

N° Série : /2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Forage des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Forage

Présentée Par :

Ouhnia Bilal – Brahimi Zakaria

-THEME-

L'étude de l'effet du type de fluide de fracturation sur la pression de rupture des roches gréseuses à faible perméabilité

Soutenue le : 24/06/2024

Devant le Jury :

Président	BOUHADDA Mebarka	MC/B	UNIV. Ouargla
Rapporteur	FENAZI Bilal	MC/A	UNIV. Ouargla
Examineurs	HADJADJ Souad	MC/B	UNIV. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, qui ont sacrifiée leur vie pour notre

réussite, et nous ont éclairé le chemin par leur conseils

judicieux et qui ont été tjr a nous côté tout au long de ces

longue année d'étude

A toute nous sœurs et frères

Et a toute la famille OUHNIA ET BRAHIMI

A toutes nous amis

Tous nos professeurs qui nous ont enseigner

Et toute la promo 2024

Remerciement

*Je remercie ALLAH tout puissant de m'avoir accordé
volonté et patience et courage dans l'accomplissement
de ce travail à terme.*

*J'adresse mes sincères remerciements à mon encadrant Monsieur, Professeur
FENAZI BILAL, à qui j'exprime toutes ma reconnaissance, de m'avoir encadré
et encouragé tout le long de notre préparation de mémoire. Merci pour sa bonne
volonté, sa patience et ses précieux conseils ainsi que pour la pertinence de ses
remarques.*

*J'exprime aussi mes vifs remerciements aux tous les membres du jury HADJAB
Riad, HADJADJ Souad, à la Faculté des Hydrocarbures, Energies
Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'Univers KASDI MERBAH
OUARGLA, pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant
d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs remarques.*

*Je ne saurai jamais assez remercier la lumière de ma vie, mes parents, qui par
leurs prières et leurs encouragements, j'ai pu surmonter tous les obstacles.*

*Pour conclure, je souhaite adresser mes remerciements à tout l'ensemble du
personnel du département de forage de la faculté QASDI MERBAH, aussi tous
ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.*

Résumé

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation qui augmente la production d'hydrocarbures en créant des fractures dans le schiste. Le processus est réalisé par l'injection d'un fluide de fracturation qui contient principalement un agent gélifiant (réticulant), un bactéricide, des additifs pour réduire la perte de fluide, un réducteur de friction, un stabilisateur, des additifs de fracturation et de petites roches pour empêcher la fermeture des fractures après le processus. Les fluides de fracturation sont soigneusement sélectionnés pour chaque type de strate et de roche.

Elle cherche à répondre à une question importante, à savoir l'effet du type de fluide de fracturation sur la pression de fracture des roches imperméables, et à déterminer le type de fluide de fracturation le plus approprié en fonction du type de roche cible. Le succès du processus de fracturation hydraulique dépend de plusieurs facteurs, dont le type de fluide de fracturation. Cette étude vise à étudier l'effet du type de fluide de fracturation sur les roches imperméables en analysant les données recueillies lors du processus de fracturation hydraulique mené sur des échantillons de roches imperméables

Mots clés : La fracturation hydraulique, fluide de fracturation ,additifs de fracturation ,les roches imperméables , hydrocarbures

Abstract

Hydraulic fracturing is a stimulation technique that increases hydrocarbon production by creating fractures in the rock fabric. The fractures created in the reservoir act as fast pathways for the movement of hydrocarbons. The process is carried out by injecting fracturing fluid that primarily contains a gelling agent (crosslinker), bactericide, additives to reduce fluid loss, friction reducer, balance, fracturing additives, and small rocks to prevent fracture closure after the process. Fracturing fluids are carefully selected for each type of strata and rock.

The issue seeks to answer an important question, which is the effect of the type of fracturing fluid on the fracture pressure of impermeable rocks and determine the most appropriate type of fracturing fluid according to the target rock type. The success of the hydraulic fracturing process depends on several factors, including the type of fracturing fluid. This study aims to study the effect of the type of fracturing fluid on impermeable rocks by

analyzing data collected from the hydraulic fracturing process conducted on impermeable rock samples.

Keywords: Hydraulic fracturing, fracturing fluid , fracturing additives , impermeable rocks hydrocarbons

ملخص

التشقيق الهيدروليكي هو تقنية تحفيز تزيد من إنتاج المحروقات عن طريق إحداث شقوق في النسيج الصخري. تعمل الشقوق التي يتم إحداثها في المكنن كمسارات سريعة لحركة المحروقات . يتم تنفيذ العملية عن طريق حقن سائل التكسير الذي يحتوي في المقام الأول على عامل تبلور ومبيد للجراثيم ، ومواد مضافة لتقليل فقدان السوائل ، ومخفض الاحتكاك ، ومخفض الاحتكاك ، والتوازن ومضافات التكسير، وصخور صغيرة لمنع انغلاق الشقوق بعد العملية. يتم اختيار سوائل التكسير (التشقيق) بعناية لكل نوع من الطبقات والصخور

يسعى هذا الموضوع للإجابة على سؤال مهم وهو تأثير نوع سائل التكسير (التشقيق) على ضغط التكسير للصخور غير المنفذة وتحديد النوع الأنسب من سائل التكسير (التشقيق) وفقاً لنوع الصخور المستهدفة . يعتمد نجاح عملية التشقيق الهيدروليكي على عدة عوامل بما في ذلك نوع سائل التشقيق . تهدف هذه الدراسة إلى دراسة تأثير نوع سائل التكسير (التشقيق) على الصخور غير النافذة من خلال تحليل البيانات التي تم جمعها من عملية التشقيق الهيدروليكي التي أجريت على عينات الصخور غير النافذة.

الكلمات المفتاحية : مضافات التكسير .سائل التكسير (التشقيق) .التشقيق الهيدروليكي . مضافات التكسير .الصخور غير النافذة

المحروقات

Sommaires

Chapitre I : Les processus de la fracturation hydraulique

I.1.Introduction	1
I.2. Les Endommagements.....	1
I.2.1 Origine des endommagements.....	1
I.2.1.1 Endommagement due au fluide de fracturation	2
I.2.1.2. Endommagement dû aux opérations sur puits	2
I.2.1.3. Endommagement dû aux perforations	2
I.2.1.4. Invasion du filtrat de ciment.....	3
I.2.1.5. Endommagement dû à la stimulation	3
I.3. Les notions de la fracturation hydraulique	3
I.3.1. Principe de la fracturation hydraulique	3
I.3.2. But de fracturation hydraulique.....	3
I.4.Mécanique des roches appliquée à la fracturation hydraulique	4
I.4.1.Contraintes et déformations	4
I.4.2.Coefficient de Poisson	5
I.4.3.Module de Young.....	5
I.4.4.Module de déformation dans le plan.....	6
I.4.5. Résistance à la traction.....	7
I.4.6. Module de cisaillement	7
I.4.7.Module de masse	8
I.4.8.Loi de Hooke	8
I.4.9.Contraintes in-situ.....	10
I.4.10.Orientation des fractures	11
I.4.12.Modèles de fracturation	11
I.5. Détermination de la Pression de rupture (Breakdown Pressure).....	14

Chapitre II : Fluide et additives de fracturation

II.1. Introduction.....	15
II.2. Type des fluides de fracturation.....	15
II.2.1. Fluides à base d'eau.....	15
II.2.2. Fluides à base d'huile.....	19
II.2.3. Fluides à base d'acide	20
II.2.4. Fluides multi-phases.....	21
II.3. Additives du fluide de fracturation	24
II.3.1. Agent de réticulation.....	24
II.3.2. Briseurs de gel (Breakers.....	25
II.3.3. Briseurs enzymatiques.....	25
II.3.4. Buffer.....	26
II.4. Agent de soutènement.....	27

