de rupture (Break time) est obtenu avec une combinaison de briseur spécifique du polymère (PHG) et quelque additifs avec :

- une fois :l'ajout d'un stabilisateur (GEL-STA) 0,5 (gpt) (Test 1)
- et l'autre fois sans l'ajout de stabilisateur (Test 2)

Test 1 (+GAL-STA) : Au-dessus de 100 minutes; le gel est complètement cassé.

Test 2 (- GAL-STA) : Au-dessus de 50 minutes; le gel est complètement cassé .

L'analyse de la figure (2,3) montre que la viscosité augmente avec l'augmentation de la température au début de temps (10 mins) et une vitesse de cisaillement constante, jusqu'à atteindre une valeur maximale, à ( $T=250F^{\circ}$ ) qui représente la température du fond ,après la stabilisation de cette dernière , la viscosité va se diminuée jusqu'à la rupture de fluide à certain temps on l'appel le temps du la rupture de fluide (Break time)

On constate que l'addition de stabilisateur GEL STA aide d'augmanter le temps de la rupture (break time) de 44min (Fig. VII.3) jusqu'à 98min (Fig. VII.2).

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### IV. Fluid System: Serocco : Gel à base de (CMHPG)

#### IV.1 Analyse de l'eau sur le terrain

Source d'eau : Tinhirt (35 km In-Aminas)

\*Résultats:

*Tableau VII.9: Résultats d'analyse d'eau.*

Échantillon (ID)	Bacteria (org/mL)	TDS (PPm)	Sp Gr	Température (C°)	pH
Water Source	/	3600	1,002	22	7,15

dureté totale (ppm)	Ca <sup>++</sup> (ppm)	Mg <sup>++</sup> (ppm)	Fe <sup>++</sup> (P ou N)	Cl <sup>-</sup> (ppm)	HCO <sup>3-</sup> (PPM)	Visual Aspect	Xlink (Y ou N)
560	400	160	0,07	180	350	clear	Y

PHOSPHATES	P2O5(ppm)	0,14
	PO4(ppm)	0,19
	P(ppm)	0,06
Na <sup>+</sup> Cl <sup>-</sup> (ppm)	-	297
SULPHATES	SO4 (ppm)	300

#### IV.2 Test de fluide de fracture : Serocco

Le fluide de fracture suggéré pour ce traitement est le Serocco, dont la composition est la suivante :

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

*Tableau VII.10: Composition du fluide de fracturation.*

Type d'eau	l'eau de source
Additifs de fluide	10.0 gpt LGC VI, 1.0gpt Gas perm , 0.7 gpt Claweb, 0.2 gpt BA-20, 1.0 gpt BA-40L, 1.0 gpt CL-24, 1.0 gpt CL-23.
Stabilisateur/ Briseur	7.0 gpt Gel-Sta 0.0 gpt Vicon

*Tableau VII.11: Paramètres de test.*

Paramètre	Valeur
Température	290°F
Viscosité de fluide de base	35 cp at 78 °F
pH de gel	6,4
pH XL	10,2
Type de Bop	B2X
Type de test	C RPM
Min Accept Visc	/ cp

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### IV.2.1 Additives chimiques ajoutées

*Tableau VII.12: Additives chimiques de fluide Serocco.*

ADDITIF	FONCTION
<b>CL24</b>	Agent de réticulation primaire
<b>CLAWEB</b>	Agent de contrôle de l'argile
<b>FE-1A</b>	Tampon à faible pH
<b>GS-5</b>	Agent de suspension polymère pour LGC.
<b>GELSTA</b>	Gel Stabilisant haute température
<b>CAT III</b>	Activateur de briseur pour une température inférieure à 200 ° F
<b>CL-23</b>	Agent de réticulation secondaire à base de metal (Zirconium)
<b>SP BREAKER</b>	Briseur oxydant solide pour des températures supérieures à 120F
<b>VICON NF</b>	Briseur oxydant liquide
<b>WG-18</b>	Gélifiant-CMHPG
<b>LGC-VI</b>	Concentré de gel liquide à base de diesel contenant 4 lb / gal de WG-18
<b>LOSURF 300</b>	Tensioactif non ionique
<b>BA-40L</b>	Agent tampon
<b>OPTIFLO-III</b>	Briseur solide à libération retardée
<b>BE-3S</b>	Biocide spécifiquement testé pour une utilisation dans les fluides de fracturation gélifiés à base d'eau sujets à la dégradation bactérienne
<b>CL-31</b>	Agent de réticulation (cross-linker)
<b>GASPERM 1000</b>	Agent de micro-émulsion non ionique
<b>BA-20</b>	Agent tampon
<b>Methanol</b>	Utilisé pour diluer le CL-24 si nécessaire

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### IV.3 TEST DE LABORATOIRE (Break test )

#### IV.3.1 Préparation de Gel basique (Base Gel)

##### \*Procédure:

1. Mesurez la quantité de liquide souhaitée et transférez-la dans un mélangeur.
2. Commencez par mélanger le mélange fluide dans les additifs dans l'ordre suivant :
  - Biocide
  - Stabilisateur d'argile
  - Polymères
  - Tampons d'hydratation
  - Tensioactifs et non émulsifiants
3. Agiter pendant une durée appropriée pour le développement de la viscosité.
4. Mesurer la viscosité sur un Fann 35 et préparer par rapport aux tableaux de viscosité publiés pour ce polymère (Voir : Fig. VII.4)

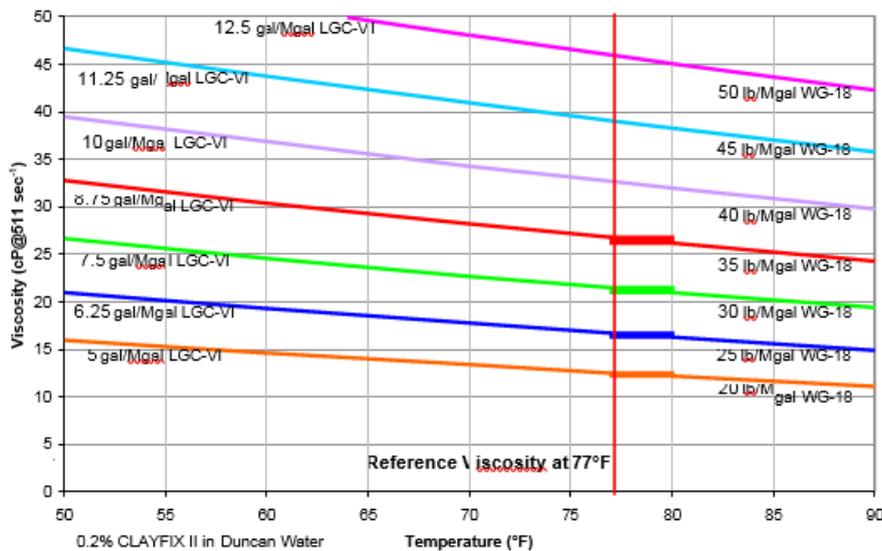


Fig. VII.4 : Diagramme correspond à la viscosité de gel basique de fluide «Serocco»

5. Faites les ajustements nécessaires pour ramener la viscosité dans la plage acceptable.
6. Notez la viscosité et le pH comme le montre (Tableau 12 ,13).

**Note :** Tous les tests correspond au fluide Serocco sont détaillés dans L'annex

##### \*Résultats: Test de Serocco

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

*Tableau VII.13: Spécifications de test.*

Système de gel:	<b>40# Sirocco</b>
PH du gel de base:	<b>7</b>
Température:	<b>20 C</b>

*Tableau VII.14: Résultats du test d'hydratation : mesure de la viscosité en fonction du temps.*

Test d'hydratation	
Temps (min)	Viscosité (cP)
<b>2</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>31</b>
<b>10</b>	<b>33</b>
<b>20</b>	<b>35</b>

### IV.3.2 Préparation de Gel réticulé (Cross-linked Gel)

#### **\*Procédure :**

1. En utilisant le gel de base tel que mélangé ci-dessus, ajoutez l'agent de réticulation et le tampon au niveau approprié pour le système testé.
2. Observez la réticulation et enregistrez l'heure.

