N° d'ordre : N° de série :

## Université de Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

Pour obtenir le Diplôme de Master Option : Production des hydrocarbures

Presenté par :

SEID Souheib et ABD EL AZIZ Maroua

-Thème -

## Étude de l'influence des VES et nanoparticules sur la conductivité du proppant après la fracturation hydraulique

Soutenue le 07/10/2020

Devant le jury composé de :

DOBBI Abd El Madjid LEBTAHI Hamid GUENAOUI Ali Seyfeddine BOUFADES Djamila

MCA Président MCB Rapporteur Doctorant Co-rapporteur MAA Examinateur Univ. Kasdi Merbah Ouargla Univ. Kasdi Merbah Ouargla Univ. Kasdi Merbah Ouargla Univ. Kasdi Merbah Ouargla

Année universitaire 2019/2020

#### Remerciement

En premier lieu nous tenons à remercier notre Dieu qui nous a donné la puissance pour terminer ce travail.

Nous tenons à remercier très chaleureusement et spécialement notre promoteur Monsieur **LEBTAHI Hamid** qui a accepté de suivre ce travail, pour sa disponibilité, sa guidance, son écoute et ses conseils précieux grâce à lesquelles nous avons pu persévérer et rester toujours motivés.

Nous présentons nos remerciements aux membres de juré d'examen d'avoir accepté d'examiner ce travail et pour leurs remarques et leurs observations constructives

Et avec un plaisir particulier que nous remercions notre frère avant tous, Monsieur **BENNACER Rached** ingénieur de la Division Production de 'SONATRACH' à Hassi Messaoud pour son aide et pour la motivation qui nous donne toujours

Nous adressons nos remerciements à tous les enseignants qui ont travaillé avec honnêteté et par leur encouragement et leur aide ont contribués à notre formation durant toutes nos études à l'Université de Kasdi Merbah Ouargla.

Enfin, nous remercions tous nos amis et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

## Dédicace

Je dédie ce travail à ma famille Ma mère Slama Souad et mon père Lahcen A ma sœur Manar et mes trois frère Chihab,Ibrahim, Zoubier.

- ABD EL AZIZ Maroua -

## Dédicace

Je dédie ce travail à ma petite famille

Mes chers parents, ma mère BOUSSOUAR Hadjira et mon père SEID Abdelkader A mon frère Haithem et mes trois sœurs Hiba, Rihem et la petite Chahd.

- SEID Souheib -

## Tableau des matières

Remerciement

Dédicaces

Tableau des matières

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction générale

#### Chapitre I : Revue de la littérature

I-1 Introduction	1
I-2 Les types des réservoirs	1
I-2-1 Réservoirs gréseux	1
I-2-2 Réservoirs carbonatés	1
I-3 Les endommagements de la formation de réservoirs	1
I-3-1 La productivité de puits	1
I-3-1-1 Le facteur de skin	1
I-3-1-2 L'indice de productivité (IP)	2
I-4 Les endommagements de la formation de réservoir	2
I-5 La stimulation de réservoir	2
I-5-1 L'acidification de la matrice	2
I-5-2 La fracturation hydraulique	3
I-6 Les réservoirs non conventionnels	3
I-7 Généralités sur les surfactants	6
I-7-1 Définition de surfactant	6
I-7-2 Les surfactants inhabituels	6
I-7-2-1 Tensioactifs Gemini	6
I-7-2-2 Tensioactifs à chaîne alkyle ultra-longue (C22)	7
I-8 Les polymères et Les gels	7
I-8-1 Les polymères	7
I-8-2 Les gels	7
I-9 Les Paramètres rhéologiques	7
I-9-1 La viscosité	8

I-9-2 La contrainte de cisaillement	8
I-9-3 Le taux de cisaillement	8
I-9-4 La vitesse de déformation	8
I-10 Classification des fluides	8
I-10-1 Le fluide newtonien	8
I-10-2 Le fluide non newtonien	9
I-10-2-1 Fluides purement visqueux et indépendants du temps	9
I-10-2-2 La loi d'Ostwald-de Waele	10
I-10-2-3 Fluides dépendant du temps	10
I-10-2-4 Fluides viscoélastiques	10
I-11 Le comportement viscoélastique	11
I-11-1 La viscosité à taux de cisaillement nul	12
I-11-2 Le temps de relaxation	12
I-12 Le module de cisaillement complexe	12
I-13 Le nombre de Deborah	12
I-14 La nanotechnologie	12
I-14-1 Utilisations des nanoparticules	13
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr	raulique
<b>Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr</b> II-1 Les propriétés géomécaniques	<b>raulique</b> 14
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée	<b>raulique</b> 14 14
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young	<b>raulique</b> 14 14 14
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson	raulique 14 14 14 15
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement	raulique 14 14 14 15 16
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture	raulique 14 14 14 15 16 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture	raulique 14 14 14 15 16 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-1 La longueur L	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-1 La longueur L II-2-1-2 La largeur W	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-1 La longueur L II-2-1-2 La largeur W II-2-1-3 La hauteur H	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1 La longueur L II-2-1-2 La largeur W II-2-1-3 La hauteur H II-2-2 Modélisation des fractures	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-1 La longueur L II-2-1-2 La largeur W II-2-1-3 La hauteur H II-2-2 Modélisation des fractures II-2-2-1 Modèle de Perkins et Kern (PKN)	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17 17 17 17
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-1 La longueur L II-2-1-2 La largeur W II-2-1-3 La hauteur H II-2-2 Modélisation des fractures II-2-2-1 Modèle de Perkins et Kern (PKN) II-2-2-2 Modèle de Khristianovich–Geertsma de Klerk (KGD)	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17 17 17 18 18 18
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-2 La longueur L II-2-1-2 La largeur W II-2-1-3 La hauteur H II-2-2 Modélisation des fractures II-2-2-1 Modèle de Perkins et Kern (PKN) II-2-2-2 Modèle de Khristianovich–Geertsma de Klerk (KGD) II-2-2-3 Le modèle radial	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17 17 17 17 18 18 18 19
Chapitre II : Généralité sur le fluide et l'opération de fracturation hydr II-1 Les propriétés géomécaniques II-1-1 La contrainte appliquée II-1-2 Le Module de Young II-1-3 Le coefficient de Poisson II-1-4 Le module de cisaillement II-2 Mécanique de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1 La géométrie de la fracture II-2-1-2 La largeur L II-2-1-3 La hauteur H II-2-2 Modélisation des fractures II-2-2-1 Modèle de Perkins et Kern (PKN) II-2-2-2 Modèle de Khristianovich–Geertsma de Klerk (KGD) II-2-2-3 Le modèle radial II-3 Le fluide de Fracturation	raulique 14 14 14 15 16 17 17 17 17 17 17 17 18 18 18 19 19

II-3-1-1 Fluide à base d'eau	19
II-3-1-2 Fluide à base huile	19
II-3-1-3 Fluide à base acide	20
II-3-1-4 Fluide à base de mousse	20
II-3-1-5 Fluide à base d'alcool	20
II-3-1-6 Fluide à base d'émulsion	21
II-3-1-7 Fluide cryogénique	21
II-3-2 Autre classification selon l'agent gélifiant	21
II-3-2-1 Fluide à base de polymère	21
II-3-2-2 Fluide non polymérique	21
II-4 L'agent de soutènement (Proppant)	22
II-5 Les additifs	22
II-5-1 Les réducteurs de filtration	22
II -5-2 Les stabilisateurs d'argile	23
II -5-3 Les agents de réticulation	23
II-5-4 Les stabilisateurs de viscosité	23
II-5-5 Les contrôleurs de pH	24
II-5-6 Les tensioactifs	24
II-5-7 Les réducteurs de la trainée (réducteurs des frictions)	24
II-5-8 Briseurs de gel	24
II-5-9 Biocides / Bactéricides	25
II-6 Caractéristiques du fluide de fracturation	25

## Chapitre III : Les fluides à base des surfactants viscoélastiques

III-1 Les micelles vermiculaires	26
III-1-1 Définition	26
III-1-2 La structure	26
III-1-2-1 Paramètre d'empilement moléculaire	26
III-1-2-2 Mécanisme de formation des micelles vermiculaires	28
III-2 La formulation de réseau des micelles vermiculaires	29
II-3 Fluide à base des surfactants viscoélastiques	30
III-3-1 Définition des surfactant viscoélastique	30
III-3-2 Les fluides formant par les surfactants viscoélastique	30

III-4 Rhéologie des fluides de VES	31
III-4-1 Comportement des VES envers le cisaillement	31
III-4-2 L'écoulement viscoélastique à travers un milieu poreux	32
III-4-3 Le système VES- Nanoparticules	34
III-4-4 L'interconnexion du système Nanoparticule-VES	34
III-4-5 L'effet des nanoparticules sur le fluide de VES	35
III-4-6 Réglage de rhéologie des VES en solution avec les nanoparticules	36
III-4-6-1 Les solutions diluées	36
III-4-6-2 Les solutions demi-diluées	36
III-7Avantages du fluide tensioactif viscoélastique	37
III-7-1 Réducteurs de traînée efficaces	37
III-7-2 Bon transporteur et suspenseur de particules	37
III-7-3 Polymère vivant ou polymère d'équilibre	37
III-7-4 Clean Up	38

# Chapitre IV Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

IV.1 Plan De Recherche	39
IV-2 Caractérisation des échantillons	40
IV-2-1 - Les produits utilisés	40
IV-3 Caractérisation rhéologique du comportement de fluide à base de VES	42
associé avec des nanoparticules	
IV.4- Mise au point d'un perméabilimètre appliqué pour le proppant compacté	45
IV.4.1- Description et Schéma générale du dispositif	45
IV.4.1.1- L'appareillage de pression	45
IV.4.1.2- La cellule de mesure de la perméabilité du proppant compacté	47
IV.4.2 Mode opératoire	48
Conclusion	
Recommandation	
Bibliographies	

#### Résumé

L'utilisation de fluide de fracturation à base de polymères empêche l'atteinte de la perméabilité maximale de la fracture à cause des résidus insolubles des polymères qui restent dans les pores du Proppant Pack. Cependant l'utilisation des fluides de surfactants viscoélastiques à base de micelles vermiculaires ne laisse aucun résidu après la rupture du gel. Ce travaille présente un nouveau dispositif pour la mesure de la conductivité du proppant sous pression lors du Flow-back après l'utilisation de Fluide de VES et un fluide de fracturation conventionnel à base de polymère.

Le système VES peut être renforcer par l'association avec des nanoparticules qui permet d'améliorer ses caractéristiques rhéologiques et chimiques.

**Mots-clés :** surfactant viscoélastiques, polymère, micelles vermiculaires, nanoparticules, viscoélasticité, fracturation hydraulique, conductivité du proppant.

#### Abstract

The use of polymer-based fracturing fluid prevents the achievement of maximum fracture permeability due to insoluble polymer residues that remain between the pores of the proppant pack, however the use of viscoelastic surfactants fluids based on wormlike micelles does not let any kind of residue after breaking. This work presents a new device for measuring the conductivity of proppant under pressure during the flow-back after the uses of VES-based fluid or a conventionnel polymer-based fluid.

The VES-based fluid system can be reinforced by the association with nanoparticles which can improve its rheological and chemical characteristics.

**Keywords:** viscoelastic surfactants, polymer, wormlike micelle, nanoparticles, viscoelasticity, hydraulic fracturing, proppant conductivity.

#### ملخص

يحول استخدام سوائل التكسير القائمة على البوليمر دون الوصول إلى أقصى نفاذية للكسر الهيدروليكي بسبب بقايا سلاسل البوليمر التي تبقى بين مسام مادة الدعم، في حين أن استخدام سوائل المؤثرات سطحية ذات مرونة لزجة القائمة على المذيلات الدودية لا يترك أي بقايا بعد عملية الانكسار. هذا العمل يقدم تجهيز جديد من أجل قياس ناقلية مادة الدعم للسوائل العائدة بعد استعمال سوائل المؤثرات سطحية ذات مرونة لزجة أو السوائل التقليدية القائمة على البوليمر

يمكن تعزيز نظام السوائل الذي يعتمد على المؤثرات السطحية ذات المرونة اللزجة من خلال ارتباط الجسيمات النانوية مما يجعل من الممكن تحسين خصائصها الريولوجية والكيميائية.

**الكلمات المفتاحية:** مؤثرات سطحية ذات مرونة لزجة، بوليمر، مذيلات دودية، الجسيمات النانوية، مرونة اللزوجة، التكسير الهيدروليكي، ناقلية مادة الدعم.

### Liste des figures

Figure I.1 : La structure amphiphile d'un surfactant

- Figure I.2 : schéma qui montre la structure répétitive d'un polymère de l'unité constitutive
- Figure I.3 : courbe des variations qualitatives de la contrainte en fonction de cisaillement
- Figure I.4 : schéma pour (a) Modèle de Maxwell, (b) modèle de Kelvin et (c) modèle de Burger
- Figure I.5 : schéma de cellule de Maxwell pour le comportement viscoélastique
- Figure I.6 : Quelques exemples sur des nanoparticules
- Figure I.7 : schéma explicatif de changement de la surface spécifique pour des particules cubiques
- Figure II.1 : bloc de matériel soumis à une force appliquée
- Figure II.2 : cylindre soumis à une contrainte axiale
- Figure II.3 : Déformation latérale lors d'une compression
- Figure II.4 : schéma d'un matériau soumis à une contrainte de cisaillement
- Figure II.5 : Modèle simplifié d'une fracture
- Figure II.6 : Dessin descriptif du Modèle de Perkins et Kern (PKN)
- Figure II.7: Dessin descriptif du Modèle de Khristianovich-Geertsma de Klerk (KGD)
- Figure II.8 : Dessin descriptif du modèle radial d'une fracture
- Figure II.9 : Schéma explicatif pour le placement du proppant
- Figure III.1: Schéma illustrative montre la relation entre le paramètre d'emballage moléculaire et la forme de l'agrégat.
- Figure III.2: Présentation la structure de la micelle vermiculaire.
- Figure III.3: Schéma représente la relation géométrique entre le paramètre d'emballage, l'étendue de la courbure et la morphologie de la structure (la forme).
- Figure III.4: Formation de réseau de micelles vermiculaires enchevêtrées.
- Figure III.5: structure de la molécule de tensioactif viscoélastique.
- Figure III.6: Le comportement rhéoépaississant/pseudo-plastique des fluides VES au cours de la formation du (SIS).
- Figure III.7: comportement de viscosité de bromure d'hexadécyltriméthyl ammonium / salicylate de sodium (CTAB / NaSal WMS) [Réimpression avec la permission de Elsevier].