II.4.1. Nature des agents de soutènement	28
II.4.2. Les agents de soutènement utilisé actuellement.....	28
II.5. Les tests d'injectivité.....	28
II.5.1. Objet du test d'injectivité.....	29
II.5.2. Déroulement du test d'injectivité.....	29
II.5.4. Interprétation des résultats du test d'injectivité.....	29
II.6. Impact du fluide de fracturation	29
II.7. Partie Expérimentale....	30
II.7.1. Exigences expérimentales	30
II.7.2. Les exigences en matière d'échantillons	30
II.7.3. Détermination de la pression de rupture	31
II.7.5. Préparation du fluide de fracturation	32

Chapitre III : La partie pratique de l'expérience

III.1. Analyse préliminaire des carottes (RCA)	37
III.2. Effet du fluide saturant sur les propriétés géomécaniques.....	37
III.3. Effet du fluide saturant sur la pression de rupture.....	42
III.4. Effet du type de fluide de fracturation sur la pression de rupture.....	45
IV. Conclusions générale et Recommandations	64

Liste des figures

Figure I-1 Application of force F in the x-direction will also produce a deformation in the y-direction	4
Figure I-2 Force F applied to produce a shear stress.....	6
Figure I-3 Le volume passe de V1 à V2 lorsque la pression augmente de p1 à p2.	7
Figure I-4: General state of stress.....	7
Figure I-5 : les trois contraintes principales	8
Figure I-6 Three-dimensional stresses around a wellbore	10
Figure I-7 Propagation de la fracture perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale	11
Figure I-8 The KGD constant height fracture model.....	12
Figure I-9 The PKN constant height fracture model.	12
Figure I-10 Une fracture circulaire avec une zone sèche.	13
Figure I-11: An Extended Leak Off Test (XLOT).	14
Figure II-1 Structure du Guar	16
Figure II-2 Structure d'un itérépétée d'hydroxypropylguar	17
Figure II-3 CarboxymethylhydroxypropylGuar	18
Figure II-4 Structure de La gomme xanthane.....	19
Figure II-5 Structure proposée de la chaîne polymère de l'esterphosphate d'aluminium	20
Figure II-6 Fluides à base d'acide	21
Figure II-7 Les émulsions de différents systèmes.....	21
Figure II-8 la mousses de forage	22
Figure II-9 Les fluides de fracturation à base d'émulsion	23
Figure II-10 Mécanisme de réticulation proposé.....	24
Figure II-11 Structurées Briseurs de gel	25
Figure II-12 Mécanisme de dégradation des enzymes	26
Figure II-13 Buffer et ph control.....	27
Figure II-14 Buffer Comment cela fonctionne-t-il	27
Figure II-15 Machine à broyer les surfaces d'extrémité	30
Figure II-16 Foreuse.....	31
Figure II-17 NER Auto Lab 1500	31
Figure II-18 Machine brésilienne de test de disques	32
Figure II-19 ISCO pompe à anneau double.....	32
Figure II-20 Accumulateur de fluide.....	32
Figure II-21 Agen cell	32
Figure II-22 Cellule de saturation	33
Figure II-23 Mélangeur Cole-Parmer.....	33
Figure II-24 Hémomètre d'étalonnage.....	33
Figure II-25 Découpeur de grands blocs	34
Figure II-26 la taille différente de prises de courant ont été obtenues conformément aux exigences	34
Figure II-27 Dimensions nécessaires pour l'étude de la fracturation.....	34
Figure II-28 Système de pression de rupture.....	36

Figure III.1. Contrainte axiale vs déformation axiale (Dry, Sample 1-11).....	38
Figure III.2. Schéma de rupture de la roche sèche (Sample 1-11)	38
Figure III.3 Contrainte axiale vs déformation axiale (Brine Saturated, Sample 1-14)	39
Figure III.4 Schéma de rupture d'une roche saturée en brin(Sample 1-14).....	39
Figure III.5 Contrainte axiale vs déformation axiale (Oil Saturated, Sample 1-16).....	40
Figure III.6 Schéma de rupture d'une roche saturée en pétrole (Sample 1-16).....	40
Figure III.7 Effet de la saturation du liquide sur les UCS.	41
Figure III.8. Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Brine Saturated Sample 2-12).....	43
Figure III.9. Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Brine Saturated Sample 2-12).....	43
Figure III.10. Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Oil Saturated Sample 2-15).....	44
Figure III.11. Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Oil Saturated Sample 2-15).....	44
Figure III.12. Reduction in the breakdown pressure due to fluid saturation	45
Figure III.13 Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-21).....	46
Figure III.14 Comportement à la rupture (Brine, Sample 2-21).....	46
Figure III.15 Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-17).....	47
Figure III.16 Comportement à la rupture (Brine, Sample 2-17).....	47
Figure III.18. Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-14).....	48
Figure III.20 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-7).....	48
Figure III.21 Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-4).....	49
Figure III.22 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-4).....	49
Figure III.23 Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-3).....	50
Figure III.24 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-3).....	51
Figure III.25 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-10)	52
Figure III.26 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-10)....	52
Figure III.27 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-8)	53
Figure III.28 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-8).....	53
Figure III.29 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-2)	54
Figure III.30 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-2).....	54
Figure III.31 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-16).....	55
Figure III.32 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-16).....	55
figure III.33 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-5).....	56
Figure III.34 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-5).....	56
Figure III.35 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-1).....	57
Figure III.36 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-1).....	57
Figure III.37 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-11).....	58
Figure III.38 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-11).....	58
Figure III.39 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-9).....	59
Figure III.40 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-9).....	59
Figure III.41 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-13).....	60
Figure III.42 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-13).....	60

Figure III.43 Courbe de pression de rupture (20% GLDA with Guar, Sample 2-19).....	61
Figure III.44 Comportement à la rupture (20% GLDA with Guar, Sample 2-19).....	61
Figure III.44 Effect of fracturing fluid viscosity on the breakdown.....	63

Liste des tableaux

Table III.1 Analyses de routine	37
Table III.2 Résumé des tests UCS	41
Table III.3. Effet du fluide saturant sur les propriétés statiques	41
Table III.4 Effet du liquide de saturation sur la pression de rupture	45
Table III.5 Résumé des essais de pression de rupture	62

Liste de symbole et abréviation

E :est le module de Young

ν :est le coefficient de Poisson

G : Le module de cisaillement

GF : gradient de fracturation

hf : Hauteur de la fracture.

LOT : Leake of teste

σ : Contraintes et déformations

k : Module de masse

σ_v : Contrainte verticale

σ_h : Contrainte horizontale

HPG : Hydroxypropylguar

CMHPG : Carboxyméthyl-hydroxypropylguar

Xf : Extension de la fracture (la demi-longueur)

VLP: vertical lift performance

Wf : Epaisseur de la fracture

F.V.F : facteur volumétrique de formation

FCD : conductivité

Cm : Compressibilité de la matrice.

Cb : Compressibilité de la roche poreuse.

CL: Coefficient de filtration ft.

UCS : Essai de résistance à la compression non confinée

Estatic : le module d'Young statique

Introduction Générale

Introduction :

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure conduit inévitablement à une diminution de la production des puits. Ce phénomène est provoqué soit par une déplétion naturelle ou par un endommagement de la couche productrice, particulièrement aux abords du puits.