#### **\*Résultats :**

On a fait 03 tests, le Tableau 3 montre les différentes compositions de 03 fluides :

**Test 1 :** on a ajouté un stabilisateur **7.00 gpt** de **GEL-STA** et sans l'ajout de Briseur retardé, et on mesure l'efficacité de ce fluide (la Stabilité)

**Test 2 :** après savoir la bonne stabilité du fluide (test1) on a fait le même test et on a mesuré le temps de la rupture de fluids (Break time)

**Test 3 :** Sans l'ajout du stabilisateur GEL-STA, mais on a ajouté **2.00 gpt** du Briseur retardé **OPTIFLO III**

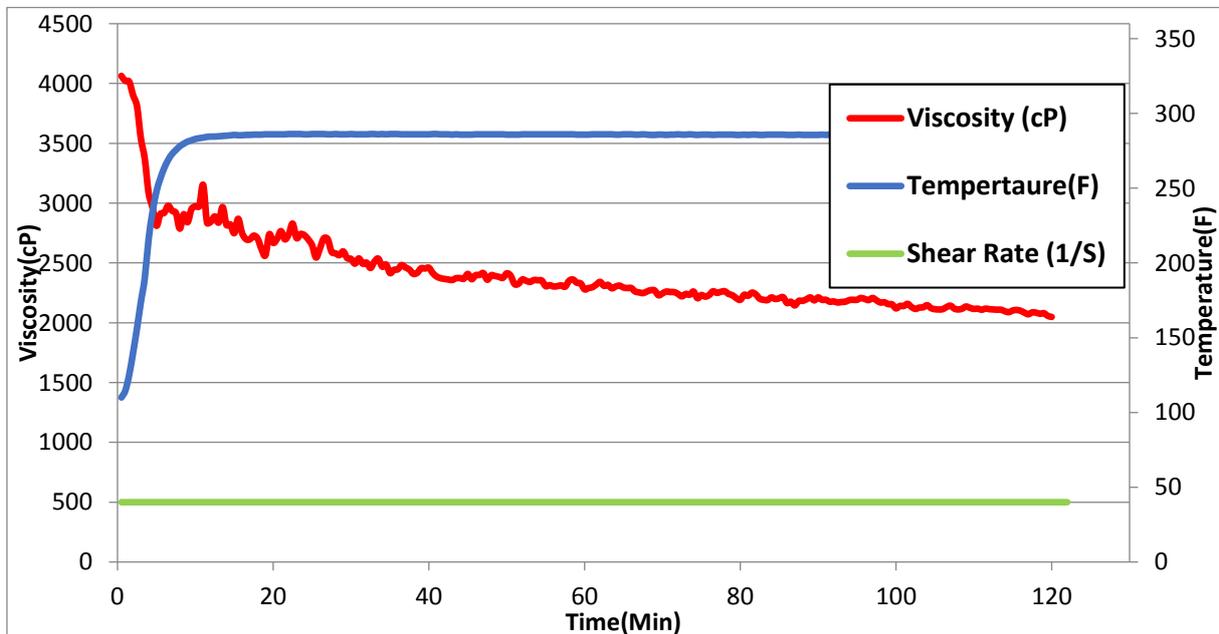
## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

*Tableau VII.15: Résultats obtenus de 02 tests.*

	Température d'essai (degF)	GEL STA (gpt)	CL-23 without dilution	CL-23 with dilution 90%water 10%CI-23	CL-24 without dilution	CL-24 with dilution 50%methanol 50%CI-24
Test.1	290	7,00	0,10	1,00	0,50	1,00
Test.2	290	7,00	0,10	1,00	0,50	1,00
Test.3	250	0,00	0,10	1,00	0,50	1,00

	BA-40L	VICON NF	OPTIFLO III	XL Time	Break Time (Min)	Test Ref
Test.1	1,00	0,00	0,00	4'00''	/	1/4/2019
Test.2	1,00	1,00	0,00	4'00''	127	2/4/2019
Test.3	1,00	2,00	2,00	4'00''	76	3/4/2020

### Résultats du test 1 :



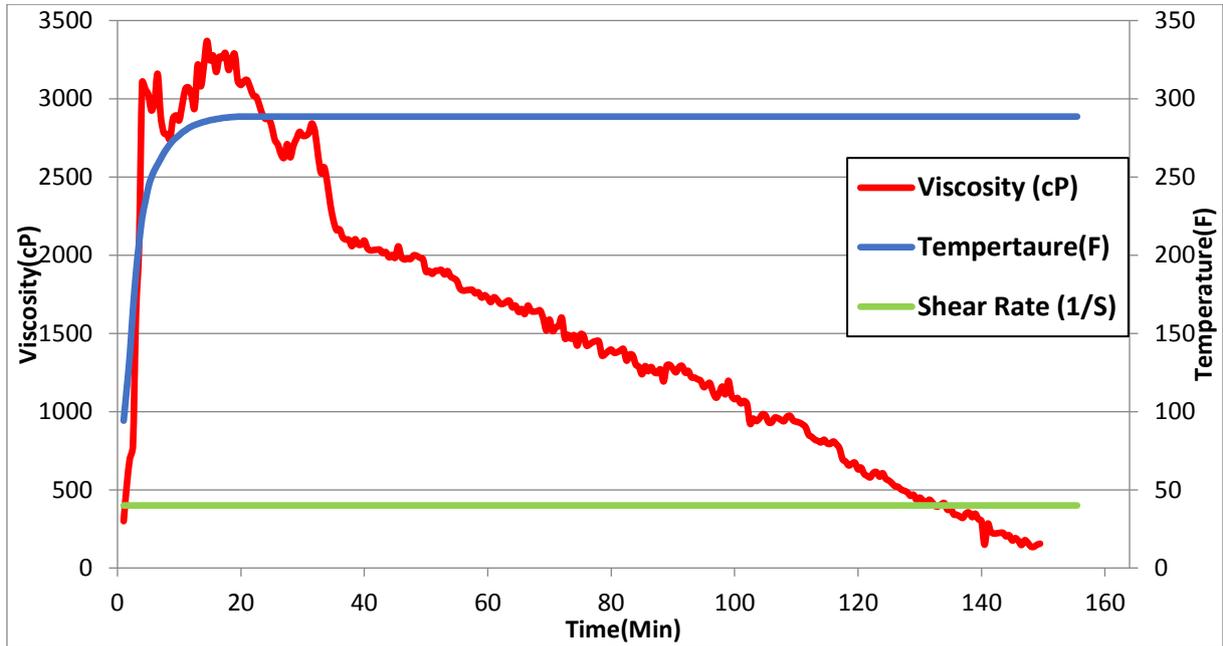
**X-Time= 4'00''**

**Bonne stabilité du gel**

*Fig. VII.5 : Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (test de stabilité de fluide : avec l'ajout d'un stabilisateur et sans l'ajout de Briseur retardé Opti flow III).*

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### Résultats du test 2 :

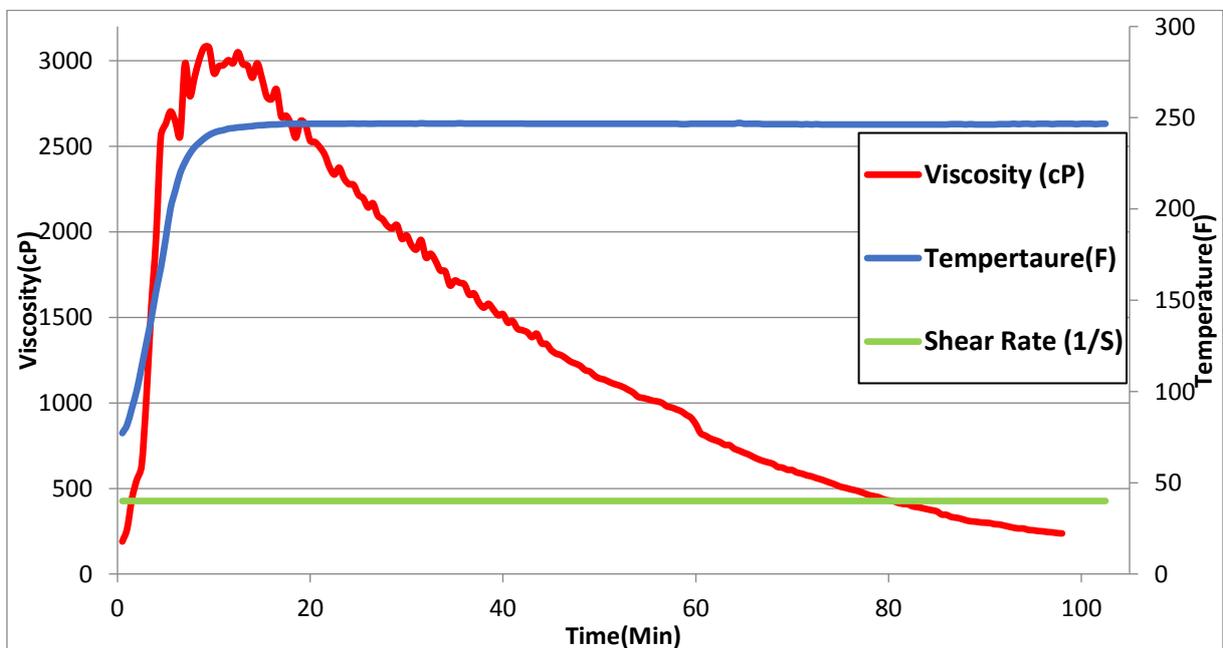


X-Time= 4'00''

Break time:127 min

Fig. VII.6 : Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (Break time de fluide : avec l'ajout d'un stabilisateur et sans l'ajout de Briseur retardé Opti flow III).

### Résultats du test 3 :



X-Time= 4'00''

Break time: 76 min

Fig. VII.7 : Mesure de la viscosité du gel en fonction de temps (Break time de fluide : sans l'ajout d'un stabilisateur GEL STA et l'ajout de Briseur retardé Opti flow III).

## CHAPITRE VII : RESULTATS ET DISCUSSIONS

### IV.4 Résultats : Essais Fann 35

Un rhéomètre de température élevée au laboratoire Halliburton Hassi Messaoud a été utilisé pour vérifier la conception du fluide et la recommandation du Briseur. Un échantillon d'eau Tinhirt a été utilisé pour les tests.