- Figure III.8: comportement des VES dans un milieu poreux par rapport à l'écoulement de Couette.
- Figure III.9 : facteur de Résistance des VES en solution dans une cellule de Couette, milieu poreux et des micro-canaux.
- Figure III.10: Schéma représentatif pour les deux étapes de formation de system WLM-Nanoparticule (Réimprimé avec l'autorisation de V. A. Pletneva, V. S. Molchanov et O. E. Philippova, Langmuir, 2015, 31, 110. Copyright 2015 American Chemical Society).
- Figure III.11 : Schéma descriptif de l'attachement des micelles à une nanoparticule (Réimprimé avec la permission de Nettesheim et al. (2008). Copyright 2008 American Chemical Society).
- Figure III.12 : une micelle vermiculaire pseudo-réticulée avec des nanoparticules (rose) formant une structure forte.
- Figure III.13 : Amélioration des caractéristiques élastiques par l'ajout des nanoparticules à des différentes températures.
- Figure III.14 : la Dépendance en fréquence du module de stockage G '(symboles pleins) et du module de perte G "(symboles vides) [American Chemical Society2015].
- Figure III.15: Le mécanisme de détérioration de la structure micellaire.

Figure IV.1; Le fluide VES après la préparation en état de gel

Figure IV.2: Les nanoparticules d'oxide de zinc (ZnO) sous forme de poudre

Figure IV.3: Variation de la viscosité avec le temps d'un système VES avec des différentes concentrations

Figure IV.4: Variation de la viscosité avec le temps d'un système VES+Nanoparticules avec des différentes concentrations des nanoparticules

Figure IV.5: Variation de la viscosité avec la température d'un système VES et un système VES+Nanoparticules.

Figure IV.6 : L'installation de compression

Figure IV.7 : Schéma détaillé de L'installation de compression

Figure IV.8: l'installation de mesure de perméabilité.

Figure IV.9 : Schéma descriptif détaillé de la cellule d'expérience et l'installation de mesure de perméabilité.

Figure IV.10: Comparaison entre la perméabilité du proppant après l'utilisation du gel de guar et le fluide VES

## Liste des abréviations

S : Le facteur de skin.

 $\Delta p_{skin}$ : Les pertes de charge due au facteur de skin.

 $p_{wf non dommagé}$ : La pression de la zone non endommagé (au voisinage de puits) (Psi).

 $p_{wf \ dommagé}$ : La pression de la zone endommagé (au voisinage de puits) (Psi).

*u* : La viscosité de l'effluent (Cp).

q: Le débit l'effluent (m<sup>3</sup>/j).

h : La hauteur en(m).

k : La perméabilité (md).

*IP* : L'indice de productivité.

 $p_{wf}$ : La pression au fond du puits (Psi).

 $\bar{p}$ : La pression de réservoir (Psi).

md : milli-darcy.

CBM : Coal Bed Methane.

CMM : Coal Mine Méthane.

m: mètre.

CMC : concentration micellaire critique.

 $\varepsilon'$ : La vitesse de déformation.

 $\varepsilon$ : La déformation.

 $\tau$ : Contrainte de cisaillement.

*μ*: La viscosité.

cP : Centipoise

 $\dot{\gamma}$ : Le taux de cisaillement.

 $\tau$ : La contrainte de cisaillement.

 $\dot{\gamma}$ : Le taux de cisaillement.

K : l'indice de consistance.

m : indice d'écoulement.

 $\mu_{app}(\varepsilon')$ : La viscosité apparente en fonction de La vitesse de déformation.

E : Le module de Young ou module d'élasticité.

 $\varepsilon_1$ : La déformation.

 $\varepsilon'_2$ : La vitesse de déformation.

- $\sigma$  : La contrainte de cisaillement.
- $\epsilon'$ : La vitesse de déformation.
- $\lambda$  : représente le temps de relaxation.
- $\varepsilon'_0$ : La vitesse de déformation.
- G\* : Le module de cisaillement complexe.
- G' : Le module de conservation.
- G" : le module de perte.
- De : Le nombre de Deborah.
- $\tau$ : Le temps de relaxation.
- t : le temps caractéristique d'une expérience (ou d'une simulation numérique).
- 1-D : unidimensionnel.
- 2-D : Bidimensionnel.
- 3-D: tridimensionnel.
- $\sigma$  : La contrainte.
- F : la force appliquée.
- N : Newton.
- A : la surface au quelle la force est appliquée.
- $\sigma$  : Contrainte .
- E : Le module de Young.
- $\varepsilon$ : Déformation ou allongement.
- L<sub>0</sub> : la longueur initiale de cylindre.
- L : la longueur après déformation.
- $\varepsilon_1$ : Déformation axiale.
- $\varepsilon_2$ : Déformation latérale.
- v: Coefficient de Poisson.
- $\tau_{xy}$ : F/A est la contrainte de cisaillement.
- F : la force.
- A : La section sur laquelle la force agit.
- $\gamma_{xy}$ : Le déplacement latéral relatif.
- $\Delta x$ : Le déplacement latéral.
- *l*: L'épaisseur.
- G: le module de cisaillement.
- L : la distance entre le puits et la fin de la fracture.

H : la distance mesurée verticalement entre les deux points associés à une épaisseur nulle.

W : la distance entre les deux sections verticales de la fracture.

P-3D : Pseudo-trois dimensions.

PL-3D : Planaire en trois dimensions.

PKN : Modèle de Perkins et Kern.

KGD : Modèle de Khristianovich-Geertsma.

PSG: Gomme de guar.

CMG: Guar carboxymétyle.

HPG: Guar hydrocarboxypropylique.

HPC: Hydrocarboxypropyl-cellulose.

HEC: Hydroxyéthyl-cellulose.

H<sub>2</sub>S : sulfure d'hydrogène.

WLM: micelles ressemblant à des vermiculaires.

P: paramètre d'empilement moléculaire.

v<sub>0</sub>: Le volume de la queue de tensioactif.

l<sub>0</sub>: La longueur de la queue du tensioactif.

a: est la surface du corps hydrophobe de l'agrégat exprimée par molécule dans l'agrégat.

V: Volume du corps agrégé.

A: Superficie du corps agrégé.

g<sub>max</sub>: Plus grand nombre d'agrégation.

g: nombre d'agrégation.

R: Le rayon de la sphère ou du cylindre, ou l'épaisseur de la demi-bicouche.

C\*: concentration de chevauchement.

VES: tensioactif viscoélastique.

EHAC: chlorure d'érucyl bis- (hydroxyéthyl) méthylammonium.

CTAB : bromure d'hexadécyltriméthylammonium.

TIF : tension interfaciale (dyne/cm).

 $\Delta P$ : La perte de charge à travers un milieu poreux (psi).

q : Le débit volumique $(m^3/min)$ .

SIS : Shear induced structure

 $\Lambda$ : Le facteur de résistance, viscosité relative apparente.

 $\mu_0$  : La viscosité à taux de cisaillement nul .

PC'1 : La pression de confinement (1).

PC'2 : La pression de confinement (2).

psi : pression par pousse carré

- P<sub>1</sub>: La pression d'injection .
- $P_2$ : La pression de sortie .
- Q : Le débit du gasoil à la sortie.
- K : La perméabilité du proppant .

md : milli-darcy.

°C : Celsius.

s:seconde

#### Liste des tableaux

Tableau I.1 : résume des différents types des réservoirs non conventionnels.

Tableau III.1 : Relations géométriques pour les agrégats sphériques, cylindriques et bicouches.

Tableau IV.1: Composition du VES de la société Nouryon

Tableau IV.2: propriétés physiques et chimiques du VES de la société Nouryon Tableau IV.3: Tests de viscosité de fluide VES

Tableau IV.4: Tests de viscosité d'un système VES+Nanoparticules

Tableau IV.5: Tests de viscosité de système VES et un système VES+Nanoparticules avec l'augmentation de température

Tableau IV.6: Les paramètres enregistrés à une échantillon témoin du proppant sans l'utilisation de gel

Tableau IV.7: Les paramètres enregistrés lors de l'utilisation de gel de guar brisé

Tableau IV.8: Les paramètres enregistrés lors de l'utilisation de VES brisé

Tableau IV.9: Résultats de la perméabilité de l'échantillon témoin

Tableau IV.10: Résultats de la perméabilité après l'utilisation de gel de Guar

Tableau IV.11: Résultats de la perméabilité après l'utilisation de VES

#### **INTRODUCTION**

L'exploitation maximale des réserves souterrains de pétrole et de gaz nécessite le maintien des taux élevés de propriété pétrophysiques notamment la perméabilité.

La structure originale de certains réservoirs d'hydrocarbures ne permet pas l'exploitation des gisements. C'est le cas des réservoirs de schistes, des réservoirs compactes et des réservoirs endommagés par des dépôts lors de la production de pétrole.

Cela entraine une réduction sensible de la perméabilité et de la productivité du puits. C'est ainsi qu'une stimulation de réservoir est nécessaire particulièrement par fracturation hydraulique, dans le but d'améliorer la perméabilité ou de restaurer l'état initiale des roches réservoirs.

La fracturation hydraulique consiste à la dislocation ciblée de la formation pour créer un drain de haute conductivité à l'aide d'un fluide visqueux qui va être présent dans toutes les étapes de cette opération. Les fluides conventionnels utilisés dans la fracturation hydraulique sont généralement à base de polymères et des agents de réticulation présentant des résidus dans le Proppant Pack après la rupture de fluide de fracturation.

Par contre les fluides basés sur les surfactants viscoélastiques sont des fluides propres, ils sont utilisés dans la fracturation hydraulique en présentant aucun résidu, l'utilisation de ce type des fluides de fracturation sera l'objet principal de ce travail.

L'utilisation des fluides des surfactants viscoélastiques peut donner des résultats meilleurs par l'intégration des nanoparticules qui vont améliorer les propriétés rhéologiques du fluide de fracturation, il s'agit du système VES-Nanoparticules.

L'objectif de ce travail est de mettre en exergue l'utilisation des surfactants viscoélastiques (VES) et l'effet de l'utilisation de nanoparticules dans un fluide de fracturation par :

- Mise au point d'un nouveau dispositif pour l'étude de la conductivité du proppant après l'utilisation des fluides conventionnels à base polymère et des fluides VES.
- Présenter l'effet des nanoparticules sur la stabilité des propriétés rhéologiques pour un system VES-Nanoparticule.

Le manuscrit se compose de deux parties (partie théorique - partie pratique) deviser en quatre chapitres. Le premier chapitre présente des généralités sur les réservoirs, les endommagements probables et une vue générale sur les différentes propriétés rhéologiques des composants chimiques concernés.

Le deuxième chapitre donne une présentation sur la fracturation hydraulique en mettant l'accent sur le fluide de fracturation et sa composition.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude chimique et rhéologique des surfactants viscoélastiques et l'étude de système VES-Nanoparticule en présentant leurs avantages et applications.

Le quatrième chapitre est un chapitre pratique consacré aux expériences de caractérisations rhéologiques de fluide de fracturation à base de VES et aux tests de conductivité du proppant lors d'un fluide conventionnel et un fluide VES sur un nouveau dispositif proposé.

Chapitre 01 :

Revue de la littérature

#### **I-1 Introduction**

Les interventions sur puits dans le but d'augmenter la production de pétrole et de gaz nécessite une connaissance approfondie sur la formation du réservoir et les paramètres pétrophysiques aux abords de puits.

#### I-2 Les types des réservoirs

Un réservoir est un ensemble des roches sous-sol poreuses et perméables, contient des hydrocarbures piégés par des structures imperméables, les roches réservoir sont classées en deux types :

#### I-2-1 Réservoirs gréseux

Le composant principal de ces roches est le quartz (SiO<sub>2</sub>), le gré est formé par la cimentation des grains de quartz, généralement la coupe verticale de grés montre une succession de dépôts de sable alternée, sable argileux, silts, argiles.

#### I-2-2 Réservoirs carbonatés

Un pourcentage de 20<sup>%</sup> des roches sédimentaires sont des roches carbonatées, le calcaire, la dolomite et la crie présentent les composants principaux de ces roches. La porosité et la perméabilité de la matrice de roche carbonate est généralement faible.

Cependant, les canaux et les cavités des roches carbonatés augmentent leur capacité de stockage, les réservoirs carbonatés des hydrocarbures les plus productifs sont fortement fracturés.