L'endommagement peut avoir plusieurs origines et se manifeste par une réduction de la perméabilité relative à huile. Ce phénomène est le résultat du colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir. Des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées, la stimulation par acidification et lavage à l'eau douce ou bien au solvant aromatique, ou par la création d'une transmissibilité artificielle (by-pass) dite fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation des puits qui permet d'augmenter la production d'hydrocarbures en provoquant des fractures dans la formation rocheuse. par l'injection d'un fluide visqueux sous une pression supérieure à la pression de fracturation du réservoir et un débit supérieur au débit de filtration de ce fluide dans la roche.

L'objectif de cette recherche est de développer un dispositif expérimental efficace pour déterminer la pression de rupture des roches gréseuses. Effet du type de fluide de fracturation sur la pression de rupture, et les propriétés géomécaniques des roches gréseuses serrées. Est étudié dans cette recherche.

Dans le premier chapitre, les processus physiques liés à la fracturation hydraulique. En suite, les modèles numériques historiques pour la fracturation hydraulique sont passés en revue, et l'endommagement associé sont également examinés.

Dans le deuxième chapitre, les types, le rôle du fluide de fracturation et ses additives sont discutés La rhéologie du fluide de fracturation et les opérations de la fracturation et c'est différent teste.

La partie pratique est consacré à la réalisation des expériences de mesure de la pression de rupture (breakdown pressure) utilisant des différents types de fluide de fracturation dans le laboratoire en simulant les conditions de réservoir et mesures de viscosité du fluide de fracturation dans des différentes conditions de fond.

Chapitre I

Les processus physiques de la fracturation hydraulique

I.1. Introduction :

Pour accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits (Near wellbore), ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue), pour cela plusieurs techniques de stimulation sont introduites. L'une des techniques de stimulation est connue sous le nom de fracturation hydraulique

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation.

I.2. Les Endommagements :

L'endommagement représente toutes les incrustations ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. On définit l'endommagement comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits. [1]

I.2.1 Origine des endommagements :

Le diagnostic de l'origine et de type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement, plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Les différentes causes des endommagements sont les suivantes :

I.2.1.1 Endommagement due au fluide de fracturation :

Un gel non brisé ou un polymère peut entraîner une réduction importante de la perméabilité du réservoir et avoir un effet négatif sur la conductivité de la fracture. Les filtrations de fluide de fracturation dans la formation peuvent causer des endommagements du front de fracture. Cela diminue la perméabilité de la formation à l'extérieur de la fracture.

I.2.1.1.1 Type de gel et sa concentration

Différents types de gels ont été développés pour des conditions variées, et un même rupteur dégradant différents gels peut conduire à des résultats totalement différents. Bien que différents types de gels aient une quantité différente de résidus après dégradation, la quantité de résidus dépend principalement des matériaux insolubles dans les gels.[2]

I.2.1.1.2 Types de briseurs et concentration

Comme chaque type de briseur fonctionne selon un mécanisme différent pour dégrader le polymère, chaque briseur produit une série de facteurs différents qui affectent la quantité de résidus. [2]

I.2.1.1.3 Température.

Lorsque la température dépasse la température d'application la plus élevée, les rupteurs peuvent se décomposer, ce qui réduit l'effet de. Avec une température plus élevée, même sans ajout de rupteurs, la viscosité du gel diminuera, ce qui est similaire à la dégradation du gel.[2]

I.2.1.1.4 Quantité d'ions et pH des solutions

Pour l'influence des ions, la performance de dégradation des gels est significativement affectée par le type d'ions dans l'eau produite, Lorsque la valeur du pH est comprise entre 3 et 5, les enzymes sont les plus actives et ont la vitesse de réaction la plus élevée, lorsque la valeur est de 8, la vitesse de réaction diminue, lorsque la valeur du pH augmente jusqu'à 10.[3]

I.2.1.2. Endommagement dû aux opérations sur puits

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de snubbing sont exécutées et tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- ✓ Le colmatage de perforation
- ✓ Changement de mouillabilité
- ✓ Water Block
- ✓ Formation d'une émulsion.[4]

I.2.1.3. Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforation sont en over –balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforation causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits

I.2.1.4. Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentations du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

I.2.1.5. Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).[5]

I.2.1.6. Endommagements dû à la formation :

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagements plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi les quel nous citerons :

- ✓ Dépôts de sel
- ✓ Dépôts organiques (asphaltènes)
- ✓ Gonflement des argiles [5]

I.3. Les notions de la fracturation hydraulique :

I.3.1 Principe de la fracturation hydraulique :

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissure) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la Contrainte principale minimale en place. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat
- Des réserves en places restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).

I.3.2 But de fracturation hydraulique :

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain Perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- ✓ Modifier certaines propriétés pétro physiques de la roche et augmenter la Productivité ou l'injectivité.
- ✓ Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de Productivité.
- ✓ Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne Conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

I.4. Mécanique des roches appliquée à la fracturation hydraulique

I.4.1. Contraintes et déformations

Si une force F agit sur un corps dont la section transversale A est perpendiculaire à la direction d'action de la force, alors que la contrainte σ induite dans ce corps est égale à :

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad I-1$$

La déformation est la mesure de l'ampleur de la déformation du matériau lorsqu'une contrainte lui est appliquée. Lorsque la force F est appliquée dans la direction X , la hauteur initiale du bloc de matériau X change de δx . La déformation dans la direction X , ϵ_x , est donnée par :

$$\epsilon_x = \frac{\delta x}{x} \quad I-2$$

Notez que la déformation est définie dans la même direction que la force appliquée F , et perpendiculairement au plan dans lequel la contrainte agit.[6]

I.4.2. Coefficient de Poisson

Le coefficient de Poisson, ν , est une mesure de la déformation d'un matériau dans une direction perpendiculaire à la direction de la force appliquée, parallèle au plan sur lequel agit la contrainte induite par la déformation.

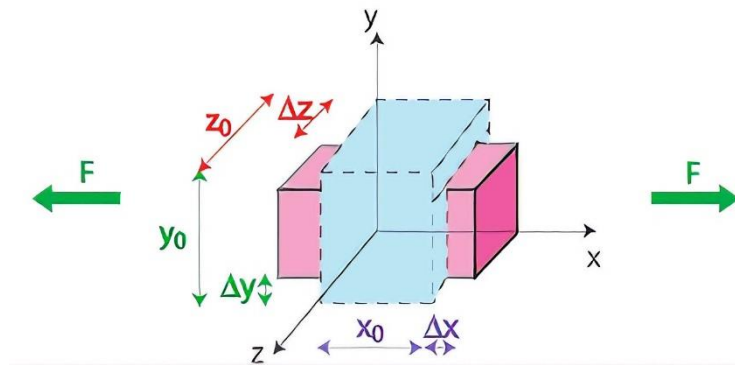


Figure I-1 L'application de la force F dans la direction x produit également une déformation dans la direction y .

La déformation dans la direction X , ϵ_x , est donnée par l'équation de la déformation dans la direction Y

$$\epsilon_y = \frac{\delta y}{y} \quad I-3$$

Le coefficient de Poisson ν , est défini par :

$$\nu = - \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad I-4$$

Le coefficient de Poisson est un facteur sans dimension essentiel pour déterminer le gradient de contrainte de la formation, mais il est moins important pour définir les dimensions des fractures, bien qu'il ait un certain effet.[7]

I.4.3. Module de Young

Le module de Young, E , (également appelé module d'élasticité ou module élastique) est défini comme le rapport entre la contrainte et la déformation.