Un temps de pause ou de rupture (Break time) est obtenu avec une combinaison de briseur spécifique du polymère (CMHPG) et quelques additifs :

**Test 1 :** un Test expérimental pour mesurer la stabilité du Gel (+GAL-STA et – OPTI FLOW III) et à T=290F° : il nous donne une bonne stabilité du gel.

**Test 2 :** le même test que le 1<sup>er</sup> et on a mesuré le temps de la rupture : Au-dessus de 130 minutes; le gel est complètement cassé.

**Test 3 (- GAL-STA et + OPTI FLOW III) et à T= 250F° :** Au-dessus de 80 minutes ; le gel est complètement cassé.

L'analyse de la figure 6 montre que la viscosité augmente avec l'augmentation de la température au début de temps (20 mins) et avec une vitesse de cisaillement constante, jusqu'à atteindre une valeur maximale, à (T=290F°) qui représente la température du fond BHST (Bottom Hole Static Temperature), après la stabilisation de cette dernière, la viscosité va se diminuée jusqu'à la rupture de fluide à certain temps on l'appel : (Break time)

L'analyse de la figure 7 montre que la viscosité augmente avec l'augmentation de la température au début de temps (20 mins) et avec une vitesse de cisaillement constante, jusqu'à atteindre une valeur maximale à (T=250F°), après la stabilisation de cette dernière, la viscosité va se diminuée jusqu'à la rupture de fluide à certain temps on l'appel : (Break time)

### Conclusion :

On constate que l'addition de stabilisateur GEL STA aide à augmenter le temps de la rupture (break time = 127min) à une température de (BHST = 290 F°) (figure 6)

On constate dans le 3em test (figure7) que le breaker retardé aide à briser le fluide en peu de temps (break time = 76min) et on a diminué la température T=250 F°.

Parmi les facteurs affectant le temps de rupture, nous pouvons citer :

- La Température (BHST)
- Le stabilisateur (GEL-STA)
- Le Briseur retardé (OPTI FLOW III)

*Conclusion*  
*Générale*

## Conclusion générale

La gomme de guar possède de multiples propriétés physiques et chimiques qui en font un candidat fort dans le monde des excipients dans le domaine pétrolier.

La chimie de la gomme de guar lui permet d'être modifiée chimiquement pour obtenir des dérivés aux propriétés recherchées, moins coûteux, biodégradables, écologiques, et surtout respectueux de l'environnement.

La réticulation peut augmenter jusqu'à 100 fois la viscosité par rapport au gel de base / linéaire.

Différents agents gélifiants peuvent avoir différents sites de réticulation. Les dérivés de Guar ce sont typiquement des groupes hydroxyle (HPG) et / ou carboxyle (CMHPG). Les groupes hydroxyle seront réticulés à pH élevé, tandis que les groupes carboxyle seront réticulés à pH faible.

Rappelons que le poids moléculaire du polymère (guar) est compris entre 500 000 et 2 millions. Un gel réticulé a un poids moléculaire proche de l'infini. C'est ce changement massif de poids moléculaire qui transforme la structure en gel d'un fluide légèrement visqueux en un matériau viscoélastique beaucoup plus robuste.

Les différentes recherches effectuées dans le cadre de la présente étude indiquent que la société d'Halliburton à travers le monde s'orientent vers un fonctionnement des systèmes des fluides bien étudiés, du fait des avantages qu'offre ces fluides à base des biopolymères par rapport à l'utilisation des autres produits toxiques dans la fracturation hydraulique.

Les principales conclusions citées ci-dessus, concernant le choix d'un fluide à base de (CMHPG) au lieu de (HPG) comme un agent gélifiant pour transporter le sable, car son système (Serocco) lui confère une grande stabilité à des températures très élevée.

Les principaux avantages de ces fluides généralement avancés sont :

- Liaison chimique plus forte que le HPG
- Stabilité à haute température jusqu'à BHST= 375 °F
- S'hydrate plus rapidement que les autres dérivés de guar
- La viscosité des solutions de polymères à base de guar aqueuses est affectée par une température élevée (il faut être chauffés), mais les valeurs de viscosité des gels de base de CMHPG entièrement hydratés à une température comprise entre 15 et 30 °C.
- Réticulation à faible pH.
- Un temp de rupture (Break time) plus long que le HPG.

Mais, de côté économique, les agents de réticulation à base de métal -correspond au système Serocco (CMHPG) - ont tendance à être plus coûteux que les agents de réticulation au borate -utilisent dans les fluides à base de HPG (Hybor system) - . Cela peut avoir une influence sur la décision du client concernant le type de système à utiliser. Cependant, le plus souvent, la décision de passer d'un système à l'autre dépendra de la stabilité thermique requise, c'est-à-dire la température en fond de trou (BHST), lorsque on fracture dans des formations à des températures  $BHST < 300^{\circ}F$  on utilise le fluide Hybor (HPG), et si la température  $BHST > 300^{\circ}F$  on utilise le fluide Serocco.

Alors, les deux fluides sont faisables dans les différents cas (type de puits) que l'on rencontre lors d'une opération de fracturation, et bien sûr avec l'accord de client (SONATRACH)

*Référence*

*Bibliographique*

## Références bibliographiques

- [1] M.E. Abdel-Raouf Applications of guar gum and its derivatives in petroleum industry, Egyptian journal of petroleum, 29 May 2018
- [2] Reservoir Stimulation Third Edition, Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, Edition Wiley , (Langue : Anglais).
- [3] Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Tony Martin BJ Services and Michael J. Economides University of Huston, Energy Tribune Publishing Inc. (Langue : Anglais).
- [4] Oil Well Stimulation, Robert S. Schechter, Edition Prentice-Hall (1992) (Langue : Anglais).
- [5] Manuel de fracturation hydraulique, P. Le tirant and L. Gay, Edition Technip (1972) (Langue : Français).
- [6] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Buffers and pH Control p 2-32 (2013)
- [7] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Surfactants p 2-33 ,2-35 (2013)
- [8] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Clay Control p 2-36 (2013)
- [9] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Biocides, p 2-37, 2-38 (2013)
- [10] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Breakers, p 2-39 (2013)
- [11] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, Cooldown and Break-Time , p 2-41 (2013)
- [12] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives, chemical additives injection, p 2-42 (2013)
- [13] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives , chemical additives injection discription table , p 2-43 (2013)

- [14] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, , Lesson 1-3, importance of gelled fluids, polymers, p 3-6 to (2014)
- [15] Mr.S.N.Nemade, Miss.Sweeti B.Sawarkar, Recovery and Synthesis of Guar Gum and its Derivatives International Journal of Advanced Research in Chemical Science (IJARCS) Volume 2, Issue 5, May 2015.
- [16] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, Lesson 1-3, importance of gelled fluids, Vis-Based System, p 3-10 (2014)
- [17] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, Lesson 4-2, Crosslinker Fundamentals,crosslink time, p 4-8 (2014)
- [18] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, Lesson 4-2, Crosslinker Fundamentals,Borate crosslinkers, p 4-11(2014)
- [19] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, Lesson 4-2, Crosslinker Fundamentals,metal crosslinkers, p 4-15 (2014)
- [20] Quality assurance of fracturing fluids, Halliburton Energy Services, Lesson 4-2, Crosslinker Fundamentals,comparison between metal ans non-metal crosslinkers, p 4-18 (2014)
- [21] CH.Kaci, « **influence de l'ajout des polymères (PAC,HEC) et de la température sur le comportement rhéologique et les propriétés électrocinétiques des fluides de forage à base d'eau** » , Thèse de doctorat, 2011.
- [22] Manual de fractura de BJSP, **BJSP services company**, Fluid Mechanics,chapiter 4.4, Measuring Viscosity, p 23, version 1 (June 2005)
- [23] Manual de fractura de BJSP, **BJSP services company**, Fluid Mechanics,chapiter 4.6, Flow regimes and Reynold's number, p 26, version 1 (June 2005)
- [24] Halliburton Fracturing Fluid Systems, STIMULATION , Halliburton production enhancement, 07/2013
- [25] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Lesson 2-5, Chemical Additives , How to identify and use equipments, p 3-38
- [26] Quality assurance of gelled frac fluid, Halliburton Energy Services, Gelled Fluid QA Procedure Guide , How to perform static and dynamic break tests, p XVI- XVII.
- [27] Fundamentals of crosslinking, Quality assurance of crosslinked fracturing fluids, Halliburton energy services, p 1-6 (2013)

# *Annex*

## LES DEFIRENTS TESTS CORRESPOND AU LE FLUIDE SEROCCO

### (A BASE DE CMHPG)

#### Introduction

Le fluide Sirocco est un fluide haute performance à faible teneur en polymères pour la stimulation des fractures. Il repose sur un polymère WG-18 à très faible résidu et un agent de réticulation CL-37 avec des ratios optimisés pour maximiser les performances de viscosité du Modèle 50 pour les puits ayant des températures statiques comprises entre 175 ° F et 375 ° F. Cette plage de température peut être couverte avec des charges WG-18 de 24 à 45 lb / Mgal avec CLAYFIX II et des charges d'agent de réticulation CL-37 appropriées. KCl ou NaCl peuvent également être utilisés à raison de 0,1 à 7%, avec des charges de WG-18 appropriées. Comme le Sirocco est un fluide utilisant des charges de polymère extrêmement faibles, la source d'eau peut influencer sur les performances de réticulation et de rupture, il est donc conseillé de procéder à un test de CQ avant traitement.