#### I-3 Les endommagements de la formation de réservoirs

#### I-3-1 La productivité de puits

#### I-3-1-1 Le facteur de skin

Le facteur de skin est une grandeur adimensionnelle reflète l'endommagement par la différence de perte de charge (changement de pression) au voisinage du puits, et ainsi la connexion entre le réservoir et le puits. Le facteur de skin est donné par :

$$S = \frac{\Delta P_{skin}}{\left(\frac{q \, u}{2\pi \, kh}\right)} \tag{I.1) [1]}$$

$$\Delta p_{skin} = p_{wf \ non \ endommag\acutee} - p_{wf \ e \ ndommag\acutee} \tag{I.2}$$

Si:

S est positif : formation endommagée S est négatif : formation stimulée S est nul : formation pas endommagée

#### I-3-1-2 L'indice de productivité (IP)

Le rapport du débit de production, exprimé en m<sup>3</sup>/jour sur la différence de pression (Draw-down) entre le réservoir  $(\bar{p})$  et le fond du puits  $(p_{wf})$  est appelé l'indice de productivité, et noté IP.

$$IP = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} \tag{I.3}[1]$$

L'indice de productivité (IP) est une propriété de puits couramment mesurée pour connaitre le potentiel du puits, ou la capacité du puits à produire.[1]

#### I-4 Les endommagements de la formation de réservoir

Les endommagements de la formation de réservoir sont considérés comme tous obstacle qui diminue la perméabilité de la formation de réservoir de sorte que la productivité ou l'injectivité diminue. Ces dommages peuvent être identifiés par le déclin rapide de la production du puits endommagé. Ceci est dû à une réduction de perméabilité au voisinage du puits, qui a été affectée par le mécanisme d'endommagement.

Cette zone de perméabilité réduite se traduit par une perte de charge supplémentaire imposée au système de production, qui est proportionnelle au débit de production.

Il existe de nombreux mécanismes, qui se produisent séparément ou simultanément causant l'endommagements de la formation. La compréhension de ces mécanismes probables est très importante afin de prendre des mesures pour empêcher l'occurrence ou pour éliminer ces endommagements tel que: la migration des fines, le gonflement des argiles, les dépôts minérales et organiques (la formation des Sludges), les émulsions...[2]

#### I-5 La stimulation de réservoir

#### I-5-1 L'acidification de la matrice

C'est une technique de stimulation de réservoir chimique basé sur l'injection des solutions acides et d'autres additifs pour éliminer les différents types d'endommagements localisés aux abords de puits.

Le but principal de l'acidification de la matrice est la restitution des caractéristiques initiales de la roches (la perméabilité) ou les améliorer.

#### I-5-2 La fracturation hydraulique

C'est une technique de stimulation de réservoir mécanique dans la plupart des cas, qui consiste à créer un drain artificielle de haute conductivité par rapport à la conductivité originale de réservoir en formant des fractures remplies avec un agent de soutènement qui maintiennent ces fractures ouvertes.[3]

#### I-6 Les réservoirs non conventionnels

L'existence des réservoirs non conventionnelles était la cause principale qui a poussé le développement des différentes techniques de fracturation hydraulique spécialement dans le cas des mauvaises caractéristiques pétrophysiques notamment les réservoirs de schiste et les réservoirs compactés où la fracturation reste la seule solution pour accéder aux hydrocarbures, le tableau ci-dessous résume les différents types des réservoirs non conventionnels.

	Huile	Gaz
Les réservoirs	Ce sont des réservoirs généralem	ent gréseux et rarement en calcaire,
compactés	peu perméables (inférieur à 0.1 m	illi-darcy et une porosité inférieure à
	10%).[4], [5]	
	Ces réservoirs avaient en premier	r une bonne porosité et à cause des
	transformations biochimiques des	micro-organismes avec la structure
	de la roche, la porosité et la permé	abilité de la roche ont diminué.
-		
Les réservoirs	Appelés aussi huiles/gaz de roch	e mère car ce genre d'hydrocarbure
schisteux	n'est pas soumis à la migration ve	ers la roche réservoir et il reste piégé
	dans la roche mère qu'est une ro	che non perméable généralement un
	mélange d'argiles, de silts ou de ca	arbonates.
Gaz de houille	/	Le gaz de houille
(CBM)		(CoalBedMethane = CBM) est le
		gaz naturel adsorbé sur les
		charbons. Ce gaz est généralement
		produit à partir des couches de

Tableau I.1 : Résume des différents types des réservoirs non conventionnels

3

		charbon qui sont soit trop profondes, ou de trop mauvaise qualité pour être produites en mine.[6] La particularité du gaz de houille réside dans le fait qu'une partie du gaz peut être contenu dans les fractures du charbon mais que la majeure partie du méthane est adsorbé sur le charbon lui- même.[6] On peut aussi produire le gaz de houille à partir des mines de
		charbon actives ou abandonnées :
		c'est le "Coal Mine Méthane ou CMM".
Hydrate de	/	Les hydrates de méthane ou
Méthane		Clathrate de méthane sont un
		cristallise pour former un solide
		sous certaines conditions de
		pression et de température.[6]
		Généralement, dans la nature ils se
		produisent à la lithosphère peu
		protonde (< 2,000 m)[7]et seulement dans les régions qui sont
		soumises à des petites quantité des
		rayons du soleil, où les
		températures sont basses et la glace
		d'eau est courante.

Huile	Ce sont des huiles de haute	/
lourde/extra	densité et de haute viscosité,	
lourde	donc ils sont très difficiles à	
	produire, c'est pour ça différent	
	méthodes (généralement	
	thermiques) sont utilisées pour	
	surmonter les obstacles affrontés	
	dans ces types d'hydrocarbures.	
Sable	C'est un mélange de sable et de	/
bitumineux	bitume qui est une mixture des	
	hydrocarbures très visqueux	
	(voire solide) à des températures	
	ambiantes, situé dans des	
	formations à faible profondeur.	
	La production de ce genre des	
	hydrocarbures est basée	
	généralement sur des méthodes	
	thermiques (avec l'injection de	
	vapeur) ou en augmentant la	
	pression par l'injection de l'eau	
	ou de gaz sous pression ou bien	
	avec des méthodes purement	
	mécaniques en éliminant les	
	couches supérieures.	
Schiste	Les schistes bitumineux appelés	/
bitumineux	aussi pyroschistes ou schistes	
	kérobitumeux, Leur nom prête à	
	confusion, car en minéralogie,	
	ces roches ne sont pas	
	des schistes et ils sont des roches	
	sédimentaires à grain fin,	
	contenant des substances	

organiques	immatures
(kérogène) [8].	
Le kérogène présent	dans les
schistes bitumineux	peut être
converti en pétrole à	travers le
processus chimic	que de
la pyrolyse.[9]	

#### I-7 Généralités sur les surfactants

#### I -7-1 Définition de surfactant

Surfactant, surfactif, tensioactif, tenside ou agent de surface sont des composés chimiques organiques contient deux parties, une partie polaire (hydrophile) et une partie non polaire (lipophile), ils ont la propriété d'abaisser la tension interfaciale par l'adsorption sur les interfaces.



Queue hydrophobe Tête hydrophile Figure I.1 : La structure amphiphile d'un surfactant [10]

#### I-7-2 Les surfactants inhabituels

Les surfactants inhabituels sont généralement des nouveaux types des surfactants ou bien des surfactants qui sont créés à la base des quatre types principaux par des modifications ou bien des réactions pour produire des surfactants qui ont des propriétés intéressantes surtout dans le domaine pétrolier.

En plus des blocs de construction biologiques (peptides amphiphiles, nucléo-lipides, lipopolysaccharides, les saponines)[10] il existe:

#### I-7-2-1 Les tensioactifs Gemini

Les tensioactifs Gemini (ou dimères / jumelés) sont apparus pour la première fois dans la littérature des brevets en 1935 et dans la littérature scientifique en 1971, sont une famille intéressante des tensioactifs "double tête" constituée de deux amphiphiles monomères liés par un espaceur au niveau de leurs groupes de tête, qui ont une plus forte propension à former des micelles vermiculaires.

#### I-7-2-2 Tensioactifs à chaîne alkyle ultra-longue (C22)

Les systèmes WLM dominants sont formés par des mélanges des tensioactifs cationiques à une seule queue avec des chaînes alkyle jusqu'à 16 carbones de long et généralement en présence d'un sel organique. L'utilisation de tensioactifs avec des chaînes alkyles ultra-longues s'est avérée donner des solutions WLM avec de fortes propriétés viscoélastiques. La chaîne à 22 carbones (C22) réussit particulièrement bien dans la production de systèmes WLM, et fournit une alternative à une seule queue aux systèmes catanioniques / hydrotropes habituels.

#### I-8 Les polymères et Les gels

#### I-8-1 Les polymères

Un polymère est une macromolécule obtenue par la répétition d'une unité constitutive, encore appelée unité de répétition ou monomère, comportant un groupe d'atomes. Les monomères sont liés par des liaisons covalentes.

Un monomère comporte au moins un groupe fonctionnel qui contient un ou plusieurs sites réactifs capables de former une liaison chimique avec un autre monomère.[11]

Figure I.2 : schéma qui montre la structure répétitive d'un polymère de l'unité constitutive A

#### I-8-2 Les gels

Le gel est une matrice polymère gonflée dû a une dispersion de grande quantité de solvant dans une phase solide. Les chaînes polymères sont connectées entre elles, formant un réseau qui sert à retenir le liquide et qui donne au gel sa rigidité[12].

#### I-9 Les Paramètres rhéologiques

#### I-9-1 La viscosité

La viscosité définie la résistance de fluide à l'écoulement lors d'une force ou une pression appliquée, généralement la viscosité n'a pas de valeur constante car elle varie en fonction de la température, contrainte appliquée ou bien la composition de fluide.[13]

La viscosité des liquides diminue avec l'augmentation de température et augmente avec sa diminution, contrairement à la viscosité des gaz.

#### I-9-2 La contrainte de cisaillement

C'est la contrainte mécanique appliquée parallèlement (tangentiellement) à une face d'un matériau.

#### I-9-3 Le taux de cisaillement

C'est la vitesse à laquelle les couches fluides ou les lamelles se déplacent les unes par rapport aux autres. Le taux de cisaillement est déterminé à la fois par la géométrie et la vitesse de l'écoulement.)))

#### I-9-4 La vitesse de déformation

C'est un paramètre qui définit le changement de la distance entre deux parties adjacentes de la matière au cours du temps. Elle représente la dérivée de la déformation par rapport au temps.

$$\varepsilon' = \frac{\partial \varepsilon}{\partial t}$$
 (I.4) [11]

 $\varepsilon'$ : la vitesse de déformation

 $\varepsilon$ : la déformation

#### I-10 Classification des fluides

En rhéologie il existe beaucoup de classifications détaillées des fluides, ce qui nous concerne dans ce travail est (Les fluide newtoniens et les fluides non newtoniens)

#### I-10-1 Le fluide newtonien

C'est le fluide qui obéit à la loi de Newton où taux de cisaillement est proportionnelle avec la contrainte de cisaillement.

$$\tau = \mu \dot{\gamma} = \mu \frac{\partial u}{\partial y} \tag{I.5} [11]$$

 $\tau$ : Contrainte de cisaillement.

μ: La viscosité.

 $\dot{\gamma} = \frac{\partial u}{\partial \gamma}$ : taux de cisaillement

Et donc la viscosité prend une valeur constante en changeant la contrainte appliquée

#### I-10-2 Le fluide non newtonien

C'est un fluide qui n'obéit pas à la loi de Newton, donc l'application d'une contrainte de cisaillement va résulter un changement de viscosité ; la relation entre la contrainte de cisaillement et taux de cisaillement n'est pas linéaire.

Les fluides non newtoniens peuvent être classés en trois groupes :

- Fluides purement visqueux et indépendants du temps
- Fluides dépendant du temps
- Fluides viscoélastiques[15]

#### I-10-2-1 Fluides purement visqueux et indépendants du temps

La caractéristique la plus importante qui définit le comportement de ces fluides est le taux de cisaillement. Le changement de viscosité lors d'une contrainte de cisaillement croissante sur ces fluides non newtonien peut être :

- Une augmentation de viscosité pour les fluides dilatants (rhéoépaississant).
- Une diminution de viscosité pour les fluide pseudo-plastique (rhéofluidifiant)



Figure I.3 : courbe des variations qualitatives de la contrainte en fonction de cisaillement[16]

Pour simplifier la classification des fluides purement visqueux et indépendant du temps on utilise la loi d'Ostwald.

#### I-10-2-2 La loi d'Ostwald-de Waele

La loi d'Ostwald-de Waele ou loi de puissance est un modèle mathématique simple exprimant la viscosité en fonction du taux de cisaillement pour décrire le comportement de ce type de fluides. [15]

$$\mu_{app}(\dot{\gamma}) = K |\dot{\gamma}|^{m-1}$$
(I.6) [16]

On pour :

K : l'indice de consistance

m : indice d'écoulement (sans dimension)

si :

- m=0 comportement plastique.
- m=1 comportement newtonien.
- m<1 comportement pseudo-plastique</li>
- m>1 comportement rhéoépaississant

#### I-10-2-3 Fluides dépendants du temps

Parfois, le comportement rhéologique des fluides ne peut pas simplement être exprimé par une relation contrainte / déformation. Certains fluides sont également affectés par la durée de la déformation. Ces fluides dépendent du temps et peuvent être composé en deux classes: fluides thixotropes et fluides rhéopectiques.[15]

#### I-10-2-4 Fluides viscoélastiques

Les fluides viscoélastiques sont des fluides qui présentent un comportement d'un liquide qui est la viscosité et un comportement d'un solide qui est l'élasticité au même temps.