Le module de Young est une mesure de l'ampleur de la déformation élastique d'un matériau sous une charge. C'est un autre terme pour désigner la dureté. La pression étant de l'énergie stockée E est également une mesure de la quantité d'énergie nécessaire pour que la roche se déforme.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad I-5$$

Les matériaux présentant un module de Young élevé ont tendance à être très durs et fragiles. À l'inverse, les matériaux ayant un E faible ont tendance à être mous et ductiles (résistants à la rupture fragile).[8]

I.4.3.1. Module de Young statique

Il s'agit de la mesure standard de E et elle est applicable à la fracturation hydraulique. Le matériau se déforme lentement et dans une seule direction [9]

I.4.3.2. Module de Young dynamique

Il s'agit de la propriété de la roche mesurée par des outils de diagraphie sonique spéciaux. Le matériau n'est plus statique, il est continuellement étiré puis comprimé rapidement).[9]

I.4.3.3. Module de déformation dans le plan

Ce phénomène est connu sous le nom de "déformation plane", ce qui implique que la déformation n'existe que dans une direction perpendiculaire à la direction dans laquelle la déformation est nulle. Même s'il y a une déformation mesurable du matériau.[10]

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad I-6$$

Pour tenir compte de cette anomalie, les modèles de fracture utilisent le module de déformation plane E' , pour calculer la largeur de la fracture.[11]

I.4.4. Résistance à la traction

La résistance à la traction d'un matériau est le niveau de contrainte de traction qui est nécessaire pour que le matériau se rompe. Habituellement, lorsqu'une contrainte est appliquée, le matériau se déforme élastiquement (réversible), se déforme plastiquement, puis se rompt. Dans la plupart des roches, la déformation plastique est négligeable et le matériau, à toutes fins utiles, se déforme élastiquement avant de se rompre [12]

I.4.5. Module de cisaillement

Le module de cisaillement est similaire au module de Young, sauf qu'il fait référence au matériau en cisaillement plutôt qu'en compression ou en tension. Il définit la quantité d'énergie nécessaire pour déformer élastiquement un matériau en cisaillement **Figure I-2**.

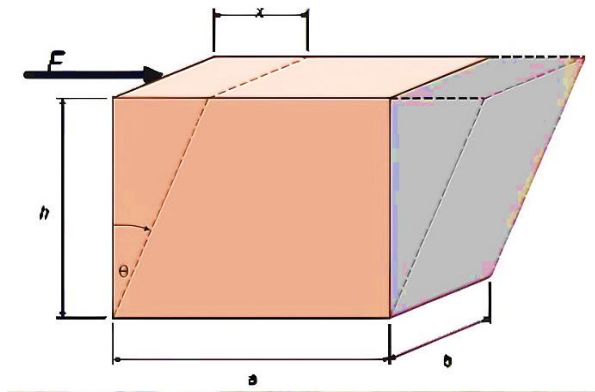


Figure I-2: Force F appliquée pour produire une contrainte de cisaillement

$$\tau = \frac{F}{A} \quad I-7$$

Où A est la surface du bloc de matériau parallèle à la ligne d'action de la force F (c'est le plan le long duquel la contrainte de cisaillement agit) et est égale à $a \times b$. La déformation de cisaillement, γ , est définie comme suit [13] :

$$\gamma = \frac{x}{h} \tan \theta \quad I-8$$

Par conséquent, le module de cisaillement, G , est égal à la contrainte de cisaillement divisée par la déformation de cisaillement [14] :

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{Fh}{Ax} \quad I-9$$

I.4.6. Module de masse

Il s'agit d'une autre constante élastique, qui définit la quantité d'énergie nécessaire pour déformer un matériau par l'application d'une pression externe. Il s'agit d'une forme particulière de contrainte de compression, dans laquelle la contrainte de compression appliquée est égale dans toutes les directions [15]

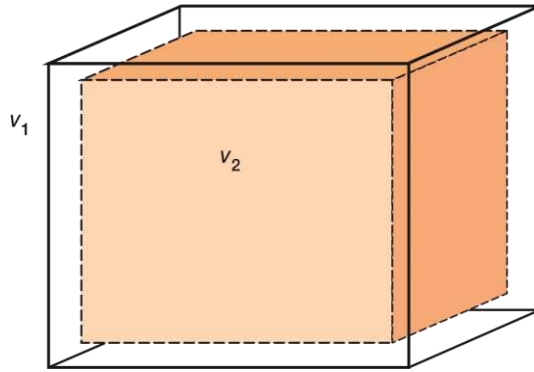


Figure I-3 : Le volume passe de V_1 à V_2 lorsque la pression augmente de p_1 à p_2

$$k = \frac{(p_2 - p_1)}{(v_2 - v_1)/v_2} = \frac{v_1(p_2 - p_1)}{(v_2 - v_1)} \quad I-10$$

$$k = -v \frac{dp}{dv} \quad I-11$$

Un bloc de matériau, auquel est appliquée à l'origine une pression p_1 , a un volume V_1 . Cette pression est augmentée à p_2 , ce qui entraîne une diminution du volume à V_2 , comme l'illustre la **Figure I-3**[15]

I.4.7. Loi de Hooke

La réponse du corps à la contrainte est instantanée et réversible, donc indépendante du temps. Si la déformation est proportionnelle à la contrainte, l'élasticité est dite Hookeenne

$$\sigma_{ij} = 2\mu\epsilon_{ij} + \lambda\epsilon_{kk}\delta_{ij} \quad I-12$$

Ce qui donne la matrice suivante :

$$\begin{pmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \epsilon_{11} \\ \epsilon_{22} \\ \epsilon_{33} \\ \epsilon_{23} \\ \epsilon_{13} \\ \epsilon_{12} \end{pmatrix} \quad I-13$$

A partir des essais mécaniques de bases (le cisaillement simple, la traction simple et la compression hydrostatique), on trouve que : [16]

$$E = \frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{(\lambda+\mu)} ; \quad \nu = \frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)} \quad I-14$$

Ce qui implique :

$$\lambda = \frac{\nu E}{(1-2\nu)(1+\nu)} ; \quad \mu = \frac{E}{2(1+\nu)} ; \quad 3K = \frac{E}{(1-2\nu)} \quad I-15$$

La matrice d'élasticité inverse peut être écrite sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{E} & -\frac{\nu}{E} & -\frac{\nu}{E} & 0 & 0 & 0 \\ & \frac{1}{E} & -\frac{\nu}{E} & 0 & 0 & 0 \\ & & \frac{1}{E} & 0 & 0 & 0 \\ & & & \frac{1}{G} & 0 & 0 \\ & & & & \frac{1}{G} & 0 \\ & & & & & \frac{1}{G} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} \quad I-16$$

I.4.8. Contraintes principales

Il existe trois contraintes principales, σ_1 , σ_2 et σ_3 , définies de telle sorte que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Pour le dire autrement, la direction de ces trois contraintes principales a été définie de telle sorte qu'elles se trouvent dans une direction qui ne produit aucune contrainte de cisaillement perpendiculaire [17]

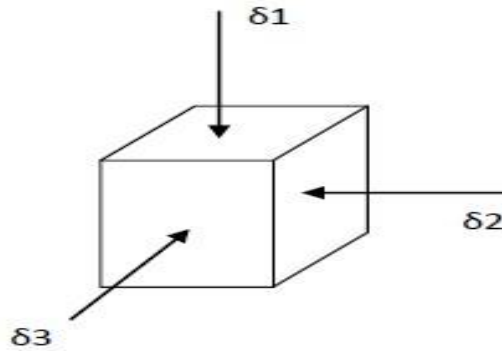


Figure I-5 : les trois contraintes principales

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad I-17$$

I.4.8.1. Contrainte verticale

Également appelée contrainte Overburning, elle est simplement la somme de toutes les pressions induites par toutes les différentes couches rocheuses. La contrainte verticale, σ_v , à une profondeur donnée, H , est donnée par :

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h_n \quad I-18$$

Où ρ_n est la densité de la couche rocheuse n , g est l'accélération due à la gravité et h_n est la hauteur verticale de la zone n , telle que $h_1 + h_2 + \dots + h_n = H$. [11]

Ceci est souvent exprimé plus simplement en termes de gradient de surcharge, g_{ob} :

$$\sigma_v = g_{ob} H \quad I-19$$

I.4.8.2. Contrainte horizontale

La relation élastique entre ces contraintes et déformations dans trois directions mutuellement perpendiculaires, x , y et z , est régie par la loi de Hooke. Pour le cas d'une déformation élastique sans influences extérieures (comme la tectonique) dans une formation homogène et isotrope, il y a deux choses importantes à noter.