#### Produits chimiques

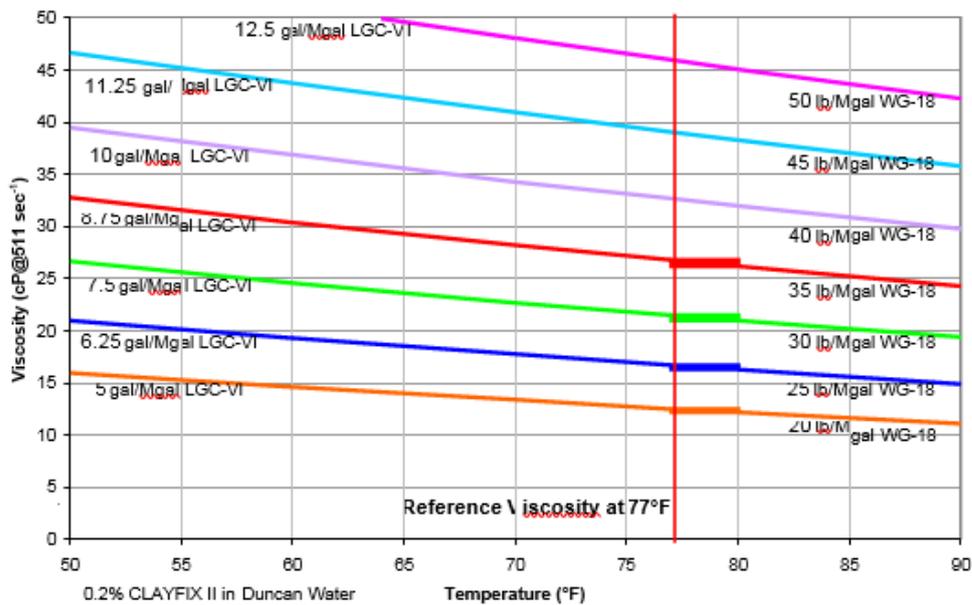
Les produits chimiques utilisés dans les fluides Sirocco sont énumérés dans le tableau 1.

Fonction chimique	Halliburton Nom
Gelling Agent	WG-18 (sac de 50 lb)
Crosslinker	CL-37 (réservoir Hal)
Crosslinker	CL-37 (tambour de 55 gallons)
Secondary Crosslinker	CL-23 (tambour de 55 gallons)
Secondary Crosslinker	CL-31 (tambour de 55 gallons)
Clay Control	CLAYFIX II (tambour de 55 gallons)
Surfactant	LOSURF-300 (tambour de 53 gallons)
Breaker	ViCon NF (tambour de 55 gallons)
Breaker	ViCon NF (réservoir de 330 gal)
Breaker Activator	CAT-3 (tambour de 55 gallons)
Breaker Activator	CAT-4 (sac de 5 gal)
pH Control	BA-20 (tambour de 55 gallons)
pH Control	BA-40L (tambour de 55 gallons)
Gel Stabilizer	GEL-STA L (tambour de 55 gallons)
Gel Stabilizer	GEL-STA (sac de 50 lb)

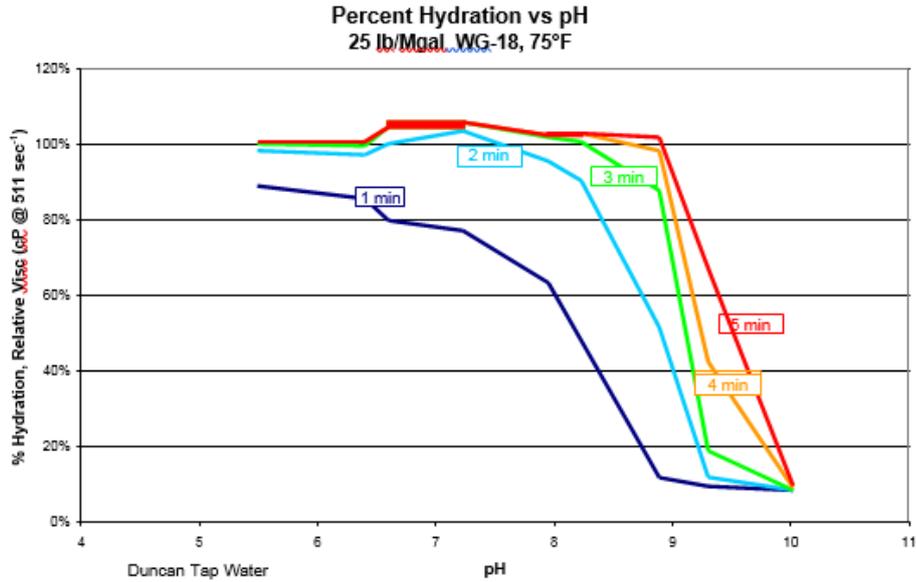
**AGENT GÉLIFIANT - Le WG-18** : est un guar à double dérivation qui a été mis à réagir pour donner un polymère contenant à la fois des groupes carboxyle et des groupes hydroxypropyle. Le carboxyméthylhydroxypropyle guar est couramment abrégé en CMHPG. Le WG-18 s'hydrate plus rapidement que le polymère de guar standard. La viscosité des solutions de polymères à base de guar aqueuses est affectée par la température. Les valeurs de viscosité des gels de base de CMHPG entièrement hydratés à une température comprise entre 15 et 30 ° C sont répertoriées à la figure 1. La viscosité du WG-18 doit être vérifiée dans les laboratoires de terrain par rapport à ce gra

phique. Si les valeurs sont différentes dans les eaux de champ typiques, une nouvelle carte d'étalonnage doit être préparée. Une attention particulière doit être portée au contrôle de la qualité du gel de base. La concentration de l'agent de réticulation doit correspondre à la concentration réelle du polymère pour une performance optimale du fluide. Les données de taux d'hydratation sont illustrées à la figure 2 pour le WG-18, pour un gel de 25 lb / Mgal dans de l'eau du robinet Duncan. Une hydratation lente à un pH élevé peut souvent être accélérée en ajoutant une petite concentration de BA-20 pour abaisser légèrement le pH.