D'un point de vue mécanique, la viscoélasticité est modélisée par deux éléments distinctifs : un ressort pour prendre en compte les caractéristiques élastiques et un amortisseur hydraulique pour les caractéristiques de viscosité. Avec des combinaisons de ces éléments, nous pouvons définir plusieurs modèles dont le modèle de Maxwell, modèle de Kelvin-Voigt et le modèle de Burger sont les modèles très utilisés.[17]



Figure I.4 : schéma pour (a) Modèle de Maxwell, (b) modèle de Kelvin et (c) modèle de Burger.[18]

#### I-11 Le comportement viscoélastique

Le comportement viscoélastique est un comportement non newtonien ou le fluide présente une viscosité et au même temps une élasticité et aussi présente un décalage entre la variation de la contrainte et celle du taux de cisaillement, le comportement du liquide viscoélastique le plus simple est décrite par la cellule de Maxwell représentée de (la figure I.5)



Figure I.5 : schéma de la cellule de Maxwell pour le comportement viscoélastique[16]

•  $\sigma = E.\varepsilon_1(I.12)$  pour la raideur,

$$\sigma' = E \varepsilon_{1} \tag{I.7} [16]$$

•  $\sigma = \mu_{\rm m} \cdot \varepsilon'_2$  (I.14) pour l'amortisseur

D'où la loi de comportement :

$$\sigma + \lambda \sigma' = \mu \varepsilon' \tag{I.8} [16]$$

 $\lambda = \frac{\mu}{E}$  représente le temps de relaxation

La solution de cette équation différentielle est :

$$\sigma = \mu \varepsilon'_0 (1 - e^{-\frac{t}{\lambda}}) \tag{I.9} [16]$$

#### I-11-1 La viscosité à taux de cisaillement nul

C'est la viscosité d'un matériau lorsqu'il est effectivement au repos, il est utilisé pour décrire le comportement du fluide lors du stockage.

#### I-11-2 Le temps de relaxation

Le temps de relaxation est lié à l'étude de la réponse impulsionnelle d'un système. La durée nécessaire au retour à l'équilibre après la disparition d'une perturbation est appelée temps de relaxation.[19]

#### I-12 Le module de cisaillement complexe

Le module de cisaillement complexe (G\*) est la somme de deux parties une partie réelle et une autre imaginaire

$$G^*(\omega) = G'(\omega) + iG''(\omega) \tag{I.10} [16]$$

G': Le module de conservation

G" : le module de perte

Le module de conservation représente la contribution de la résistance à la déformation du matériau élastique, tandis que le module de perte représente la contribution de la résistance à la déformation du mâtereau non élastique (visqueux).

#### I-13 Le nombre de Deborah

C'est un nombre sans dimension, il représente en rhéologie le rapport entre ( $\tau$ ) le temps de relaxation et (t) le temps caractéristique d'une expérience (ou d'une simulation numérique).

$$De = \frac{\tau}{t} \tag{I.11} [16]$$

De >> 1 comportement élastique

De  $\approx 1$  comportement viscoélastique

De << 1 comportement visqueux

#### I-14 La nanotechnologie

La nanotechnologie est la technologie qui utilise les nanoparticules sous plusieurs formes, soit dans leur forme individuelle ou sous leur forme d'assemblage 1-D, 2-D et 3-D, ou en tant que composite.

Cette technologie est difficile à diriger et à contrôler car les réservoirs de pétrole et de gaz ciblés sont profonds et éloignés où l'hétérogénéité est extrême à des échelles allant de microns à des milliers de mètres, la difficulté et la complexité de l'exploration et de la production pétrolières et les procédés que l'on retrouve dans ce type de réservoirs ont conduit à la fabrication de nanoparticules pour réaliser ces tâches et parcourir de longues distances à travers les pores de la roche pour atteindre l'emplacement cible et effectuer la fonction requise dans ces réservoirs. [20]

#### I-14-1 Utilisations des nanoparticules

Les nanoparticules sont des particules solides sous différentes formes (sphérique, tube ...), ce sont des sous-classes des particules colloïdales, leur dimension est entre 1-100 nm.



Figure I.6 : Quelques exemples sur des nanoparticules[21]

La grande surface par rapport au volume est une raison majeure pour laquelle les nanoparticules sont si utiles dans de nombreuses industries. En associant des produits chimiques fonctionnels ou des entités biologiques à la surface des nanoparticules, puis en les amenant aux emplacements cibles, ou les fonctions souhaitées de l'entité chimique peuvent être exécutées, contrairement aux autres secteurs qui ont besoin à des quantité relativement petites des nanoparticules, l'industrie pétrolière nécessite l'utilisation de grandes quantités de nanoparticules, c'est pour ça leur régénération et la réutilisation est importante non seulement pour leur utilisation économique, mais aussi pour leurs avantages environnementaux.[20]

## Chapitre 02 :

# Généralités sur le fluide et l'opération de fracturation hydraulique

#### II-1 Les propriétés géomécaniques

La mécanique des roches est la science des comportements mécaniques théoriques et appliquées concernant la réponse des roches envers les forces et l'effets des propriétés physiques dans l'interaction entre les roches tel que les contraintes, les compressions, l'élasticité, la résistance à l'écrasement, la perméabilité ...

#### II-1-1 La contrainte appliquée

La contrainte est définie comme une force sur une espace et plus précisément c'est un tenseur qui décrit la masse volumique de forces agissantes sur toutes surfaces passant par un point donné



Figure II.1 : bloc de matériel soumis à une force appliquée [1]

On considère un bloc de matériel comme il est présenté dans la figure avec la surface (A) perpendiculaire au vecteur de la force (F).

Le stress prend l'unité de pression et donné par la formule

$$\sigma = \frac{F}{A} \tag{II.1} [22]$$

#### II-1-2 Le Module de Young

Le module de Young ou bien le module d'élasticité est défini comme la relation entre le Stress et la déformation. C'est le rapport de la contrainte de compression ou bien de torsion sur la déformation résultante. Ce module est exprimé par la loi de Hook par

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \tag{II.2} [22]$$

 $\sigma$  = Contrainte (unité de pression)

E = Le module de Young

 $\varepsilon$  = Déformation ou allongement



Figure II.2 : cylindre soumis à une contrainte axiale[1]

Si on considère un cylindre (figure II.2) avec la longueur initiale (L<sub>0</sub>), (L) la longueur après la déformation et  $\Delta L$  est la différence entre ces deux longueurs, l'expression de l'allongement est

$$\varepsilon = \frac{l - l_0}{l_0} \tag{II.3} [22]$$

#### II-1-3 Le coefficient de Poisson

Lorsqu'on applique une charge sur un matériau dans une direction axiale, le matériau se déforme également dans les directions latérales. Le coefficient de Poisson est le paramètre qui décrit la quantité de déformation du matériau dans la direction latérale par rapport à la direction axiale



Figure II.3 : Déformation latérale lors d'une compression[1]

- Déformation axiale :

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{axial} = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \tag{II.4} [22]$$
- Déformation latérale :

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_{ciculaire} = \frac{D_1 - D_2}{D_1}$$
(II.5) [22]

- Coefficient de Poisson

$$v = \frac{-\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \tag{II.6} [22]$$

Les valeurs du coefficient de Poisson pour les différentes roches sont généralement des valeurs déterminées et mentionnées dans des tableaux.

#### II-1-4 Le module de cisaillement

Le module de cisaillement ou module de rigidité ou bien aussi en mécanique des milieux continus le second coefficient de Lamé, il ressemble au module de Young sauf que le matériau va être mis sous cisaillement et non pas sous une compression ou torsion.



Figure II.4 : schéma d'un matériau soumis à une contrainte de cisaillement [13]

On a le matériau dans la figure, le module de cisaillement est défini par :

$$G = \frac{\tau_{xy}}{\gamma_{xy}} = \frac{F/A}{\Delta x/l} = \frac{F.l}{A \cdot \Delta x}$$
(II.7)

 $\tau_{xy}$ : F/A est la contrainte de cisaillement

- F : La force
- A : La section sur laquelle la force agit.
- $\gamma_{xy}$ : Le déplacement latéral relatif (tan  $\theta$ )
- $\Delta x$ : Le déplacement latéral
- l : L'épaisseur

Le module de cisaillement peut être calculé à partir du module de Young et le coefficient de Poisson par la formule suivante :

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$
 (II.8) [22]

#### II-2 Mécanique de la fracture

#### II-2-1 La géométrie de la fracture

Les trois dimensions essentielles dans une fracture sont :

#### II-2-1-1 La longueur L

Il s'agit de la distance entre le puits et la fin de la fracture, il peut donc s'agir de la longueur ou de la demi-longueur selon la fracture s'il s'agit d'une ou deux ailes symétriques.

#### II-2-1-2 La largeur W

Il s'agit de la distance entre les deux sections verticales de la fracture0

#### II-2-1-3 La hauteur H

Il s'agit de la distance mesurée verticalement entre les deux points associés à une épaisseur nulle.

Ces dimensions concerne la fracture verticale, pour la fracture horizontale la hauteur remplace l'épaisseur.



Figure II.5 : Modèle simplifié d'une fracture [1]

#### II-2-2 Modélisation des fractures

De nombreux modèles sont développés, quatre types actuellement :

Deux dimensions (2D), Pseudo-trois dimensions (P-3D), Planaire en trois dimensions (PL-3D), Entièrement en trois dimensions (3D), on cite quelques exemples concernant les Modèles (2D) :

#### II-2-2-1 Modèle de Perkins et Kern (PKN)

Le modèle PKN fournit une fracture d'une section elliptique dont la hauteur est supposée fixée au flux horizontal, la pression de propagation de la fracture décroit avec l'élongation de la fracture, la longueur de la fracture est suffisamment supérieure à la hauteur[1].



Figure II.6 : Dessin descriptif du Modèle de Perkins et Kern (PKN)[1]

#### II-2-2-2 Modèle de Khristianovich-Geertsma de Klerk (KGD)

Le modèle KGD a été développé par Khristianovitch et Zheltov (1955) et Geertsma de Klerk (1969),il considère l'influence de la mécanique des fractures sur les points de fissure et simplifie la solution en supposant que l'écoulement dans la fracture est constant et que la pression est également constante. Contrairement au modèle PKN, la section est rectangulaire avec la paroi du puits et sa hauteur est supérieure à sa longueur.



Figure II.7: Modèle de Khristianovich–Geertsma de Klerk (KGD)[1]

#### II-2-2-3 Le modèle radial

Dans ce modèle la hauteur et la largeur de la fracture sont égales, la section est circulaire, ce modèle suppose une distribution uniforme de la pression du fluide et un débit d'injection de fluide constant.



Figure II.8 : Dessin descriptif du modèle radial d'une fracture[1]

#### **II-3** Le fluide de Fracturation

Le fluide de fracturation est généralement un fluide visqueux avec différents additifs chimiques, il est pompé à haute pression afin de créer une fracture artificielle ou d'agrandir celles existantes et les maintenir ouvertes à l'aide d'un agent de soutènement.

#### II-3-1 Types des fluides de fracturation selon le fluide de base

#### II-3-1-1 Fluide à base d'eau

Les plus largement utilisés, en raison de leur faible coût, performances élevées et leur manipulation facile par rapport aux autres types, de nombreux fluides à base d'eau sont largement utilisés, fluides linéaires, fluides réticulés et fluides à base des tensioactifs viscoélastiques.[2]

Ce fluide est composé essentiellement d'eau, sable et d'additifs chimiques nécessaire qui vont être discuter en détail après.

#### II-3-1-2 Fluide à base huile

Malgré le fait que les fluides à base d'huile sont pas économique, difficiles à contrôler et à préparer, ils ont plus d'avantages et montrent un résultat meilleur dans certains cas par rapport aux fluides à base d'eau surtout dans les formations sensibles à l'eau[2].

De plus, les fluides à base d'huile endommagent moins la formation et le support que ceux à base d'eau. Leur viscosité inhérente les rendent également plus efficaces.[3]

Il convient de noter que les huiles lourdes ont été utilisées au départ comme fluides de fracturation.[4]

#### II-3-1-3 Fluide à base acide

Les fluides à base d'acide sont principalement utilisés dans les formations carbonatées où la perméabilité est faible contrairement aux formations de grès qui ont une perméabilité relativement élevée, c'est pourquoi l'acidification est préférable à la fracturation par acide dans les formations gréseuse.[2]

L'utilisation d'acide de fracturation permet de se débarrasser de tous les problèmes d'agent de soutènement (Proppant screen-out, proppant flow back ...) en raison de la nonutilisation de l'agent de soutènement, sinon la fracturation par acide entraîne une perte de fluide en plus de son prix onéreux. L'efficacité de la fracturation à l'acide est déterminée en grande partie par la longueur de la fracture creusé.[5]

#### II-3-1-4 Fluide à base de mousse

La mousse est un mélange obtenu en piégeant un gaz sous pression (azote, dioxyde de carbone) dans une phase liquide à l'aide d'un agent tensioactif

Les fluides à base de mousse sont utilisés dans les formations sensibles à l'eau ou dans un environnement où l'eau est rare car ces fluides nécessitent une consommation d'eau inférieure (ou nulle)[3], ce qui rendra moins de liquide à récupérer et à contrôler après le processus de fracturation, en outre que l'utilisation des fluide à base de mousse réduit l'impact sur l'environnement[6].

#### II-3-1-5 Fluide à base d'alcool

Le méthanol a été utilisé comme fluide à base d'alcool dans la fracturation hydraulique généralement pour les formations à faible perméabilité qui contiennent des taux élevés d'argile.