1. $\sigma_{h,min} = \sigma_{h,max}$ car les contraintes seront symétriques sur le plan horizontal.
2. Comme chaque unité individuelle de roche pousse contre une autre unité identique de roche avec la même force horizontale, $\varepsilon_{h,min} = \varepsilon_{h,max} = 0$ (c'est-à-dire aucune déformation sur le plan horizontal).

Par conséquent, d'après la loi de Hooke, en fixant $\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$, $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$ et $\sigma_z = \sigma_v$, alors [11].

$$\sigma_h = \sigma_v \frac{\nu}{1-\nu} \quad I-20$$

I.4.8.3. Effet de la pression interstitielle

Après les travaux de Biot (1956), la contrainte verticale est modifiée pour tenir compte des effets de la pression interstitielle (ou du réservoir), de sorte que :

$$\sigma_v = g_{ob} - \alpha p_r \quad I-21$$

Où g_{ob} est le gradient de pression de recouvrement (généralement compris entre 1,0 et 1,1 psi/ft) et α est la constante poro-élastique de Biot, qui est la mesure de l'efficacité avec laquelle le fluide transmet la pression interstitielle aux grains rocheux. α dépend de variables telles que l'uniformité et la sphéricité des grains rocheux. Par définition, α est toujours compris entre 0 et 1, généralement supposé compris entre 0,7 et 1,0 pour les réservoirs pétroliers.[18]

Cette valeur est souvent désignée comme la contrainte effective. Il faut également noter que lorsque la pression du réservoir diminue, la contrainte verticale effective peut augmenter.

Dans l'équation de Handin et al. 1963, l'équation de Hook est modifiée pour tenir compte des effets de la pression interstitielle : [18]

$$\sigma_v = (\sigma_v - \alpha p_r) \frac{k}{1-v} + \alpha p_r \quad I-22$$

I.4.8.4. Contraintes aux alentours du puits

Un puits de forage est essentiellement un récipient sous pression à paroi très épaisse. La **Figure I-6** illustre comment les contraintes en tout point données près du puits de forage peuvent être résolues en trois contraintes principales : les contraintes verticales, radiales et tangentielles. Une fois encore, ces contraintes sont perpendiculaires les unes aux autres.

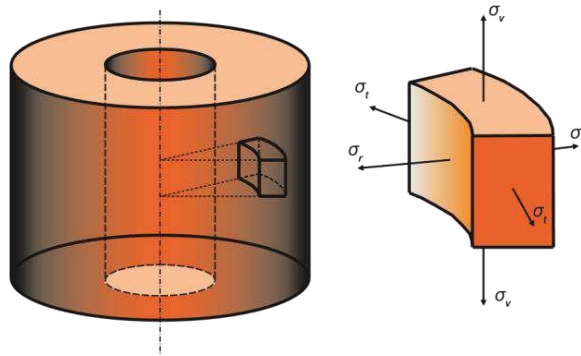


Figure I-6 : Contraintes tridimensionnelles autour d'un puits de forage

D'après Deily et Owens (1969), nous pouvons obtenir des expressions pour les contraintes radiales et tangentielles induites par une pression dans le puits de forage, p_w , à un rayon, R , du centre du puits. p_r , à un rayon, R , du centre du puits (rayon du puits r_w).

$$\sigma_t = \left(\frac{2v}{1-v} \right) (g_{ob}H - \alpha p_r) - (p_w - \alpha p_r) \quad I-23$$

$$\sigma_r = (p_w - p_r) \quad I-24$$

Où p_R est la pression à un rayon R du centre du puits, α est la constante poro-élastique de Biot (Biot, 1956), p_r est la pression de réservoir ou de pore et p_{ob} est la pression de recouvrement ($\equiv$ contrainte verticale sans les effets de la pression de pore, voir Deily et Owens, 1961).[15]

I.4.9. Orientation des fractures

Les fractures se propagent toujours le long du chemin de moindre résistance. Cela signifie qu'une fracture se propagera parallèlement à la plus grande contrainte principale et perpendiculairement au plan de la moindre contrainte principale. Il s'agit d'un principe fondamental ; par conséquent, la clé pour comprendre l'orientation des fractures est de comprendre le régime de contrainte [19]

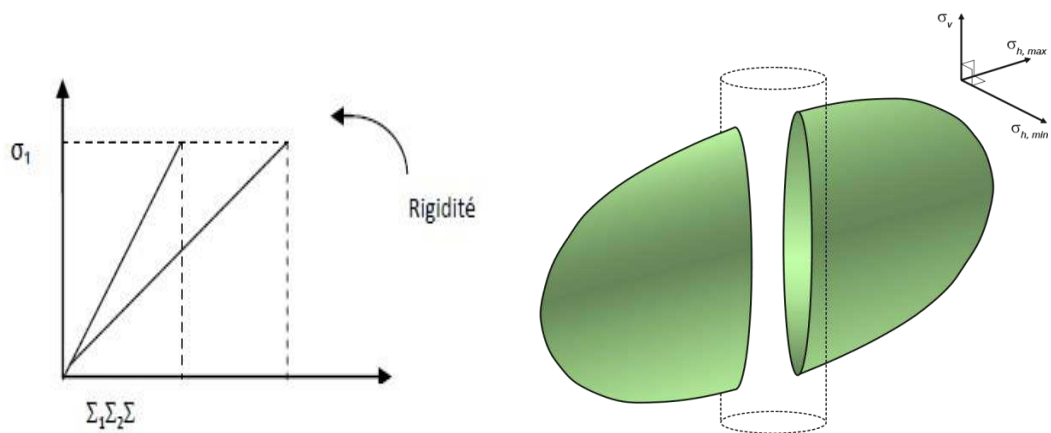


Figure I-7 : Propagation de la fracture perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale

La propagation perpendiculaire à la moindre contrainte principale ($\sigma_{h,min}$) signifie que la fracture se propage presque toujours sur un plan vertical (**Figure I-7**). Cependant, il existe quelques exceptions [19]

I.4.10. Modèles de fracturation

Jusqu'au début des années 1990, la simulation des fractures était limitée à une modélisation bidimensionnelle. Bien que ces modèles aient été largement développés sur une période d'environ 25 ans, ils représentaient une approximation simple, bien qu'élégante, de la géométrie simplifiée des fractures. Trois modèles principaux existaient :

I.4.10.1. Modèle de KGD

En plus de l'hypothèse de hauteur constante, deux autres hypothèses sont les suivantes :

1. La fracture se trouve dans une condition de déformation plane dans le plan horizontal ;
2. La pointe de la fracture est une pointe en forme de cuspide comme proposé par Barenblatt .[20]