**Fann 35 Viscosité pour les concentrations de WG-18 entièrement hydratées**



**Figure 1. Valeurs de viscosité du WG-18 en fonction de la température.**

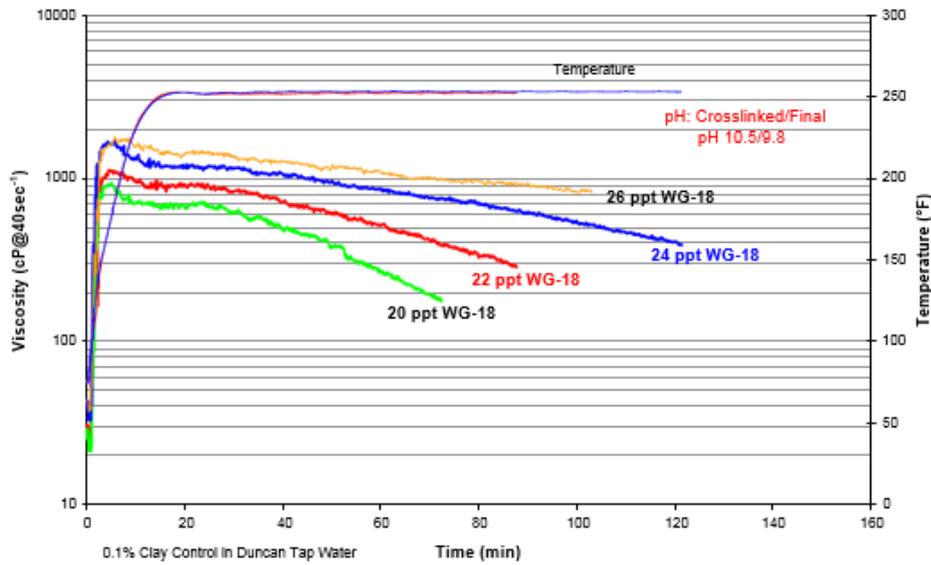


**Figure 2. Hydration rates of WG-18 at different pH values**

## CONCENTRATION EN AGENT GÉLIFIANT

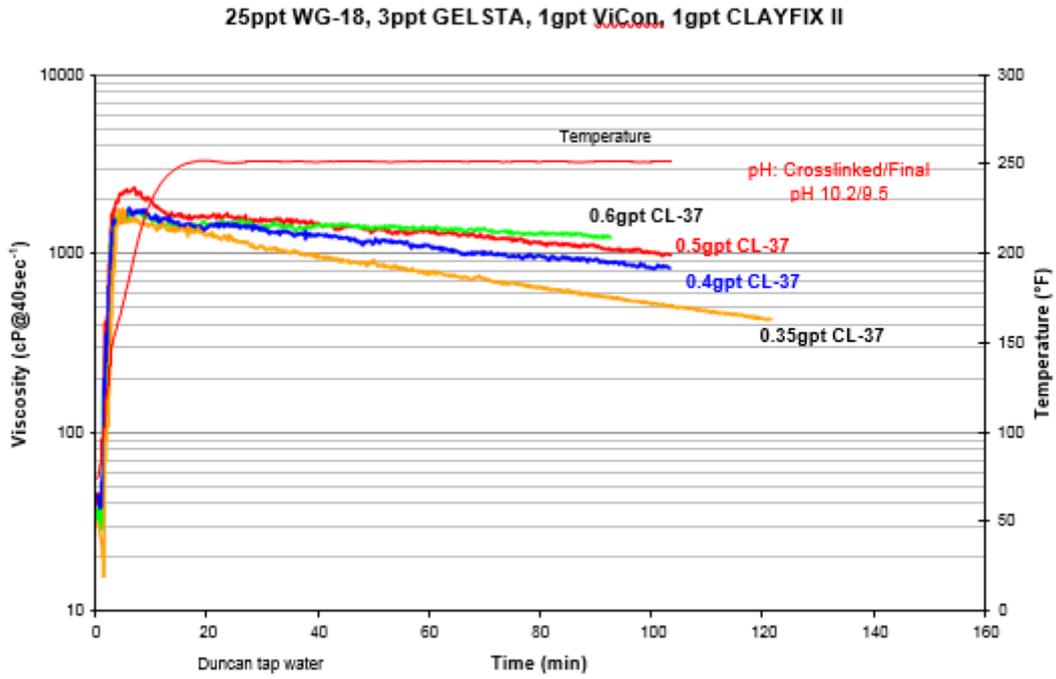
La viscosité du fluide réticulé Sirocco est significativement affectée par la concentration en WG-18, illustrée à la figure 3. À 250 ° F, une augmentation de 10% de la concentration en WG-18 (ajout de 2 lb / Mgal) augmente la réticulation précoce. viscosité d'environ 20%. Lorsque nous utilisons

CLAYFIX II, la concentration minimale de WG-18 est de 24 lb / Mgal. Lors de l'utilisation de KCl ou de NaCl, les concentrations de WG-18 peuvent être inférieures.

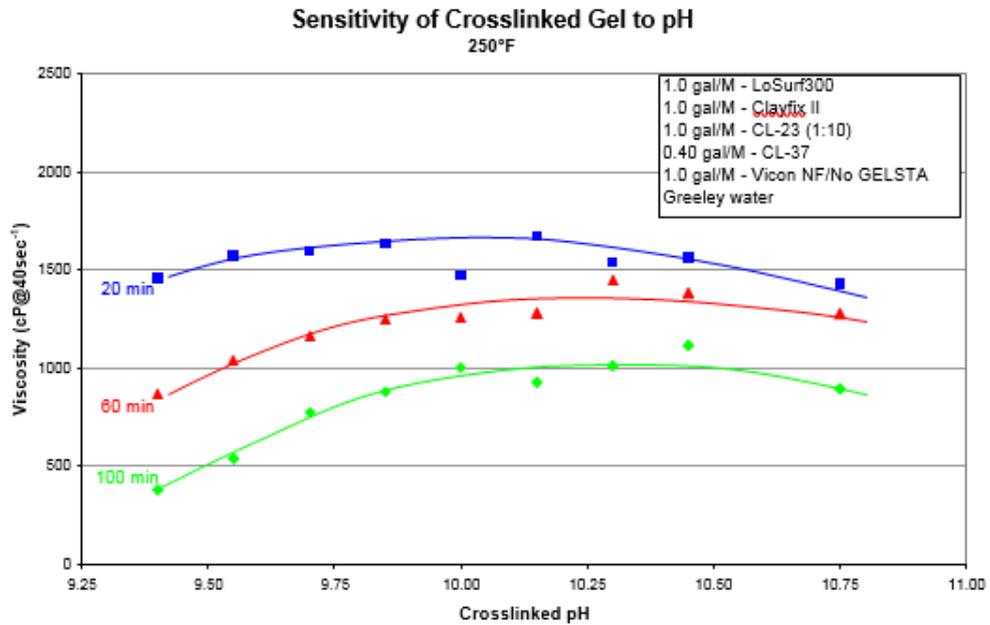


**Figure 3. Effet de l'agent gélifiant sur la viscosité du sirocco à 250 ° F.**

**CROSSLINKER - CL-37** : est un agent de réticulation en métal à réaction retardée pour réduire les frottements et la stabilité à haute température. Le CL-37 peut être dilué avec du méthanol pour le dosage, si nécessaire. La concentration de l'agent de réticulation requise dépend de la concentration en agent gélifiant et de la concentration en argile. Pour une performance optimale du fluide, la concentration de l'agent de réticulation doit correspondre à la concentration réelle du polymère et à la concentration en sel. La figure 7 donne des directives. Le pH du fluide réticulé devrait être d'environ 10,2. La figure 4 montre que les performances de viscosité du fluide sont affectées par la concentration de CL-37. Un agent de réticulation secondaire (jusqu'à 0,1 Gal / Mgal CL-23 ou CL-31) peut être utilisé pour accélérer le temps de réticulation. Le CL-31 augmente le pH du fluide et ajoute également du bore au fluide. Le CL-23 ou le CL-31 peut être dilué avec de l'eau fraîche, si nécessaire, mais l'agent de réticulation dilué doit être utilisé le même jour.



**Figure 4. Agent de réticulation Vary CL-37 dans le fluide Sirocco à 250 ° F.**



**Figure 5. pH optimal pour la stabilité du fluide Sirocco.**

## **CONTRÔLE DU pH**

Le pH du fluide affectera le temps de réticulation; en général, plus le pH du fluide est bas, plus le temps de réticulation est long. Le Sirocco a une stabilité maximale à environ 10,2, mais le liquide fonctionnera toujours entre 9,7 et 10,7 (voir la figure 5). Le BA-40L est l'additif de contrôle du pH le plus efficace pour cette gamme et son pouvoir tampon contribue à maintenir la stabilité du fluide. Le pH du liquide doit être maintenu à 10,5 ou moins lorsque vous utilisez ViCon NF. Au-dessus de 10,5 environ, ViCon NF devient beaucoup plus actif et peut provoquer une interruption prématurée.

## **CONTRÔLE DE L'ARGILE**

Les fluides Sirocco fonctionnent mieux en eau douce. La viscosité réticulée maximale peut être obtenue avec des fluides contenant jusqu'à 0,2% de CLAYFIX II ou 0,1% de KCl ou de NaCl pour le contrôle de l'argile. Les fluides de base contenant des concentrations de sel plus élevées, telles que 2% de KCl, réduiront la taille du polymère de CMHPG et altéreront les performances de l'agent de réticulation. Les fluides de base contenant 2 à 7% de KCl se réticuleront plus rapidement et ils auront besoin de concentrations de réticulant réduites pour éviter la réticulation du fluide. Une légère augmentation de la concentration en polymère pour les fluides KCl peut également être nécessaire pour obtenir des performances égales à celles des fluides CLAYFIX II.

## **SURFACTANTS**

Les tensioactifs anioniques et non ioniques sont généralement compatibles avec les fluides Sirocco. Les liquides de ce manuel contiennent 1 gal de LOSURF-300 / Mgal. D'autres agents tensioactifs peuvent être compatibles, mais doivent être testés avant utilisation.

## 22 lb/Mgal Crosslinked Gel Varying GEL-STA/Vicon NF at 250°F

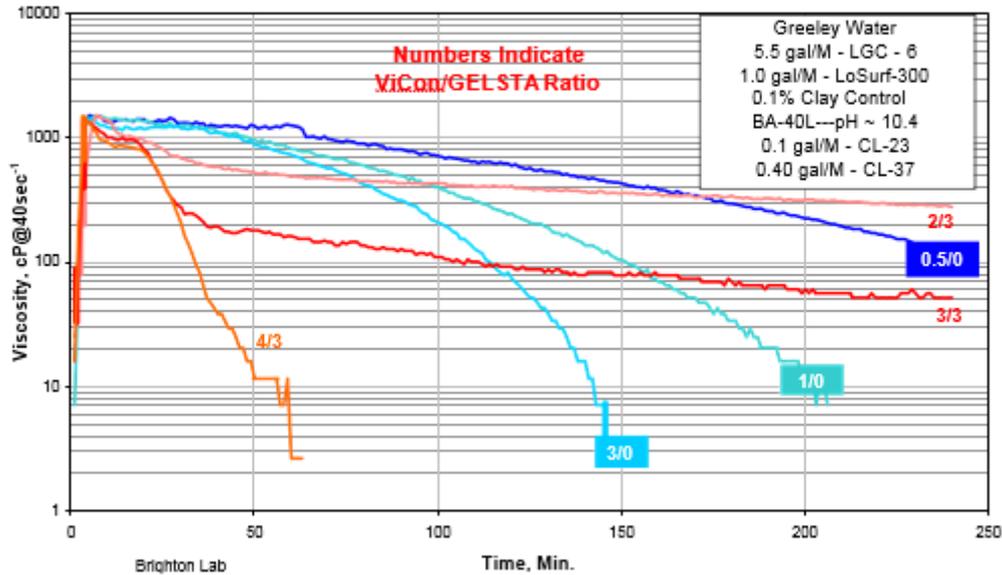


Figure 6. Effet des ratios GEL-STA / ViCon NF sur la stabilité du Sirocco.