L'utilisation de liquide à base d'alcool a montré de nombreux avantages, notamment (faible gel, faible tension superficielle, grande solubilité dans l'eau, pression de vapeur élevée, compatibilité avec la formation).[3]

L'utilisation de fluides à base d'alcool doit être associée à des mesures de sécurité élevées en évitant tout contact entre le méthanol et l'oxygène.

20

#### II-3-1-6 Fluide à base d'émulsion

Le fluide à base d'émulsion est généralement utilisé comme fluide de fracturation afin de réduire l'utilisation de l'eau dans le processus de fracturation hydraulique, en particulier dans les formations où l'eau crée des problèmes[4],le fluide à base d'émulsion peut être classé comme fluide à base d'huile.[3]

#### II-3-1-7 Fluide cryogénique

Les liquides de dioxyde de carbone et azote ou leurs fluides supercritiques ont été utilisés avec succès comme fluides de fracturation, également comme agent de déviation entre les étapes de fracturation de l'azote.[7]

Les fluides cryogéniques sont utilisés dans les formations sensibles à l'eau dans lesquelles l'agent de soutènement est placé dans la formation sans causer aucun type de dommage et sans ajouter aucun autre fluide porteur; modificateur de viscosité ou autres additifs chimiques.[3]

#### II-3-2 Autre classification pour les fluides de fracturation selon l'agent gélifiant

Des nouvelles classifications ont été apparu qui classent le fluide de fracturation - généralement à base eau - en deux classes selon l'agent gélifiant :

#### II-3-2-1 Fluide à base de polymère

Un fluide à base de polymère est un fluide dans lequel le polymère est utilisé comme viscosifiant (agent gélifiant) tel que la gomme de guar, les dérivés de guar, le dérivé de cellulose.

Les fluides à base de polymère les plus utilisés sont :

- Gomme de guar (PSG).
- Guar carboxymétyle (CMG).
- Guar hydrocarboxypropylique (HPG).
- Hydroxyéthyl-cellulose (HEC).
- Xantan et Scleroglucan.

#### II-3-2-2 Fluide non polymérique

Le fluide de fracturation non polymérique ou fluides sans polymère (Free-polymer) est un fluide de fracturation obtenu à partir des tensioactifs viscoélastiques (VES). L'augmentation du rapport de concentration des VES pour dépasser certaines concentrations critiques conduit à l'agrégation des micelles sous forme de vers nommée des micelles vermiculaire, ces dernières pouvent interagir pour former un réseau présentant un comportement visqueux et élastique.

Les fluides sans polymère sont classés comme fluides non dommageables ; ils ne laissent aucun résidu dans la formation de l'agent de soutènement après le processus de nettoyage (Clean-up).

#### II-4 L'agent de soutènement

Ce sont des billes en céramique, sable, bauxite... calibrées, qui sont placées dans la fracture avec un fluide visqueux qui peut les transporter grâce à leurs densités compatibles avec le transport qui ne provoquent pas des sédimentations en outre de ça l'agent de soutènement se caractérise par sa taille, distribution, la forme ou la sphéricité, résistance à l'écrasement[8].

Le but de l'agent de soutènement est de maintenir la fracture ouverte et d'empêcher sa fermeture en créant un drain perméable avec un bonne conductivité et une bonne résistance mécanique et chimique aux contraintes in-situ.



Figure II.9: Schéma explicatif pour le placement du proppant[8]

#### **II-5 Les additifs**

#### II-5-1 Les réducteurs de filtration

Des réducteurs de filtrat sont ajoutés au fluide de fracturation afin d'empêcher le fluide de quitter la fracture et de fuir vers la matrice rocheuse ou également vers les micro/macro fractures.

Les fuites excessives conduisant à l'augmentation de la concentration du proppant, cette dernière peut causer l'arrêt de la propagation de la fracture.

Au début du processus de fracturation, le fluide fuite vers la formation directement (SpurtLoss), après que les additifs de perte de fluide s'impliquent dans le processus en créant un film mince -appelé (Filter cake) - dans la fracture empêchant la perte de fluide de la fracture à la formation, maintenant ainsi l'efficacité de la fracture.

#### II -5-2 Les stabilisateurs d'argile

Les argiles sont des particules feuilletés de silicium et d'oxyde d'aluminium à microéchelle (=  $2 \mu m$ ), chargées négativement.[1]

L'injection des fluides à faible salinité perturbera l'état d'équilibre entre les particules d'argile et les grains de sable de la matrice, ce qui entraînera la dispersion de ces fines particules entraînant une forte perte de perméabilité.[9]

Généralement, une solution de 1 à 3% de KCl ou le chlorure organique de tétraméthylammonium sont utilisés comme stabilisateurs d'argile[10], sinon ces sels n'ont pas d'effet permanent pour le maintien de l'environnement chimique des particules d'argile, c'est pourquoi il existe des méthodes plus efficaces qui impliquent l'utilisation d'amines quaternaires ou de cation polynucléaire inorganique.

#### II-5-3 Les agents de réticulation

Les agents de réticulation sont des agents à base de bore, de titane, de zirconium, d'aluminium ... [2]utilisés pour augmenter la viscosité du fluide polymérique en reliant les chaînes chimiques des polymères, ce qui va augmenter le poids moléculaire efficace du fluide polymère.

#### II-5-4 Les stabilisateurs de viscosité

Les opérations qui s'étendent sur de longues périodes au cours desquelles le fluide de fracturation est encore exposé à des températures élevées nécessitent l'introduction de stabilisateurs de viscosité ou bien nommés aussi les stabilisateurs de gel pour minimiser la perte de viscosité.[11]

Le méthanol (5 - 10%) était le stabilisateur de viscosité le plus utilisé, mais en raison de son inflammabilité et de sa toxicité, d'autre stabilisants de gel sont utilisés tels que les thiosulfates de sodium, Sodium gluconate, Diethanolamine, Ethylenediamine ...[2]

23

#### II-5-5 Les contrôleurs de pH

La plupart des additifs de fluides de fracturation sont affectés par le changement de pH tels que (les agents de réticulation, briseurs, biocides, stabilisateurs de gel ...), ce qui nécessitent de contrôler le pH.

La solution tampon (Buffer) qui est une solution d'acide faible et son anion ou de base faible avec son cation, il est utilisé pour maintenir un pH spécifique dans le fluide de fracturation.

#### **II-5-6** Les tensioactifs

Les tensioactifs sont des composés chimiques qui minimisent la tension interfaciale par adsorption sur les surfaces, ils peuvent être utilisés dans le fluide de fracturation pour générer des fluides de fracturation multi-phases et de maintenir leur stabilité comme les mousses et les émulsions.

Les tensioactifs peuvent également être utilisés pour minimiser les dommages de formation, en plus ils peuvent favoriser le Clean-up par l'augmentation du débit à travers le milieu poreux en réduisant la tension interfaciale des fluides en circulation.

#### II-5-7 Les réducteurs de la trainée (réducteurs des frictions)

L'écoulement des fluides à travers les structures tubulaires est soumis à des frottements qui peuvent générer une perte d'énergie, ainsi la pression du fluide va diminuer le long de la conduit [12], ce qui impliquera une puissance supplémentaire sur les pompes.

Dans la fracturation hydraulique, les fluides à base d'eau doivent être pompés à des vitesses et des pressions maximales avec une viscosité élevée, ce qui peut provoquer un niveau élevé de frictions, afin de réduire ces frictions, les réducteurs de la traînée également appelés réducteurs de friction sont ajoutés au fluide de fracturation à base d'eau.

#### II-5-8 Briseurs de gel

Les briseurs de gel consiste à réduire la viscosité du fluide de fracturation en brisant les chaines des polymères pour que le proppant se place dans la fracture en créant une fracture avec une conductivité élevée, les trois principaux types des briseurs de gel sont : les oxydants, les acides, les enzymes.[3]

La rupture des fluides de fracturation polymériques peut provoquer des dommages dus aux précipités insolubles des résidus de polymères qui diminuera la conductivité de l'agent de soutènement.

Il convient de noter que le fluide non polymérique (VES) n'a pas besoin d'aucun type de briseurs précédents, il se brise avec le contact avec l'huile ou l'eau de gisement.

#### II-5-9 Biocides / Bactéricides

Pomper une eau non traitée dans un réservoir ou utiliser un fluide de polymère organique [3]peut être une raison de la croissance des bactéries.

Les bactéries aérobies présentes dans le fluide de fracturation peuvent dégrader sa viscosité, sinon les bactéries anaérobies peuvent produire du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) qui peut provoquer la corrosion et créer un grave danger pour l'environnement et la santé[3].

Ainsi, les biocides sont des additifs qui sont ajoutés à l'agent gélifiant (polymère) pour contrôler ou combattre la croissance bactérienne (bactéries réductrices du sulfate, bactéries formateurs de la brillance, algues...)[3], son utilisation est importante en particulier dans le cas des fluides à base d'eau.

#### II-6 Caractéristiques du fluide de fracturation

Le fluide de fracturation idéal doit avoir :

- filtration minimale.
- bonne suspension des agents de soutènement.
- Basse pression de pompage.
- Compatibilité avec la formation et les additifs.
- Simplicité de préparation.
- Autoriser un Flow-back (brisable).
- Économiquement faisable.
- Compatible avec l'environnement.

## Chapitre 03 :

## Les fluides à base des surfactants viscoélastiques

#### **IIII-1** Les micelles vermiculaires

#### **III-1-1 Définition**

L'autoassemblage spontané des molécules amphiphiles en solution conduit à la formation des agrégats allongés et flexibles, ces structures d'agrégats sont appelées les micelles vermiculaires ou les micelles géantes. La nature de ce type de surfactant (principalement sa géométrie et son HLB) détermine cette morphologie particulière.[1]

#### III-1-2 La structure

#### III-1-2-1 Le paramètre d'empilement moléculaire

C'est une quantité géométrique qui permet un aperçu simple et intuitif de phénomène d'autoassemblage. Ce paramètre peut être utiliser pour prédire comment les modifications de la molécule de surfactant ou l'état de la solution vont influencer la structure des micelles. Il peut être également utiliser pour prédire la structure des micelles contenant des surfactants qui sont composés de queues hydrophobes doubles. Ces tensioactifs auront des paramètres d'empilement moléculaire deux fois plus importants.

Le paramètre d'empilement moléculaire est défini comme suit :

$$P = \frac{V_0}{a \times l_0}$$
(III.1) [11]

Où :

 $v_0$ : Le volume de la queue du surfactant.

l<sub>0</sub>: La longueur de la queue du surfactant.

a: L'aire de la surface du corps hydrophobe de l'agrégat exprimée par molécule dans l'agrégat.

 Tableau III.1 : Relations géométriques pour les agrégats sphériques, cylindriques et bicouches[2].

Variable	Sphère	Cylindre	dre Bicouche		
Volume de corps	$4\pi R^3$	$\pi R^2$	2 <i>R</i>		
$V = gv_0$	3				
Surface du corps	$4\pi R^2$	$2\pi R$	2		
A = ga					
Surface par molécule (a)	$\frac{3v_0}{R}$	$\frac{2 v_0}{R}$	$\frac{v_0}{R}$		

Paramètre	$\frac{v_0}{v_0} \le \frac{1}{2}$	$\frac{v_0}{v_0} \le \frac{1}{2}$	$\frac{v_0}{2l} \le 1$
d'empilement	$al_0$ 3	$al_0$ 2	
$v_0/a l_0$			
Le plus grand	$4\pi l_0^3$	$\pi l_0^2$	$2l_0$
nombre	3v <sub>0</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>0</sub>
d'agrégation g <sub>max</sub>			
Numéro agrégation	$g_{max}(\frac{3v_0}{al_0})^3$	$g_{max}(\frac{2v_0}{al_0})^2$	$g_{max}(\frac{v_0}{a})$

Les variables V, A et g dans le tableau se réfèrent à l'agrégat sphérique entier, à la longueur unitaire d'un agrégat cylindrique ou à la surface unitaire d'un agrégat bicouche, respectivement, pour les trois formes, g max est le plus grand nombre d'agrégation possible pour une géométrie donnée basée sur la contrainte que le corps agrégé est rempli et que la queue ne peut pas s'étirer au-delà de sa longueur étendue. Ces relations géométriques, ainsi que la contrainte que le rayon de la sphère ou du cylindre, ou l'épaisseur demi-bicouche (tous désignés par R) ne peuvent pas dépasser lo, conduisent à la relation bien connue suivante entre le paramètre d'empilement moléculaire et la forme d'agrégat:  $0 \le \frac{v_0}{al_0} \le \frac{1}{3}$  pour la sphère,  $\frac{1}{3} \le \frac{v_0}{al_0} \le \frac{1}{2}$  for pour le cylindre (en forme de tige ou de vermiculaire), et $\frac{1}{2} \le \frac{v_0}{al_0} \le \frac{1}{3}$  pour le cylindre comme il est présenté dans la figure III.1.



Figure III.1 : Schéma illustrative montre la relation entre le paramètre d'empilement moléculaire et la forme de l'agrégat[3].

#### III-1-2-2 Mécanisme de formation des micelles vermiculaires

Lorsque les micelles vermiculaires se forment, elles sont visualisées comme ayant un corps cylindrique (partie médiane) et des bouts hémisphériques (les deux parties peuvent avoir des diamètres différents)[4]avec un paramètre moléculaire d'empilement 1/3 < P < 1/2, figure III.2.



Figure III.2: Présentation la structure de la micelle vermiculaire[5].