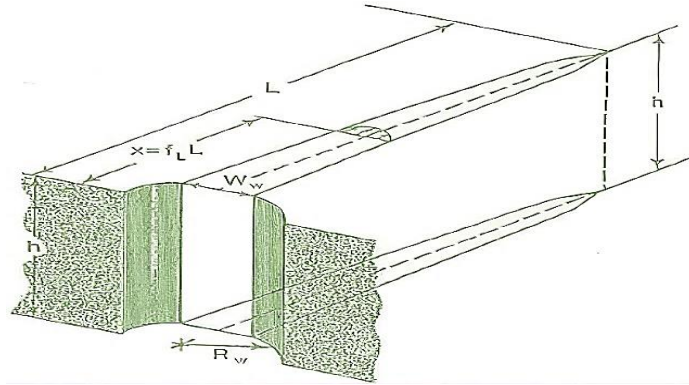


Figure I-8: KGD modèle de fracture à hauteur constante. [19]

Suivant Geertsma-de Klerk, la fracture est approximée comme un canal de largeur d'ouverture w . La distribution de pression pour l'écoulement d'un fluide visqueux (fluide newtonien) à l'intérieur de la fracture peut être écrite comme suit:

$$p_w - p = \frac{12\mu QL}{h} \int_{f_{Lw}}^{f_L} \frac{df_L}{w^3} \quad I-25$$

I.4.10.2. Modèle de PKN

En plus de l'hypothèse d'une hauteur de fracture constante, les deux autres hypothèses sont les suivantes :

1. La fracture se trouve dans un état de déformation plane dans le plan vertical et la section transversale verticale de la fracture est elliptique ;
2. La ténacité de la fracture n'a aucun effet sur la géométrie de la fracture, c'est-à-dire que le KIC du milieu rocheux est supposé être nul. [20]

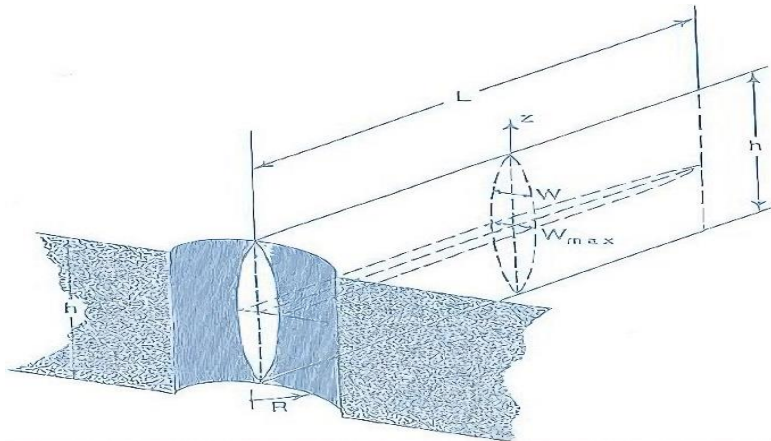


Figure I-9 : PKN modèle de fracture à hauteur constante. [20]

Suivant Nordgren, l'équation de continuité pour l'écoulement d'un fluide incompressible à l'intérieur de la fracture peut être écrite comme suit :

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_L + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad I-26$$

Où $q(x, t)$ est le débit volumique à travers une section transversale de la fracture, $q_L(x, t)$ le débit volumique de fuite de fluide par unité de longueur de fracture, et $A(x, t)$ la surface de la section transversale de la fracture [20].

I.4.10.3. Modèle radial

Géométriquement, une fracture circulaire est une fracture 3D, mais mathématiquement, c'est une fracture 2D similaire aux fractures à hauteur constante discutées dans la section précédente.

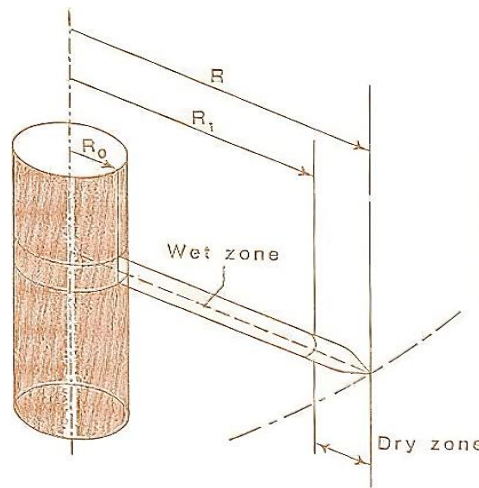


Figure I-10 : Une fracture circulaire avec une zone sèche.

$$p_w - p = \frac{6\mu QL}{h} \int_{f_{rw}}^{f_r} \frac{df_r}{f_r w^3} \quad I-27$$

D'où $f_r = r/R$, $f_{rw} = r_w/R$, r_w et R ont les rayons du puits de forage et de la fracture circulaire, respectivement [20].

I.5. Détermination de la pression de rupture :

La pression de rupture d'une formation rocheuse est la pression nécessaire pour créer une fracture dans la formation. La détermination de la pression de rupture et l'analyse des fractures sont importantes pour les opérations de forage dans les domaines de l'analyse des tests d'étanchéité (LOT), de la conception des caissons et pour les opérations de fracturation hydraulique dans le domaine de l'analyse des mini fracs et de la détermination de la puissance en chevaux requise.[21]

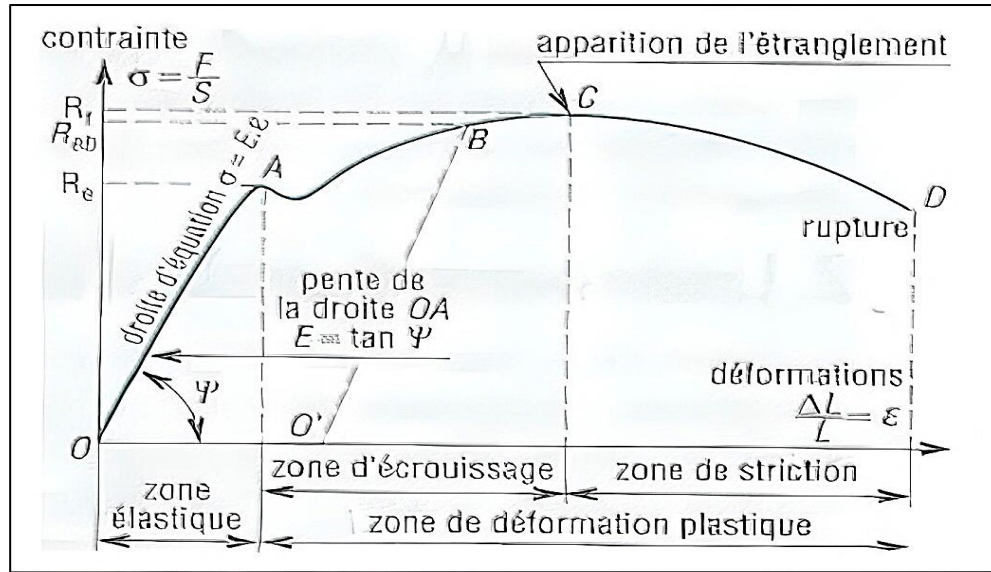


Figure I-11: Extended Leak Off Test (XLOT)

Afin de produire une fracture dans la formation, deux forces doivent être surmontées. La première force est la contrainte in-situ, qui est définie dans les équations de Hook et Handin lorsqu'il n'y a pas d'influences externes telles que la tectonique, etc. La deuxième force est la résistance à la traction de la roche, qui est de l'ordre de 100 à 500 psi. Roegiers (1987) a défini la pression de rupture come suite [22].

$$p_{if,upper} = 3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} - p_r + \sigma_t \quad I-28$$

$$p_{if,lower} = \frac{3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} - 2\eta p_r + \sigma_t}{2(1 - \eta)} \quad I-29$$

I.6. Conclusion :

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, Cependant la conception du design de fracturation hydraulique est l'étape essentiel dans la prédiction de la géométrie de la fracture et aussi pour simuler les pressions obtenues de la fracturation qui permet de calculer les différents paramètres de la fracture comme le FCD et la longueur de la fracture.