### STABILISATEURS ET RUPTURES DE GEL

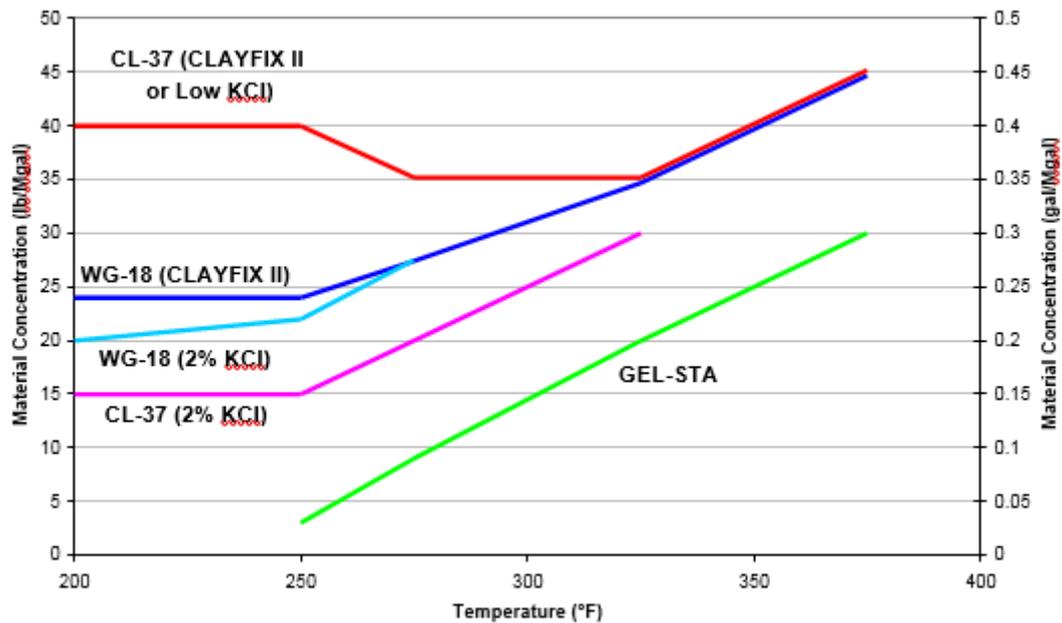
Les liquides de ce manuel ont été testés dans de l'eau du robinet Duncan et contenaient du GEL-STA à des températures comprises entre 250 et 375 ° F. Dans certaines eaux, comme l'eau de la ville de Greeley, le GEL-STA peut ne pas être nécessaire à une température de 250 ° F. À des températures plus élevées, la rupture peut être obtenue en retirant tout ou partie du GEL-STA. Les combinaisons stabilisateur-disjoncteur doivent être adaptées à la température du fluide et à la durée du travail (voir Figure 6). La majorité des tests utilisant des disjoncteurs a été réalisée avec ViCon NF.

À 200 ° F et au-dessous, ViCon NF en association avec CAT-3 / CAT-4 est requis car la température se refroidit au cours des dernières étapes du travail. Pour les faibles concentrations de polymère, les exigences en matière de broyeurs peuvent varier considérablement entre les sources d'eau. Bien que les fluides CMHPG soient généralement plus tolérants à des eaux différentes que les fluides CMG, une certaine sensibilité à la source d'eau peut encore être rencontrée.

### AUTRES ADDITIFS

L'ajout d'autres additifs aux fluides Sirocco, tels que des stabilisants de l'argile, des inhibiteurs de tartre ou d'autres inhibiteurs, doit être soigneusement évalué. Ces additifs

peuvent affecter la vitesse de réticulation du CL-37. Il convient donc de réaliser des tests de réticulation et des tests au viscosimètre à des températures de fracturation afin de déterminer les effets des additifs sur les performances du fluide. La figure 7 donne un guide général en tant que formulation de départ pour un fluide Sirocco, basée sur la connaissance de la température requise en fond de trou.



**Figure 7. Recommandations pour le démarrage de la formulation de Sirocco  
Formulation de gel réticulé**

#### **Applications à haute température: 280 ° F à 375 ° F**

Sirocco fluid: est utile pour une large gamme de températures de fond. Les exemples ci-dessus concernent 250 ° F, mais les exemples ci-dessous illustrent la viscosité du modèle 50 pour un fluide compris entre 280 et 375 ° F. La figure 8 montre un fluide Sirocco de 30 lb / Mgal compatible avec l'agent de soutènement revêtu de résine à 280 ° F. La figure 9 montre la polyvalence avec différents rapports des briseurs GELSTA et ViCon NF à 325 ° F. La figure 10 montre la sensibilité du fluide Sirocco aux variations de pH à 325 ° F. La figure 11 montre l'utilité d'un fluide à faible teneur en polymère, même jusqu'à 375 ° F.