L'asymétrie moléculaire dans les molécules amphiphiles (la différence dans les zones d'emballage efficaces des deux unités moléculaires différentes) est mesurée par la courbure spontanée, ou paramètre d'empilement pour fixer la géométrie de la structure auto-assemblée. Ainsi, les molécules asymétriques ont une courbure spontanée élevée et une tendance à former des agrégats à forte courbure (micelles sphériques), tandis que les molécules symétriques ont une faible courbure spontanée et donc une tendance à former des interfaces planes (bicouches).[1]



Figure III.3: Schéma représente la relation géométrique entre le paramètre d'empilement, l'étendue de la courbure et la morphologie de la structure [6].

Chapitre 03

Les micelles cylindriques peuvent former deux types de morphologies: les réseaux ramifiés et les micelles linéaires, ressemblant à des micelles vermiculaires, deux types de défauts topologiques sont responsables de la formation de ces structures: les points de jonction et les bouts hémisphériques respectivement, ces défauts augmentent l'énergie des micelles par rapport aux sections cylindriques (corps)[7], où la courbure spontanée représente les contributions enthalpiques, mais elles sont stabilisées par une augmentation de l'entropie translationnelle (bouts hémisphérique) ou les jonction configurationnelle.

Le type de défaut qui domine le système est déterminé par la courbure spontanée amphiphile, les micelles cylindriques caractérisées par une courbure spontanée modérée (supérieure à celles qui forment des bicouches et inférieure à celles qui forment des micelles sphériques) favorisent les défauts des bouts hémisphérique, ces dernières augmentent l'entropie en augmentant le nombre de micelles, connu par la croissance micellaire qui est entraînée par la différence d'énergie libre entre les molécules de surfactant dans le corps cylindrique de la micelle et les molécules qui sont situées au niveau des bouts hémisphériques micellaires[8]. Cette augmentation de l'entropie s'accompagnera d'une réduction de la longueur des micelles cylindriques, résultant en une suspension de micelles linéaires de type vermiculaire ou de morphologie de micelles linéaires de type vermiculaire de longueur finie.

#### III-2 La formulation de réseau des micelles vermiculaires

Dans des conditions spécifiques, les micelles se développent en un allongement énorme et forment des agrégats très longs et très flexibles en une croissance micellaire unidimensionnelle (1D), appelée micelle vermiculaire pour lesquelles la courbure spontanée des bouts hémisphériques est supérieure à la courbure spontanée du corps cylindrique. La croissance est donc considérée comme une tendance du système à minimiser l'excès d'énergie libre en réduisant le nombre des bouts hémisphériques malgré le facteur d'entropie contrecarrant[9][10][11].

Au-dessus d'un seuil de concentration critique dépendant du surfactant, appelé concentration de chevauchement, les micelles vermiculaires sont suffisamment proches les unes des autres et par interaction hydrodynamique elles s'emmêlent dans un réseau transitoire réversible dynamique, ces micelles vermiculaires atteignent le point où elles forment progressivement en trois dimensions (3D) un réseau dense avec la croissance de concentration des tensioactifs, où la distance entre les agrégat cylindrique devient inférieure à la distance inter-micellaire et par suite le nombre des bouts hémisphériques diminuera [9][10][12][8][13].

29



Figure III.4: Formation de réseau de micelles vermiculaires enchevêtrées[14].

#### III-3 Fluide à base des surfactants viscoélastiques

#### III-3-1 Définition de surfactant viscoélastique

Les surfactants viscoélastiques sont des molécules amphiphiles, dont la structure est comme la plupart des tensioactifs où la tête hydrophile bien définie attachée à la queue hydrophobe comme il est schématisé dans la figure III.5, ainsi qu'ils ont plusieurs propriétés en commun avec eux, comme la réduction de la tension interfaciale avec une certaine dégrée, ils sont appelés viscoélastiques car ces classes de tensioactifs ont un comportement à la fois visqueux et élastique.[15]

Les tensioactifs viscoélastiques (VES) se regroupent, par l'auto-assemblage de ces molécules en micelles allongées pour former des micelles vermiculaires, fournissant un comportement viscoélastique au fluide.[16]



Figure III.5: La structure de la molécule de tensioactif viscoélastique[17].

#### III-3-2 Les fluides formés par les surfactants viscoélastiques

Le tensioactif viscoélastique dans certaines conditions de salinité, de température ou l'addition de certains composés organiques[18]forment un type de structure de micelles

différent de celui des micelles sphériques habituelles dans les fluides aqueux[16], ils s'agrègent en chevauchant des micelles de type vermiculaire [19], l'autoassemblage et l'enchevêtrement de ces WLM flexibles (enchevêtrés les unes avec les autres formant un réseau de gel) confèrent viscosité et élasticité à ces fluides aqueux.

#### III-4 Rhéologie des fluides de VES III-4-1 Comportement des VES envers le cisaillement

Lors des faibles cisaillements le fluide de VES se comporte comme un fluide newtonien, après un module de cisaillement critique[20]relie à une viscosité  $\mu_{Cr}$ , la viscosité commence à augmenter avec l'augmentation du cisaillement en présentant un comportement rhéoépaississant[21].



Figure III.6: Le comportement rhéoépaississant/pseudo-plastique des fluides VES au cours de la formation du (SIS)[22].

Une fois la viscosité maximale est atteinte la viscosité commence à dégrader, la seule théorie pour expliquer ça est le brisement des bouts hémisphérique des micelles vermiculaire, ce phénomène est causé par la formation /destruction des (SIS) cependant il n'y a pas un consensus dans la littérature sur la contribution exacte du taux de cisaillement à la formation du (SIS)[22].

Le comportement des fluides de VES peuvent avoir d'autres courbes similaires selon le type de viscoélastique comme le cas de solution micellaire vermiculaire de bromure d'hexadécyltriméthylammonium / salicylate de sodium (CTAB / NaSal WMS)[24] qui présent une zone pseudo-plastique juste après la zone newtonienne, présentant trois zones (figure).



Figure III.7: comportement de viscosité de bromure d'hexadécyltriméthyl ammonium / salicylate de sodium (CTAB / NaSal WMS)[23]

#### III-4-2 L'écoulement viscoélastique à travers un milieu poreux

L'écoulement des fluides de VES en solution dans les milieux poreux est plus compliqué que l'écoulement dans les milieux sans obstacles (Shear Flow).

Pour les faibles débits qui sont liés généralement à des faibles taux de cisaillement la viscosité apparentes reste constante ( $\mu_0$ ) la viscosité a contrainte de cisaillement zéro cette zone est appelés "la zone dominée par la contrainte" avec un comportement newtonien.[20]



Figure III.8: Comportement des VES dans un milieu poreux [22].

Avec l'augmentation du débit la viscosité apparente augmente et le fluide commence à avoir un comportement rhéoépaississant dû à l'enchevêtrement des micelles vermiculaire.[25],après la formation de SIS la valeur de viscosité apparente augmente jusqu'au sommet.[22]

L'augmentation du débit après le SIS dans l'écoulement aux milieux poreux va aussi résulter une diminution de viscosité mais la valeur de viscosité va être supérieure à celle d'un écoulement de Couette à cause de la résistance viscoélastique dans les milieux poreux, cette zone est appelée la zone dominée viscoélastique.[22]

On peut voir ce comportement clairement en définissant le facteur de résistance ( $\Lambda$ ) d'un fluide viscoélastique qui s'écoule avec un débit volumétrique q et une perte de charge  $\Delta P$ à travers un milieu poreux[20].

$$\Lambda = \frac{\left(\frac{\Delta p}{q}\right)_{VES}}{\left(\frac{\Delta p}{q}\right)_N} \tag{III.2) [20]}$$

L'indice ( $_{VES}$ ) indique un fluide VES à un débit ou une chute de pression spécifique, tandis que l'indice ( $_N$ )indique son faible débit newtonien ou sa limite de faible chute de pression.[20]



Figure III.9 : facteur de Résistance des VES en solution dans une cellule de Couette , milieu poreux et des micro-canal [20].

Le facteur de résistance  $\Lambda$  est similaire à la définition de la viscosité apparente sans dimension ou également appelé viscosité relative apparente.[20]

#### III-4-3 Le système VES- Nanoparticule

L'utilisation des matériaux à l'échelle nanométrique à démontrer la possibilité la possibilité d'améliorer des différentes propriétés (physique, chimique, rhéologique ...etc), citant l'absorption optique (particule métalliques comme Au,Ag), la fluorescence ( points quantiques semi-conducteurs CdSe, CdTe), phosphorescence (matériaux oxyde dopé comme  $(Y_2O_3)$ , le moment magnétique(oxyde de fer)[26], la viscosité (MgO, ZnO, TiO<sub>2</sub>).

#### III-4-4 L'interconnexion de système VES- Nanoparticule

Dès leur premières utilisation l'incorporation des nanoparticules dans les fluides de fracturation a été dans le cadre d'améliorer les caractéristiques rhéologiques notamment la viscosité.



Figure III.10: Schéma représentatif pour les deux étapes de formation de system WLM-Nanoparticule[26] (Réimprimé avec l'autorisation de V. A. Pletneva, V. S. Molchanov et O. E. Philippova, Langmuir, 2015, 31, 110. Copyright 2015 American Chemical Society).

Lorsque les nanoparticules sont immergées dans une solution de VES, elles vont être recouvertes par une couche des molécules des surfactants absorbés[26],les nanoparticules recouvertes vont interagir avec d'autre micelles vermiculaires et les end-caps sont les parties qui vont être impliquées dans le processus de formation des jonctions car ils représentent des parties énergétiquement défavorables.



Figure III.11 : Schéma descriptif de l'attachement des micelle à une nanoparticule[27]( Réimprimé avec la permission de Nettesheim et al. (2008). Droits réservés 2008 American Chemical Society).

#### III-4-5 L'effet des nanoparticules sur le fluide de VES

L'étude rhéologique a trouvé que 1vol% des nanoparticules peut augmenter la viscosité jusqu'à 300%[26], ce qui va réduire la quantité des VES requises pour stabiliser le gel[28] généralement par l'utilisation des oxydes et hydroxydes de métal alcalino-terreux, oxydes et hydroxydes de métal alcalin, oxydes et hydroxydes de métaux de transition, oxydes et hydroxydes de métaux pauvres[29], la formation des VES stables conduira à l'utilisation de plus de 20% moins de quantité de VES.



Figure III.12 : une micelle vermiculaire pseudo-réticulées avec des nanoparticules (rose) formant une structure forte .[28]

Les crystals pyroélectriques et piézoélectrique tels que ZnO, MgO peuvent augmenter ou bien stabiliser la viscosité dans les hautes températures, Maxey et al (2008) [27]ont trouvé que le module de stockage de la solution amendée aux nanoparticules ne changeait pas sensiblement après 2 heures à 77 ° C, tandis que celui de la solution de tensioactif sans nanoparticules perdait une grande partie de son comportement élastique à cette température. En outre l'ajout des faibles concentrations des nanoparticules peut augmenter la viscosité à taux de cisaillement nul  $\mu_0$ , le module de conservation et allonger le temps de relaxation.



Figure III.13 : Amélioration des caractéristiques élastiques par l'ajout des nanoparticules à des différent températures.[30]

#### III-4-6 Réglage de rhéologie des VES en solution avec les nanoparticules

#### **III-4-6-1** Les solutions diluées

Le plus grand effet des nanoparticules sur la solution diluée est observé lorsqu'elle sont ajouté près du concentration de chevauchement ou les nanoparticules vont déclencher les propriétés de gel [27]. Nettesheim et al ont démontré ça avec des VES cationiques et des SiO<sub>2</sub> de 30 nm ou la viscosité avait augmenté 25 fois [27], [31].

#### III-4-6-2 Les solutions demi-diluées

Dans les solutions demi-diluées qui présente déjà une viscoélasticité l'ajout des nanoparticules augment le plateau de module  $G_0$ , la viscosité, le temps de relaxation ... etc qui est due à la formation des jonction conduisant à l'élongation et la (réticulation) des chaines micellaire déjà existant dans la solution[27].



Figure III.14 : la Dépendance en fréquence du module de stockage G '(symboles pleins) et du module de perte G ''(symboles vides)[26][American Chemical Society2015].

#### III-7 Avantages de l'utilisation d'un fluide VES

#### III-7-1 Réducteurs de traînée efficaces

Dans l'industrie des champs pétrolifères, les processus de pompage de fluides ou de boues à travers des tubulaires de puits et longs conduits de petit diamètre nécessitent des fluides réducteurs de traînée efficaces pour réduire la pression et la puissance de pompage.

Les fluides VES ont une réduction efficace de la traînée en raison des interactions de leurs structures micellaires (micelles vermiculaire) avec des mouvements turbulents dans le champ d'écoulement. Donc, leur exploitation maximise la capacité de pompage dans les tubes de puits tout en limitant la pression de traitement de surface. [1]

#### III-7-2 Bon transporteur et suspenseur de particules

Le transport des particules doit avoir lieu dans un flux laminaire sans l'influence des tourbillons, les fluides VES ont montré une suspension et un transport efficaces des particules dans un flux laminaire. [4]en raison de leur viscoélasticité notable qui est considérée comme importante dans la suspension de particules par rapport à celle des fluides polymères qui ont été historiquement utilisés dans les mêmes applications.

#### III-7-3 Polymère vivant ou polymère d'équilibre :

La structure des fluides VES peut se reformer après une exposition au cisaillement où les micelles vermiculaires apportent une capacité unique de se reformer pour fournir une suspension de particules efficace et éviter la dégradation qui peut se produire dans des

écoulements à forte déformation. Cette capacité est une différence clé exploitée dans la fracturation hydraulique et d'autres applications.[1]

#### III-7-4 L'évacuation de fluide Clean Up

Il est important que le fluide de fracturation quitte la formation productrice et le puits après un processus de traitement et ouvre la voie à la production d'hydrocarbures. Les micelles vermiculaires dans un fluide VES ouvrent cette voie par un mécanisme de détérioration de la structure micellaire et de la rhéologie par contact avec des hydrocarbures liquides.