La mécanique des roches et la mécanique des fluides appliquée à la fracturation hydraulique sont la base de la conception du design et pour comprendre le processus mathématique de fracturation hydraulique.

Chapitre II

Fluide et additives de facturation

II.1. Introduction :

Dans une roche suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. Ces opérations, dites de "fracturation Hydraulique", sont connues, utilisées et maîtrisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière et celle de la géothermie.

Les statistiques indiquent qu'environ 50 % des puits de gaz naturel et 30 % des puits de pétrole utilisent la fracturation hydraulique pour améliorer la productivité, dans une période de 15 ans de 1984 à 1999 plus de 100.000 puits ont été fracturés hydrauliquement aux États-Unis qui a été responsable d'une augmentation de plus de 7 milliards de barils d'huile (SONATRACH,2013).[23]

II.2. Type des fluides de fracturation

II.2.1. Fluides à base d'eau

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

- Gels linéaires.
- Gels réticulés.

Ces deux gels peuvent être gélifiés par le même polymère, mais l'arrangement des molécules polymériques est différent selon le fluide considéré.

les fluides à base d'eau sont des fluides hydrauliques écologiques offrant un faible risque d'incendie, de bonnes performances à basse température et moins de problèmes de santé. Cependant, leur plage de températures de fonctionnement plus étroite, leur protection contre l'usure potentiellement moins bonne et leur compatibilité limitée avec les matériaux doivent être pris en compte lors de leur utilisation.[23]

II.2.1.1. Gomme de guar :

La gomme de guar et les dérivés cellulosiques sont les types de polymères les plus couramment utilisés dans les fluides de fracturation. Le premier brevet sur le guar réticulé par du borate a été délivré à Lloyd Kern avec Sinclair.[24]

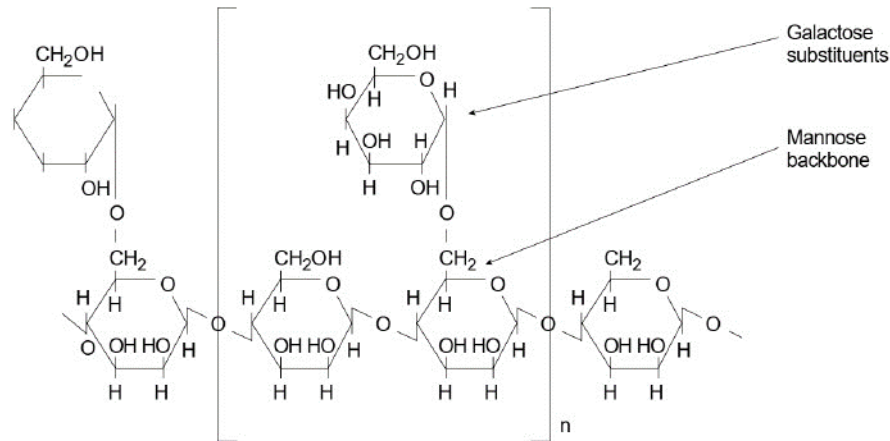


Figure II-1 structure du Guar

Les agents de réticulation à base de métal développés par (DuPont) pour les applications d'explosifs plastiques se sont révélés utiles pour la fabrication de fluides de fracturation destinés aux a haute température.[24]

- ✓ **Transfert efficace des matériaux auxiliaires** : Crée des fractures plus larges et plus conductrices.
- ✓ **Contrôle des fluides** : Maintient la viscosité et minimise la perte d'eau pour obtenir une fissuration optimale.
- ✓ **Propriétés adaptables** : différents polymères et modifications pour répondre à des besoins Inconvénients de l'utilisation de la gomme de guar :
- ✓ **Contamination de l'eau** : Les fluides de fracturation contenant de la gomme de guar et des dérivés de cellulose peuvent s'infiltrer dans les eaux souterraines et contaminer les sources d'eau potable.
- ✓ **Toxicité pour la faune** : certains dérivés de la cellulose peuvent être toxiques pour la faune, en particulier les poissons et les amphibiens.

Cependant, il est important de noter les préoccupations environnementales associées à l'utilisation de polymères dans la fracturation hydraulique.

II.2.1.2. Hydroxypropylguar (HPG)

La gomme de guar hydroxy propylée (HPG) est un polymère modifié dérivé de la gomme de guar, une gomme glucomannane naturelle extraite des graines du guar

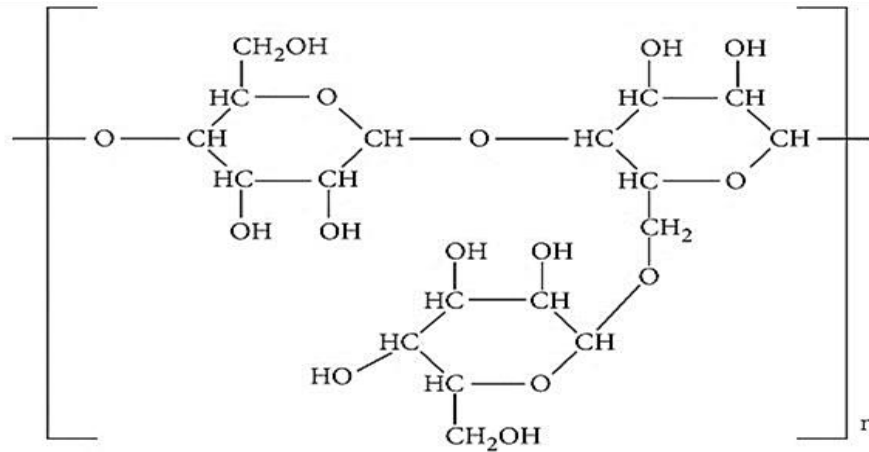


Figure II-2 Structure d'un interprétée d'hydroxypropylguar

Ce qui confère à la gomme de guar HPG des propriétés améliorées par rapport à la gomme de guar d'origine. Avec les **avantages** : [23]

- ✓ **Amélioration des performances des fluides de forage et de fracturation** : La viscosité élevée et la stabilité thermique du GHP contribuent à améliorer le transport des matières premières et à accroître l'efficacité.
- ✓ **Amélioration de la solubilité** : L'amélioration de la solubilité à froid rend le fluide HPG plus facile à manipuler et à mélanger, ce qui réduit le temps de préparation.

Le HPG est un polymère aux propriétés améliorées par rapport à la gomme de guar d'origine et Inconvénients potentiels du HPG :

- ✓ **Coût** : Le processus de modification peut rendre le HPG plus cher que la gomme de guar originale.
- ✓ **Sensibilité au pH** : Les propriétés de la GHP peuvent être affectées par l'acidité ou l'alcalinité du milieu dans lequel elle est utilisée.