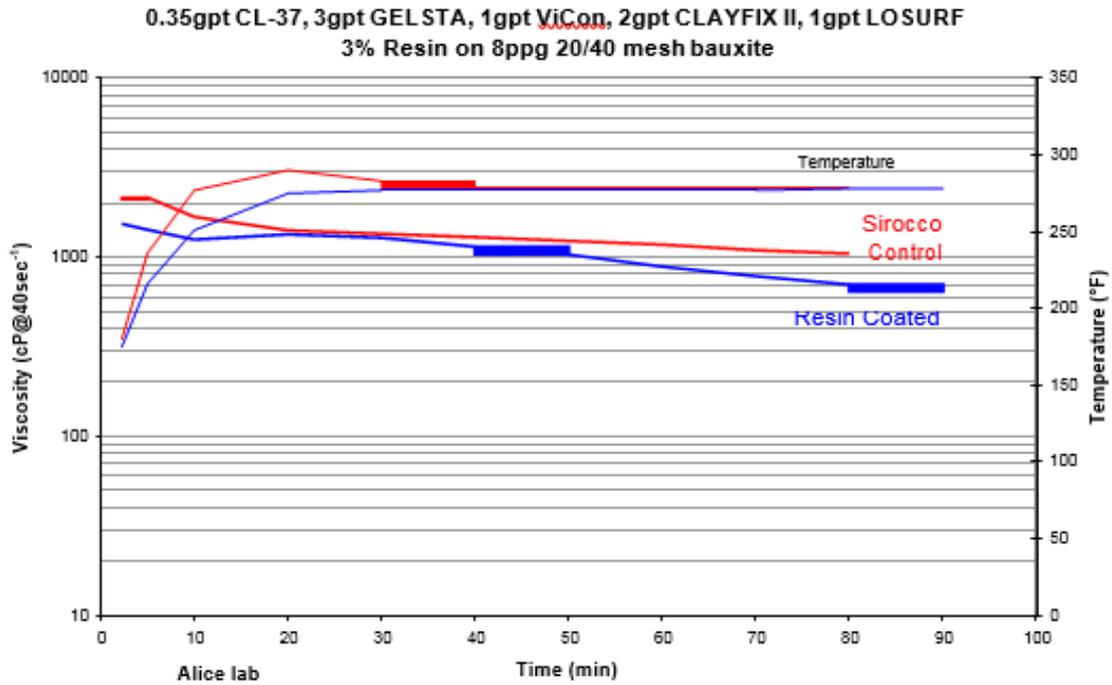


Figure 8. Sirocco 30 lb / Mgal avec couche de résine à 280 ° F

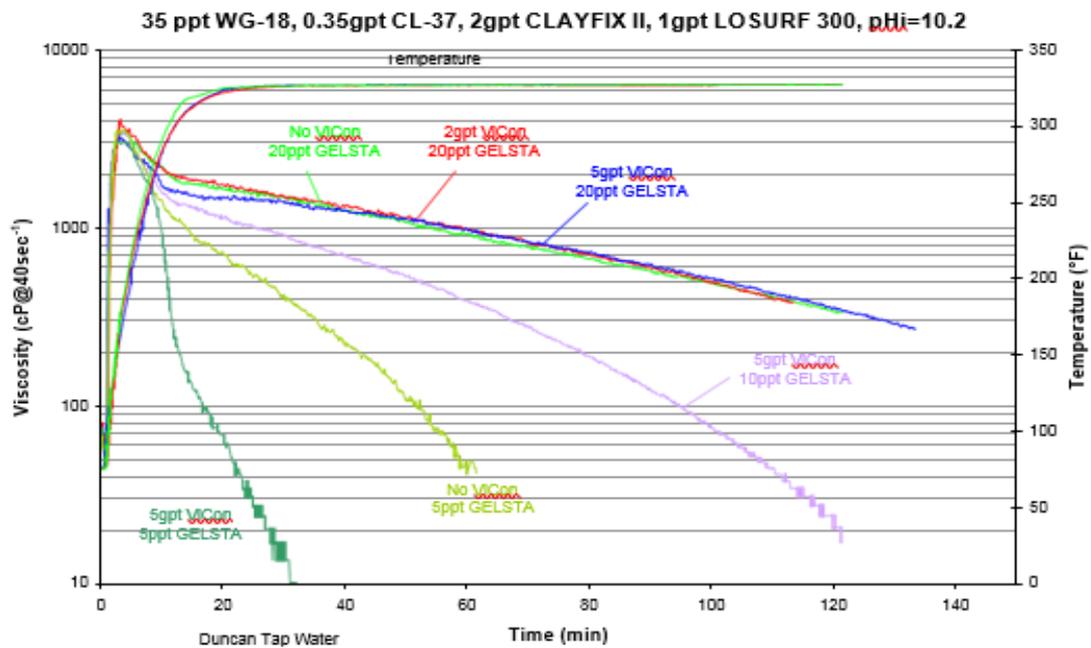
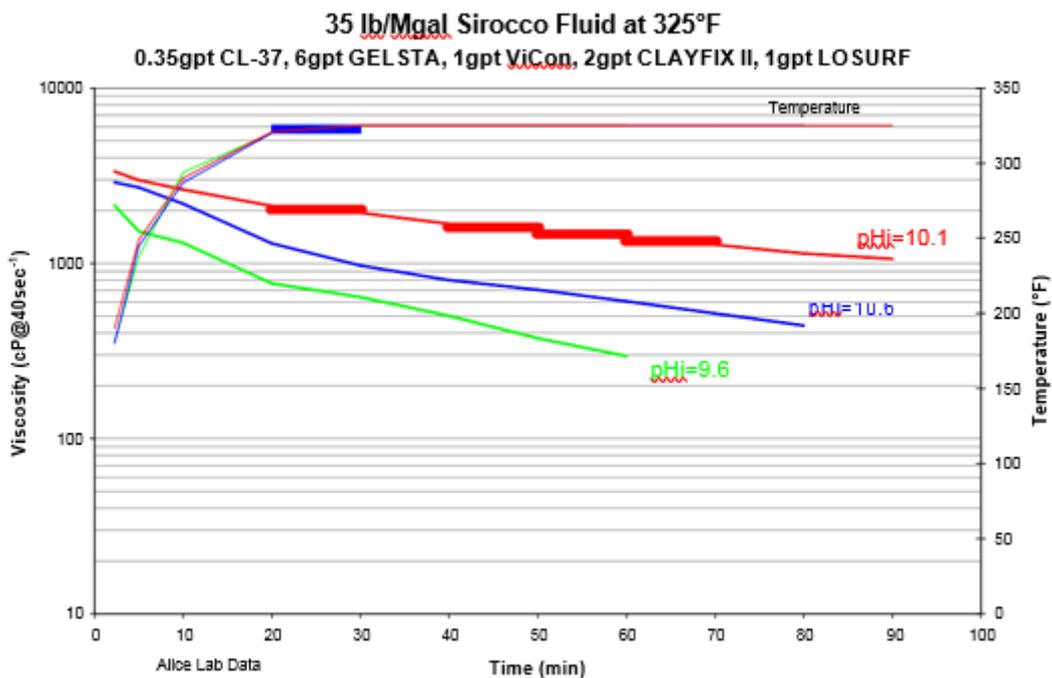
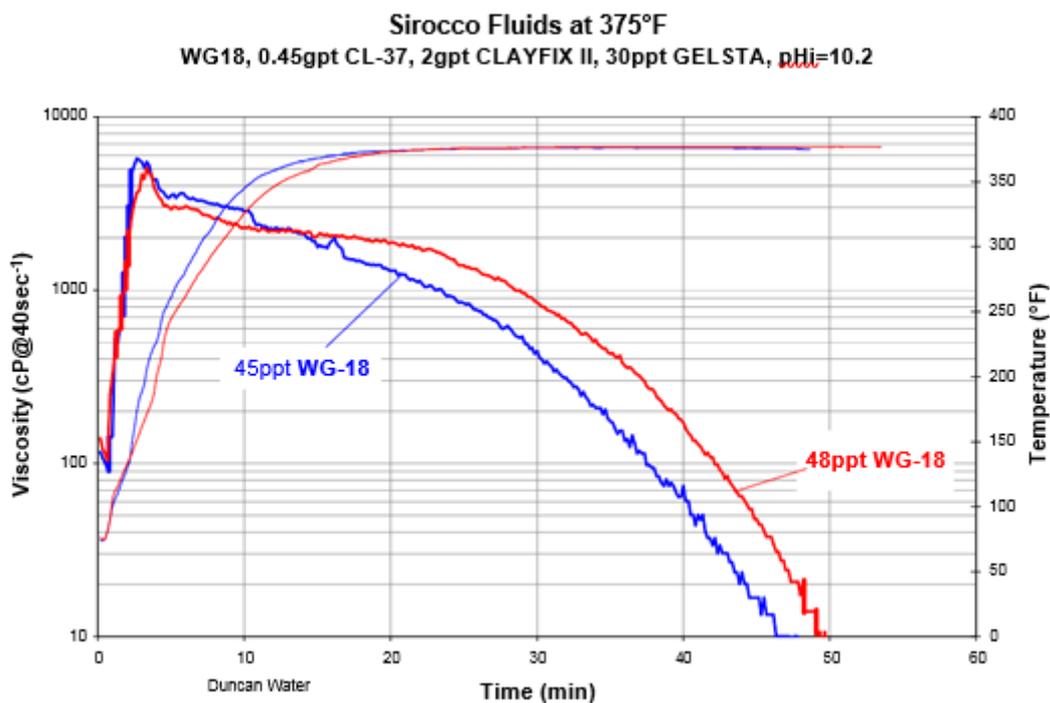


Figure 9. 35 lb/Mgal Fluid with GELSTA/ViCon NF at 325°F.



**Figure 10. Optimisation du pH du fluide Sirocco à 325 ° F.**



**Figure 11. Stabilité des fluides Sirocco à 375 ° F.**

## **PREPARATION EN LABORATOIRE DE FLUIDES SIROCCO:**

Les fluides Sirocco sont conçus pour fonctionner à une température donnée avec la plus faible concentration de polymère WG-18 requise pour réussir le travail. Tous les composants du fluide, c'est-à-dire la concentration en polymère, la concentration en agent de réticulation, le pH et la force ionique, doivent être correctement équilibrés pour que le fluide atteigne une performance maximale. Par exemple, la stabilité du polymère est améliorée à un pH élevé, mais le ViCon NF se décompose également plus rapidement à un pH supérieur à 10,5. Un pH plus élevé provoque une réaction plus rapide de l'agent de réticulation, conduisant à une réticulation excessive. Une force ionique plus élevée (2% de KCl, 30 lb / Mgal GEL-STA) provoque également une réticulation plus rapide. Généralement, une réticulation plus rapide rend un fluide réticulé plus sujet à la dégradation par cisaillement et donc moins stable. Les fluides Sirocco sont une tentative pour minimiser la charge de polymère sur une formation, de sorte que les autres composants doivent être optimisés et équilibrés pour obtenir les performances souhaitées. Les concentrations de départ sont données à la figure 7.

### **Tests de qualité en laboratoire pour les fluides Sirocco**

Les procédures suivantes sont suggérées pour les tests de laboratoire sur les fluides Sirocco. Idéalement, les fluides devraient être préparés à partir d'eau et de produits chimiques qui seront utilisés sur le lieu de travail. Les tests et procédures suivants sont décrits en détail plus loin dans cette section:

- Test du temps de fermeture des liaisons croisées / vortex
- test des lèvres
- test de rupture dynamique
- Test d'assurance qualité / contrôle de la qualité LGC (QA / QC)
- Test de stabilité du gel

### **Préparation du gel de base:**

Effectuez les procédures suivantes pour préparer le gel de base:

1. Déterminez le volume de gel de base nécessaire aux tests requis.
2. Ajoutez ce volume d'eau dans un bol mélangeur de taille appropriée.

3. Mesurer et enregistrer le pH.
4. Ajustez la vitesse du mélangeur pour agiter l'eau vigoureusement mais sans entraîner d'air.
5. Pesez / mesurez les additifs courants et ajoutez-les à l'eau dans l'ordre suivant: bactéricide (BE-3 ou BE-5, généralement présent dans les échantillons soumis), contrôle de l'argile (CLAYFIX II, KCl, NaCl, etc.); confirmer si elles sont présentes dans les échantillons d'eau soumis), les agents de surface (LOSURF-300, etc.).
6. Ajouter un agent gélifiant. Dans la plupart des cas, ce sera comme LGC VI. Si l'échantillon LGC provient du terrain, cette étape permet d'évaluer la qualité. Les données d'hydratation pour le WG-18 sont énumérées aux figures 1 et 2. Le BA-20 peut être facultatif en fonction du pH de l'eau.
7. Une fois les ingrédients mélangés pendant 20 à 30 minutes à la température ambiante, ils doivent être complètement hydratés. Ajoutez d'autres additifs et mélangez pendant 5 minutes supplémentaires.
8. Ajustez le pH à la valeur désirée.
9. Mesurez et enregistrez la température du gel, le pH et la viscosité.
10. Si la viscosité du gel se compare avantageusement aux valeurs indiquées dans la Figure 1, procédez aux tests requis.