Figure III.15: Le mécanisme de détérioration de la structure micellaire [32].

Cet avantage a été exploité dans des traitements tels que la fracturation hydraulique où la rhéologie des fluides VES se détériore après le placement de l'agent de soutènement et pendant le reflux de fluide, une fois qu'ils subissent le liquide d'hydrocarbure de production. Cette caractéristique différencie les systèmes VES des fluides polymères qui ne perdent pas leur viscosité au contact des hydrocarbures. [1][4]

## Chapitre 04 :

# Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions de gisement.

### **IV.1 Plan De Recherche**

- 1. Caractérisation des échantillons.
- Etude rhéologique du comportement de fluide à base de VES associé avec des nanoparticules.
- 3. Mise au point d'un nouveau perméabilimètre appliqué pour le proppant compacté.

Le travail consiste à mesurer la conductivité du proppant lors du Flow-back après l'utilisation de fluide à base de VES et un fluide de fracturation conventionnel à base de polymère -ce qui est le guar dans nos expériences- en présentant un nouveau dispositif pour la mesure de la perméabilité du Proppant Pack compacté.

Ce travail mis en évidence aussi le comportement rhéologique de l'utilisation des nanoparticules (ZnO) dans le système de VES.

#### IV.2- Caractérisation des échantillons :

#### IV.2.1- Les produits utilisés

- L'eau de ville de Hassi Messaoud, Ouargla.
- L'agent de soutènement :
  - Dimension 20/40, Bauxite de densité 3.68.
  - Dimension 30/50, Bauxite de densité 3.70.
- Le surfactant viscoélastique utilisé est un [Amides ,tallow ,N-(3-(dimethylamino)propyl),N-oxide] de la société (Nouryon Surface Chemistry AB) commercialisé sous le nom (AROMOX APA-TW)



Figure IV.1; Le fluide VES après la préparation en état de gel

• Composition du surfactant viscoélastique :

Le produit est un mélange de l'Amides ,tallow ,N-(3-(dimethylamino)propyl),Noxide et le propylène de glycol avec les concentrations montrées dans le tableau IV.1 , cependant le produit de l'expérience est une solution de surfactant viscoélastique dilué dans la saumure (eau + NaCl) avec une concentration de 20%.

Tableau IV.1: Compositon du VES	de la société Nouryon
Nom chimique	Concentration
Amides ,tallow ,N-(3-(dimethylamino)propyl),N- oxide	30% à 50%
Propylène de glycol	30% à 50%

• Les propriétés physiques et chimiques de surfactant viscoélastique utilisé :

# Tableau IV.2: propriétés physiques et chimiques du VES de la société NouryonLa propriétéLa valeur

Forme	Liquide		
Couleur	Jaune clair		
pH	6 - 9		
Point de fusion	4°C		
Point d'ébullition	>100°C		
La masse volumique	990 kg/m <sup>3</sup> (25°C)		
Solubilité dans l'eau	Soluble		
Solubilité dans les autres solvants	Soluble dans le Méthanol d'Acétone		
Viscosité dynamique	250 cp (25°C)		

- L'agent de réticulation : acide borique
- Le polymère : Poudre du guar (un polymère polysaccharide)
- Le Gasoil : de la société NAFTAL
  - o Densité : 0.86
  - Viscosité : 0.30 cp

- Les briseurs :

- Ammonium Peroxodisulfate pour le fluide à base de polymère
- Le gasoil pour le fluide VES

- La saumure : NaCl de concentration (20%)
- Les nanoparticules : L'oxide de Zinc (ZnO) :
  - Poudre blanche sans odeur
  - o Densité 5.4



Figure IV.2: Les nanoparticules d'oxide de zinc (ZnO) sous forme de poudre

# IV.3- Caractérisation rhéologique du comportement de fluide à base de VES associé avec des nanoparticules

L'appareil utilisé pour les tests est le viscosimètre rotatif Fungilab le model Premium, à une température 30°C, module de cisaillement 70, vitesse de rotation 250 rpm . Les étapes de tests sont :

- Préparation de fluide VES et des Nanoparticules de ZnO.
- Remplissage des cylindres de viscosimètre (Spindles) :
- Paramétrage du viscosimètre et démarrage des mesures de viscosité (les tests sont présentés dans les tableaux suivants)

	Saumure	VES
Test 1	20%	4%
Test 2	20%	6%

Tableau IV.3: Tests de viscosité de fluide VES

# Chapitre 04 Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

	Saumure	VES	Nanoparticules
Test 3	20%	4%	4% ZnO
Test 4	20%	4%	6% ZnO

#### Tableau IV.4: Tests de viscosité d'un système VES+Nanoparticules

# Tableau IV.5: Tests de viscosité de système VES et un système VES+Nanoparticules avec l'augmentation de température

	Saumure	VES	Nanoparticules	Température
Test 5	20%	4%	/	30 <b>→</b> 60
Test 6	20%	4%	6% ZnO	30 <b>→</b> 60

#### **Résultats et discussions**

#### • Test 01 + Test 02 :

Les cylindres de ces deux expériences contiennent :

- $\circ \quad Eau + 20\% NaCl + 4\% \ VES$
- $\circ \quad Eau + 20\% NaCl + 6\% \ VES$



Figure IV.3: Variation de la viscosité avec le temps d'un système VES avec des différentes concentrations

#### • Test 03 + Test 04 :

Les cylindres de ces deux expériences contiennent :

- Eau + 20%NaCl + 6% VES + 4% ZnO nanoparticule
- Eau + 20%NaCl + 6% VES + 6% ZnO nanoparticule



Figure IV.4: Variation de la viscosité avec le temps d'un système VES+Nanoparticules avec des différentes concentrations des nanoparticules

#### • Test 05 + Test 06 :

Les tests se déroulent avec une augmentation de la température de 30 à 60 durant 15 minutes ,les cylindres de ces deux expériences contiennent :

- $\circ \quad Eau + 20\% NaCl + 6\% \ VES$
- Eau + 20%NaCl + 6% VES + 6% ZnO nanoparticule



Figure IV.5: Variation de la viscosité avec la température d'un système VES et un système

#### VES+Nanoparticules.

# Chapitre 04 Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

- Pour le premier et le deuxième test : La viscosité apparente des fluides de 4% et 6% de concentration présente une pique dans les trois premières minutes, après la stabilisation les fluides de 6% VES présente une viscosité supérieure à celle du fluide de 4% VES.
- Pour le troisième et le quatrième test : Les deux courbes de viscosité présentent presque la même allure, tandis que le fluide de 6% VES+6% nano-ZnO à une viscosité légèrement supérieure à celle du fluide de 6% VES présentant une augmentation de 250%.
- Pour le cinquième et le sixième test : Après l'augmentation rapide dans les premiers trois minutes le fluide de 6% VES est soumis à une perte significative de viscosité avec l'augmentation de température, cependant le fluide de 6% VES+ 6% ZnO présente une légère dimunition de la viscosité.

#### IV.4- Mise au point d'un perméabilimètre appliqué pour le proppant compacté

Le dispositif est conçu pour le but de simuler l'écoulement des hydrocarbures à travers une fracture lors du Flow-back en utilisant 1) des cellules métalliques qui résistent à des hautes pression (des pressions similaires aux pressions des réservoirs d'hydrocarbures) et 2) un appareillage de pression qui sert à augmenter la pression au sein des cellules d'expériences grâce à un système hydraulique

#### IV.4.1- Description et Schéma générale du dispositif :

#### IV.4.1.1- L'appareillage de pression

Il s'agit de deux plaques métalliques horizontales et parallèles, la plaque inférieure est une plaque fixe qui sert à porter les cellules, tandis que la plaque supérieure est une plaque mobile sert à appliquer une pression sur le piston des deux cellules pour augmenter la pression au sein du cylindre, la pression est générée grâce au cric hydraulique placée audessus de la plaque supérieure.

La plaque mobile est reliée avec le toit de l'appareillage par deux ressorts pour qu'elle puisse revenir à sa place initiale dans le cas d'élimination de la pression appliquée.



Figure IV.6 : L'installation de compression



Figure IV.7 : Schéma détaillé de L'installation de compression

# Chapitre 04 Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

#### IV.4.1.2- La cellule de mesure de la perméabilité du proppant compacté

La cellule se compose d'un cylindre vide, un piston de pression et une partie incurvée trouée et filetée, la tige de piston est aussi un cylindre creux fileté à l'extérieur, elle traverse le trou de la partie incurvée où il peut être serrer avec un écrou pour maintenir la pression.

Dans (la figure IV.) le schéma sur la gauche présente la cellule ouverte, elle comporte quatre orifices :

- a. Orifice d'injection.
- b. Troue de purge (pour éviter le problème des bulles d'air)
- c. Orifice d'entré de cylindre.
- d. Orifice de sortie

Tandis que le schéma à droite présente une cellule sous pression où l'injection du gasoil est par l'orifice (a) est la récupération est par l'orifice (b), les deux manomètres sont utilisés pour mesurer la pression d'entré et la pression de sortie.



Figure IV.8: l'installation de mesure de perméabilité.



Figure IV.9 : Schéma descriptif détaillé de la cellule d'expérience et l'installation de mesure de perméabilité.

#### IV.4.2 Mode opératoire

- Préparation des mélanges avec des concentrations spécifiques de l'agent gélifiant
  - 1- Gel de VES + saumure
  - 2- Fluide de polymère
    - a. Poudre de guar + eau
    - b. Gel de guar + Agent de réticulation
- On brise les deux fluides, chaque fluide avec son briseur spécifique.
- Remplissage des cellules avec :
  - Fluide VES brisé + Agent de soutènement.

# Chapitre 04 Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

- Gel de guar réticulé brisé + Agent de soutènement.
- On place les cellules dans le dispositif de pression et on commencer à élever la pression jusqu'aux pression désirées.
- Après avoir atteint la pression désirée.
- On retire les cellules du dispositif.
- On fait injecter le gasoil par l'orifice (a) pour mesurer la perméabilité du proppant après l'utilisation des fluides VES et les fluides à base de guar réticulé.
- Les expériences sont faites en deux pression de confinement PC1 et PC2 tel que PC'1 < PC'2</li>

Les données à enregistrer sont :

- La pression d'injection P<sub>1</sub> de l'orifice d'injection.
- La pression de sortie P<sub>2</sub> de l'orifice de sortie.
- Le débit du gasoil à la sortie (Q).

La perméabilité est calculée par la relation de Darcy

$$K = \frac{Q.\mu.dx}{s.\Delta p}$$

#### **Remarque :**

On suppose que :

- L'écoulement et la position des cellules sont horizontaux.
- Les forces de frottement avec le cadre dus au mouvement de la plaque mobile sont négligées
- Les forces de frottement du piston avec la paroi intérieure du cylindre sont négligées
#### **Résultats et discussions**

# Tableau IV.6: Les paramètres enregistrés à une échantillon témoin duproppant sans l'utilisation de gel

	P1(psi)	P2 (psi)	Q (cm <sup>3</sup> /s)
PC'1	20	15	1.42
PC'2	20	14.9	1.4

## Tableau IV.7: Les paramètres enregistrés lors de l'utilisation de gel de guar brisé

	P1(psi)	P2 (psi)	Q (cm <sup>3</sup> /s)
PC'1	20	12.3	1.1
PC'2	20	12.1	1.02

# Tableau IV.8: Les paramètres enregistrés lors de l'utilisation de VES

brisé

	P1(psi)	P2(psi)	Q(cm <sup>3</sup> /s)
PC'1	20	14.8	1.4
<b>PC'2</b>	20	14.2	1.2

#### Tableau IV.9: Résultats de la perméabilité de l'échantillon témoin

	K(md)
PC'1	498.52
PC'2	481.59

#### Tableau IV.10: Résultats de la perméabilité après l'utilisation de gel de

Guar
Juai

	K(md)
PC'1	250.57
PC'2	226.31

#### Tableau IV.11: Résultats de la perméabilité après l'utilisation de VES

	K(md)
PC'1	472.06
PC'2	362.63



Figure IV.10: Comparaison entre la perméabilité du proppant après l'utilisation du gel de guar et le fluide VES

L'augmentation de la pression de confinement dans l'échantillon de guar réticulé et • brisé et l'échantillon de VES brisé résulte une dimunition du débit et de la pression de sortie du gasoil.

# Chapitre 04 Simulation expérimentale de l'écoulement de fluide de fracturation sous les conditions gisement.

- L'utilisation de VES brisé permet d'obtenir une pression de sortie est un débit de gasoil supérieur à celle de guar réticulé.
- La perméabilité obtenue après l'utilisation de fluide VES brisé est supérieure à celle du guar réticulé brisé quelques soit la pression de confinement.

#### Conclusion

Les résidus laissés après de l'utilisation de fluide de fracturation à base de polymère réduit le volume total des pores dans le Proppant Pack provoquant une conductivité retenue minimale lors du Flow-Back tandis que la conductivité retenue dans le cas d'un fluide à base de surfactant viscoélastique est maximale grâce à l'absence de tous type de résidus.

L'utilisation des nanoparticules dans le système VES contribue à stabiliser la viscosité en empêchant la chute remarquable de la viscosité à travers le temps d'un système VES sans l'utilisation des nanoparticules.

L'augmentation de concentration de VES dans le système VESnanoparticules aide à maintenir une viscosité supérieure grâce à l'augmentation de la longueur et la résistance des agrégats.

L'augmentation rapide de viscosité du fluide VES au premier temps est due à une modification de la disposition des molécules des surfactants viscoélastiques dans le fluide.

## Recommandation

- L'introduction des nanoparticules (système VES-Nanoparticule) pour le maintien de viscosité dans le cas des puits à haute température.
- L'utilisation du complexe supramoléculaire (VES-Polymère) qui aide à avoir une grande viscosité avec peu de VES ce qui minimise le coût total du fluide de fracturation hydraulique.
- La réutilisation de fluide VES brisé après le processus de Clean-Up avec l'addition de α-oléfine sulfonate (AOS) pour résoudre d'autre problème des dépôts organiques (dépôt d'asphaltène, altération de mouillabilité ...) très courants dans les champs Algérien.

#### **Bibliographie**

- [1] B. C. Craft. and M. Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. 2012.
- [2] F. Civan, Reservoir formation damage Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company, 2000.
- [3] Dominique Veillon, *La liaison couche-trou*, TECHNIP. 2001.
- [4] "Ali Sharif, Tight gas resources in Western Australia Western Australia Department of Mines and Petroleum, Septembre 2007.".
- [5] "Ben E. Law and Charles W. Spencer, 1993, «Gas in tight reservoirs-an emerging major source of energy » in David G. Howell (ed.), The Future of Energy Gasses, US Geological Survey, Prof.pdf.".
- [6] B. Kamal, "Hydrocarbures non conventionnels," IFP Energies nouvelles, 2011.
- [7] "Methane clathrate." https://en.wikipedia.org/wiki/Methane\_clathrate (accessed Jul. 23, 2020).
- [8] A. M. Soliman, M. Hamed, and A. Yassin, "Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential," no. November, 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.3846.0880.
- [9] "Schiste bitumineux," 2020. https://fr.wikipedia.org/wiki/Schiste\_bitumineux (accessed Jul. 23, 2020).
- [10] L. B. and E. T. Cécile A. Dreiss, Srinivasa R. Raghavan and Yujun Feng, Ruggero Angelico, Sergio Murgia and Gerardo Palazzo, Marcelo A. da Silva and Ce´cile A. Dreiss, Olga E. Philippova, Yujun Feng, Zonglin Chu and Ce´cile A. Dreiss, Ellina Kesselman and Dganit Danino, Wormlike Micelles Advances in Systems, Characterisation and Applications. 2016.
- [11] B. M. Ouassini, "Étude Des Polymères Par Dynamiques Moléculaire," p. Université des Sciences et de la Technologie d'Ora, 2015.
- [12] F. BOUNOUIRA, "LES GELS, ASPECTS THÉORIQUES ET APPLICATIONS,"

UNIVERSITE MOHAMMED V – RABAT, 2015.

- [13] T. M. J Michael Economides, Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. ET Publishing, Houston, 2007.
- [14] "What is Shear Rate and Why is it Important." https://www.labcompare.com/10 Featured Articles/338534 What is Shear Rate and Why is it Important/ (accessed Jul. 15, 2020).
- [15] J. F. M. van Santvoort, "Viscoelastic surfactants for conformance control," Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2017.
- [16] J.-L. B. Sakir Amiroudine, Mécanique des fluides. 2011.
- [17] J. Avendano, "Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole," Université Paris-Est, 2012.
- [18] F.- DUFOUR, "Developpements De La Methode Des Elements Finis Avec Des Points D'integration Lagrangiens : Applications A La Geomecanique," L'École Centrale de Nantes et l'Université de Nantes, 2002.
- [19] P. F. Taillet Richard, Loïc Villain, Dictionnaire de physique, Bruxelles, De Boeck,
   p. 139 « constante de temps ». 2013.
- [20] M. P. Chun Huh, Hugh Daigle, Valentina Prigiobbe, Practical Nanotechnology For Petroleum Engineers. 2019.
- [21] C. Pisani, "Etude toxicogénomique de nanovecteurs de silice mésoporeuse : relation entre dé- coration et toxicité. Chimie thérapeutique," Université Montpellier, 2017.
- [22] M. Economides and K. Nolte, "Reservior Stimulation," *Wiley New York*, p. 824, 2000, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [23] J. K. Fink, Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology. 2013.
- [24] Speight James, Handbook of Hydraulic Fracturing Knovel. 2016.
- [25] H. T. Kiel Othar M, "Process of hydraulic fracturing with viscous oil-in-water emulsion," 1971.
- [26] H. R. van Domselaar, R. S. Schols, and W. Visser, "Analysis of the Acidizing

Process in Acid Fracturing.," Soc Pet Eng J, vol. 13, no. 4, pp. 239–249, 1973.

- [27] S. A. Faroughi, A. J. C. J. Pruvot, and J. McAndrew, "The rheological behavior of energized fluids and foams with application to hydraulic fracturing: Review," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 163, pp. 243–263, 2018, doi: 10.1016/j.petrol.2017.12.051.
- [28] S. R. Grundmann, G. D. Rodvelt, G. A. Dials, and R. E. Allen, "Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid in the Devonian Shale," 1998, doi: 10.2118/51067ms.
- [29] Fred Aminzadeh, *Hydraulic Fracturing and Well Stimulation*, John Wiley. 2019.
- [30] J. D. Lynn and S. Aramco, "Evaluation of clay stabilizers for a sandstone Field in central Saudi Arabia SPEE Formation Damage," 1990.
- [31] M. J. Economides and K. G. Nolte, "Reservoir Stimulation Second Edition," p. 408, 1989.
- [32] J. L. Elbel and R. L. Thomas, "Use of Viscosity Stabilizers in High Temperature Fracturing.," *Soc. Pet. Eng. AIME, SPE*, no. 9036, pp. 1–8, 1980, doi: 10.2523/9036-ms.
- [33] Malcolm a. Kelland, Production Chemicals For The Oil and Gas Industry Second Edition. .
- [34] C. A. Dreiss and Y. Feng, *Wormlike Micelles Advances in Systems, Characterisation and Applications*. 2017.
- [35] R. Nagarajan, "Molecular packing parameter and surfactant self-assembly: The neglected role of the surfactant tail," *Langmuir*, vol. 18, no. 1, pp. 31–38, 2002, doi: 10.1021/la010831y.
- [36] L. Hull Katherine, S. Mohammed, and A. Al-Muntasheri Ghaithan, "Recent advances in viscoelastic surfactants for improved production from hydrocarbon reservoirs," SPE J., vol. 21, no. 4, pp. 1340–1357, 2016, doi: 10.2118/173776-ms.
- [37] E. W. K. Zana, Raoul, "GIANT MICELLES PROPERTIES AND APPLICATIONS," *Giant Micelles*, 2007, doi: 10.1201/9781420007121.
- [38] K. D. Danov, P. A. Kralchevsky, S. D. Stoyanov, J. L. Cook, I. P. Stott, and E. G.

Pelan, "Growth of wormlike micelles in nonionic surfactant solutions: Quantitative theory vs. experiment," *Adv. Colloid Interface Sci.*, vol. 256, pp. 1–22, 2018, doi: 10.1016/j.cis.2018.05.006.

- [39] K. E. B. Doncom, L. D. Blackman, D. B. Wright, M. I. Gibson, and R. K. O'Reilly,
   "Dispersity effects in polymer self-assemblies: A matter of hierarchical control," *Chem. Soc. Rev.*, vol. 46, no. 14, pp. 4119–4134, 2017, doi: 10.1039/c6cs00818f.
- [40] N. Dan and S. A. Safran, "Junctions and end-caps in self-assembled non-ionic cylindrical micelles," *Adv. Colloid Interface Sci.*, vol. 123–126, no. SPEC. ISS., pp. 323–331, 2006, doi: 10.1016/j.cis.2006.05.027.
- [41] S. Ezrahi, E. Tuval, and A. Aserin, "Properties, main applications and perspectives of worm micelles," *Adv. Colloid Interface Sci.*, vol. 128–130, no. 2006, pp. 77–102, 2006, doi: 10.1016/j.cis.2006.11.017.
- [42] D. P. Acharya and H. Kunieda, "Wormlike micelles in mixed surfactant solutions," *Adv. Colloid Interface Sci.*, vol. 123–126, no. SPEC. ISS., pp. 401–413, 2006, doi: 10.1016/j.cis.2006.05.024.
- [43] C. A. Dreiss, "Wormlike micelles: Where do we stand? Recent developments, linear rheology and scattering techniques," *Soft Matter*, vol. 3, no. 8, pp. 956–970, 2007, doi: 10.1039/b705775j.
- [44] C. Chen, S. Wang, B. P. Grady, J. H. Harwell, and B. J. Shiau, "Oil-Induced Viscoelasticity in Micellar Solutions of Alkoxy Sulfate," *Langmuir*, vol. 35, no. 37, pp. 12168–12179, 2019, doi: 10.1021/acs.langmuir.9b01969.
- [45] Z. Chu, C. A. Dreiss, and Y. Feng, "Smart wormlike micelles," *Chem. Soc. Rev.*, vol. 42, no. 17, pp. 7174–7203, 2013, doi: 10.1039/c3cs35490c.
- [46] G. Palazzo, "Wormlike reverse micelles," *Soft Matter*, vol. 9, no. 45, pp. 10668–10677, 2013, doi: 10.1039/c3sm52193a.
- [47] "wormlike micellar fluids," 29/04/2014, 2014.
  https://3039discovery.wordpress.com/2014/04/29/wormlike-micellar-fluids/ (accessed Jul. 27, 2020).
- [48] L. T. Fogang, A. S. Sultan, and M. S. Kamal, "Understanding viscosity reduction of

a long-tail sulfobetaine viscoelastic surfactant by organic compounds," *RSC Adv.*, vol. 8, no. 8, pp. 4455–4463, 2018, doi: 10.1039/c7ra12538k.

- [49] J. Fink, Petroleum Engineer 's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids Second Edition Petroleum Engineer 's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids Second Edition. 2015.
- [50] M. Lerose, "Comparison between Crosslink and VES fluids in Advanced Stimulation Company," 2014.
- [51] P. R. T. Balson, H. A. Craddock, J. Dunlop, H. Frampton, G. Payne, *Chemistry in the Oil Industry VII Performance in a Challenging Environment*, vol. 53, no. 9. 2002.
- [52] Dr. Ramanathan Nagarajan, Self-Assembly From Surfactants to Nanoparticles, vol. 369, no. 1. 2019.
- [53] J. F. M. van S. S. De M. Golombok, S.P. Koesen, R.V. Maitri, J.T.Padding, "Flow of Viscoelastic Surfactants through Porous Media," *AIChE J.*, 2017, doi: 10.1002/aic. 15960.
- [54] J. P. Decruppe, "Rhéologie et biréfringence d'écoulement, du macroscopique au microscopique .," pp. 1–12, 2006.
- [55] J. F. M. van Santvoort, "Viscoelastic surfactants for conformance control," Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2017.
- [56] M. C. Galindo-Rosales, F.; Rubio-Hernández, F.; Sevilla, A.; Ewoldt, R.H. How Dr. Malcom, "An apparent viscosity function for shear thickening fluids'. J. Non-Newton. Fluid Mech., 166, 1421–1424.," 2011, doi: 10.16309/j.cnki.issn.1007-1776.2003.03.004.
- [57] N. K. Emad Jafari Nodoushan, Taeil Yi, Young Ju Lee, "Wormlike Micellar Solutions, Beyond the Chemical Enhanced Oil Recovery Restrictions," *MPDI*, no. 2, pp. 1–24, 2010, doi: 10.1016/C2009-0-30583-8.
- [58] M. R. Rojas, A. J. Müller, and A. E. Sáez, "Shear rheology and porous media flow of wormlike micelle solutions formed by mixtures of surfactants of opposite charge," *J. Colloid Interface Sci.*, 2008, doi: 10.1016/j.jcis.2008.07.022.

- [59] L. B. and E. T. Cécile A. Dreiss, Srinivasa R. Raghavan and Yujun Feng, Ruggero Angelico, Sergio Murgia and Gerardo Palazzo, Marcelo A. da Silva and Ce´cile A. Dreiss, Olga E. Philippova, Yujun Feng, Zonglin Chu and Ce´cile A. Dreiss, Ellina Kesselman and Dganit Danino, Wormlike Micelles Advances in Systems, Characterisation and Applications. 2016.
- [60] M. P. Chun Huh, Hugh Daigle, Valentina Prigiobbe, *Practical Nanotechnology For Petroleum Engineers*. 2019.
- [61] H. T. B, Crews J, "Use of Nano Sized Clay Minerals in Viscoelastic Surfactant Fluids.," US 2008/0300153, 2008.
- [62] M. R. GURLUK, "Using Nanotechnology In Viscoelastic Surfactant Stimulation," Texas A&M University, 2013.
- [63] J. Maxey, J. Crews, and T. Huang, "Nanoparticle associated surfactant micellar fluids," *AIP Conf. Proc.*, pp. 857–859, 2008, doi: 10.1063/1.2964872.
- [64] F. Nettesheim, M. W. Liberatore, T. K. Hodgdon, N. J. Wagner, E. W. Kaler, and M. Vethamuthu, "Influence of nanoparticle addition on the properties of wormlike micellar solutions," *Langmuir*, vol. 24, no. 15, pp. 7718–7726, 2008, doi: 10.1021/la800271m.
- [65] C. Dai, K. Wang, Y. Liu, J. Fang, and M. Zhao, "Study on the reutilization of clear fracturing flowback fluids in surfactant flooding with additives for enhanced oil recovery (EOR)," *PLoS One*, vol. 9, no. 11, pp. 1–11, 2014, doi: 10.1371/journal.pone.0113723.