**Remarque:** les produits Neutraclay et CLA-STA et d'autres composés cationiques interfèrent avec le CL-37. Évaluez soigneusement les performances du fluide en présence de ces matériaux.

### **Test du temps de fermeture des liaisons croisées / vortex**

Le but de cet essai est de vérifier que le fluide préparé avec des produits chimiques de terrain et de l'eau réticulera comme prévu. Les valeurs de CTV varieront avec l'eau, la concentration en gel, la température, le pH et la concentration d'un agent de réticulation supplémentaire, le CL-23 ou le CL-31. Si une réticulation n'est pas observée, il convient de vérifier quelques paramètres: pH du fluide, concentration en gel, concentration en CL-37.

Ajouter un volume de gel dans un bol mélangeur propre. (Un bol mélangeur Waring de 500 ml avec 250 ml de gel est suggéré). Réglez la vitesse du mélangeur de sorte que la profondeur du vortex se situe au sommet du moyeu de la lame du mélangeur, mais essayez de

minimiser l'entraînement d'air dans le gel. Ajoutez l'agent de réticulation et démarrez le chronomètre simultanément. Lorsque le vortex se ferme, arrêtez le chronomètre. Enregistrez cette valeur comme le temps de réticulation déterminé par la fermeture du vortex.

### **Test des lèvres ( LIP TEST)**

Le LIP test est un test qualitatif permettant d'observer l'ampleur de la réticulation ou de la viscosité du gel. Suivez ces procédures pour effectuer le test de la lèvre:

1. Une fois le fluide réticulé (comme dans le test de réticulation / fermeture de vortex), maintenez le couvercle du récipient sous le récipient pour attraper tout liquide susceptible de tomber.
2. Inclinez lentement l'échantillon de liquide jusqu'à ce qu'il atteigne le bord supérieur du récipient.
3. Inclinez avec précaution le récipient plus loin, en laissant le liquide tomber lentement du récipient.

**Remarque:** Si le fluide présente des caractéristiques de réticulation, il aura tendance à pendre ou à recouvrir le bord du récipient. Laissez la lèvre fluide pendre le plus possible sans se déchirer. Cela peut prendre plusieurs tentatives pour avoir une idée de la force du fluide. Ne pas incliner le conteneur plus de 90 °. Si l'échantillon peut être incliné à 90 °, laissez-le incliné à 5 ° pendant 5 secondes ou jusqu'à ce que la lèvre commence à se déchirer, selon la première éventualité.

**Évaluation:** Les liquides sont considérés comme des liquides s'ils forment une lèvre lorsqu'ils sont inclinés et que la lèvre se déchire.

**Mesure de la lèvre:** longueur estimée la plus longue de la lèvre (en pouces) que le fluide peut conserver sans tomber du conteneur (voir figure 12). Si la lèvre est maintenue pendant cinq secondes ou plus, le fluide est décrit comme étant non versable. Un fluide qui ne se déforme pas et ne se déplace pas lorsque le bocal est incliné est qualifié de rigide.



**WG-18**



**LGC VI**



**LGCVI + proppants**

**Figure 12: test de lèvres (LIP TEST)**

### **Test de stabilité du gel de base:**

Le but de cet essai est de déterminer la présence d'agents dans un échantillon d'eau de terrain qui affecteront la stabilité du gel. Ces agents peuvent être des bactéries ou des enzymes produites par des bactéries. Le test peut être effectué à une température qui simule les conditions que le gel va recevoir sur place.

1. Enregistrez la viscosité de l'échantillon de gel de base. (Si le test est effectué à une température élevée, la viscosité doit être mesurée à cette température pour tenir compte de l'amincissement en température, ou la viscosité finale peut être mesurée une fois que l'échantillon a refroidi à la température ambiante.)
2. Placez 200 ml du gel de base dans un récipient propre et approprié muni d'un couvercle.
3. Laissez statique à la température de test pendant le temps requis (par exemple, 4 à 8 heures).
4. À la fin de la période statique, mesurez et enregistrez la viscosité. Une baisse significative de la viscosité par rapport à la valeur initiale peut indiquer un problème de contamination bactérienne ou enzymatique.

### **Test de rupture dynamique:**

Étant donné que les températures d'application du fluide Sirocco (200 ° F à 375 ° F) dépassent souvent le point d'ébullition, il est recommandé d'effectuer une série de tests au viscosimètre de type 50 horaire des disjoncteurs. Le fluide est généralement considéré comme

capable de transporter l'agent de soutènement dès le début de l'essai tant que la valeur de la viscosité reste supérieure à 500 cP @ 40 sec-1. Le fluide peut être considéré comme cassé lorsque la valeur de viscosité tombe en dessous de 50 cP @ 40 sec-1 et que la courbe présente une pente négative sur un graphique log-viscosité en fonction du temps (pour des exemples, voir les figures 6 ou 9).

### **Test de viscosité réticulée avec le viscosimètre modèle 50**

Préchauffer le bain Fann modèle 50 à une température appropriée (250 ° F) Étalonner avec un fil allongé B2 ou B2, ressort 420

#### **Additifs (typiques pour 250 ° F):**

1000 ml d'eau du robinet 2 ml de CLAYFIX II

3,0 g de CMHPG (25 lb / Mgal)

0,1 ml de BA-20

1,0 mL LOSURF 300 1,25-2,5 mL BA-40L

0,36 g de GEL-STA (3 lb / Mgal)

0,4 ml de CL-37

Accélérateurs CL-23 ou CL-31, si nécessaire Disjoncteur ViCon au besoin

#### **Instructions de mélange de gel:**

- Mettez 1000 mL d'eau du robinet dans le bocal Waring Blendor
- Réglez le mélangeur pour un mélange maximum avec un entraînement minimum d'air
- Ajouter 2 ml de CLAYFIX II
- Ajouter 3,0 g de CMHPG et agiter pendant 20 secondes.
- Ajouter 0,1 mL de BA-20 et hydrater pendant 10 min.
- Ajouter 1,0 mL de LOSURF 300
- Ajuster le pH avec BA-40L à 10,2 - 10,3 (2,15 mL de BA-40L dans de l'eau Duncan)
- Mesurer le pH (10.1-10.3) et enregistrer comme pH tamponné
- Ajouter 0,36 g de GEL-STA, mélanger 1 minute

- Mesurer et enregistrer la viscosité du gel de base sur du Fann 35 (B1, R1 à 300 tr / min) à 20°C.
- Ajouter un Briseur
- Ajoutez 0,4 mL de CL-37 et les accélérateurs, mélangez 1 minute
- Transférer 65 ml dans un gobelet modèle 50 et commencer le test de viscosité.
- Mesurer le pH et enregistrer comme pH réticulé
- Après le test de viscosité, refroidir le liquide à 80 ° F, mesurer et enregistrer le pH final.

#### **Viscosimètre modèle 50:**

- Placez une tasse contenant 65 ml de liquide sur un viscosimètre
- Réglez la pression à 300 psi
- Réglez la rotation de la tasse à 400 tr / min.
- Soulever le bain préchauffé (250 ° F)
- Lorsque la température de l'échantillon atteint 95 ° F, réinitialisez la rotation de la tasse à 106 tr / min.
- Effectuer le test pendant 120 minutes ou jusqu'à ce que la viscosité diminue en dessous de 50 cP.
- Vérifiez le tracé rapide pour la forme de la courbe "normale"
- Signalez la viscosité cP à 40 sec -1 à 20 minutes et à 60 minutes.

#### **MÉLANGE DE CHAMP SUR Sirocco**

Le fluide Sirocco doit être préparé avec de l'eau provenant du lieu qui a été testé. La figure 1 répertorie les valeurs de viscosité du WG-18 à différentes températures. Si la viscosité mesurée du gel est inférieure à 1 cp pour 20 à 25 lb gel / Mgal ou à 2 cp pour 30 à 45 lb gel / Mgal à partir de la valeur indiquée pour la concentration en polymère particulière, un polymère supplémentaire doit être ajouté au fluide. Il faut veiller à prévoir suffisamment de temps de mélange et d'hydratation pour une hydratation complète. Un des principaux avantages du fluide Sirocco pour le client est la faible concentration en gélification qui se traduit par une conductivité améliorée et une production améliorée. Si 10 à 20% de polymère

supplémentaire est ajouté au-dessus de la concentration en gel spécifiée, nous perdons de l'argent et le client ne tire peut-être pas pleinement les avantages d'un traitement Sirocco correctement effectué.

Évaluez la réticulation du gel liquide de base avant le traitement. Testez l'agent de réticulation de l'emplacement avec des échantillons de chaque réservoir de gel. Les concentrations d'agent de réticulation requises pour les fluides Sirocco sont répertoriées à la figure 7. Le Briseur utilisé pour le système doit être dilué dans une quantité d'eau suffisante pour pouvoir être mesuré dans la plage de la pompe du mélangeur. La concentration du briseur doit être testée pour les conditions de puits spécifiques avec l'eau et les produits chimiques à utiliser pour le traitement.