En conclusion :

le HPG est un polymère polyvalent aux propriétés améliorées par rapport à la gomme de guar d'origine. sa stabilité thermique et ses propriétés de formation de membranes le rendent utile dans de nombreux domaines . [25]

II.2.1.3. Carboxyméthyl-hydroxypropylguar (CMHPG) :

La gomme de guar carboxyméthyl-hydroxypropyl (CMHPG) est un polymère plus élaboré que la gomme de guar hydroxypropyl (HPG). Il est dérivé de la gomme de guar naturelle et subit deux modifications chimiques. que le HPG et contient moins de contaminants insolubles (environ 1 % en poids).[23]

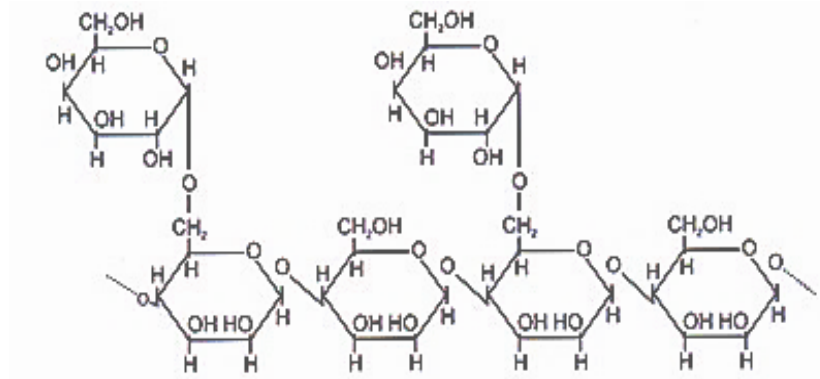


Figure II-3 CarboxymethylhydroxypropylGuar (CMHPG)

Ces propriétés le rendent précieux dans les fluides de forage et de fracturation exigeants, ainsi que dans d'autres applications industrielles et Avantages du CMHPG :

- ✓ **Amélioration de la performance des fluides** : La viscosité élevée du CMHPG, sa stabilité thermique et saline en font un excellent agent épaississant pour les fluides de forage.
- ✓ **Amélioration de la solubilité** : L'exceptionnelle solubilité à froid du CMHPG le rend facile à manipuler et à incorporer dans les fluides de forage et de fracturation.

La gomme CMHPG peut être moins efficace dans des environnements très acides ou très basiques (pH extrêmes) par les inconvénients de la CMHPG:[24]

- ✓ **Coût élevé** : Le processus de double modification (hydroxypropyle et carboxyméthyle) est plus complexe que celui de la gomme de guar.
- ✓ **Sensibilité au pH et aux ions** : La charge ionique négative de la gomme CMHPG peut affecter son interaction avec d'autres molécules et ses performances globales.

En bref, le carboxyméthylhydroxypropylguar (CMHPG) est un polymère hautement fonctionnel dérivé de la gomme de guar. Il combine les avantages de la gomme de guar (HPG) avec une solubilité accrue. [26]

II.2.1.4. Gomme xanthane :

La gomme xanthane est un polysaccharide naturel produit par la bactérie *Xanthomonas campestris*. Elle est utilisée comme additif alimentaire et agent épaississant dans de nombreuses industries en raison de ses propriétés uniques. Les solutions de xanthane se comportent comme des fluides de loi de puissance même à de faibles taux de cisaillement (Kirkby et Rockefeller, 1985), alors que les solutions de HPG deviennent newtoniennes. [26]

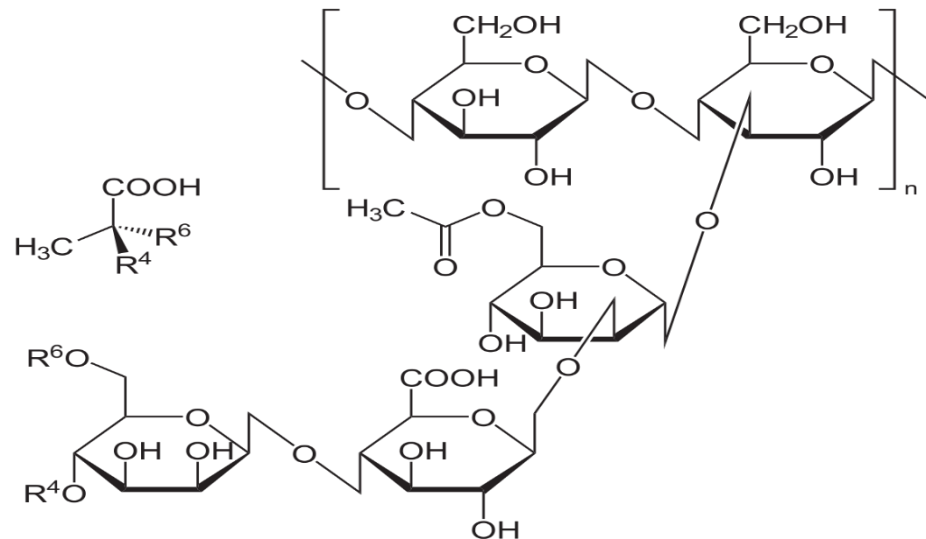


Figure II-4 Structure de La gomme xanthane

la gomme xanthane est un polymère polyvalent doté de propriétés uniques qui en font un additif précieux dans de nombreuses industries comme :

- ✓ **Efficacité de l'épaississement** : la gomme xanthane est un épaississant très efficace, qui permet d'utiliser de faibles concentrations pour obtenir la viscosité souhaitée.
- ✓ **Propriétés rhéologiques contrôlables** : La nature semi-plastique de la gomme xanthane permet de contrôler la viscosité en fonction des conditions de cisaillement.

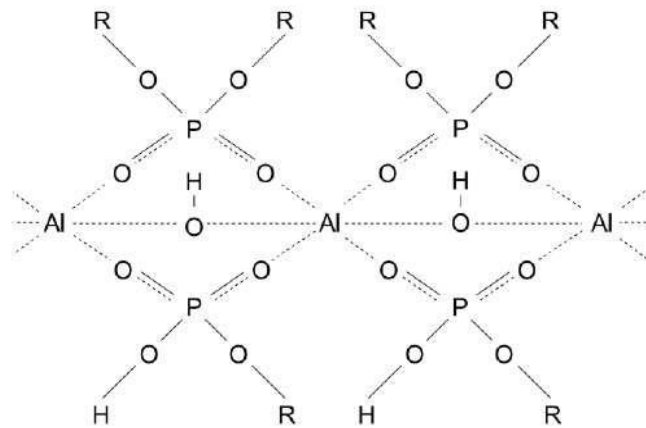
La sensibilité à la fermentation et ses propriétés laxatives potentielles doivent être pris en compte lors de son utilisation. et les inconvénients potentiels de la gomme xanthane : [23]

- ✓ **Sensibilité à la fermentation** : La gomme xanthane peut être fermentée par certains micro-organismes, ce qui peut entraîner une dégradation du produit.
- ✓ **Propriétés laxatives** : La gomme xanthane peut avoir des effets laxatifs à des concentrations élevées, ce qui doit être pris en compte dans les applications alimentaires.

Son efficacité de condensation, ses propriétés rhéologiques contrôlables, sa stabilité thermique et saline, ses propriétés filmogènes et sa biodégradabilité en font une option attrayante pour un large éventail d'applications. [25]

II.2.2. Fluides à base d'huile

Les fluides à base d'huile, également appelés fluides hydrauliques à base d'huile, sont des fluides utilisés pour transférer la puissance dans les systèmes hydrauliques et difficiles à manipuler sur le plan opérationnel. Par conséquent, ils ne sont désormais utilisés que dans les formations connues pour être extrêmement sensibles à l'eau [26]



FigureII-5 Structure proposée de la chaîne polymère de l'ester phosphate d'aluminium

Large gamme de températures de fonctionnement Les fluides huileux peuvent fonctionner dans une large gamme de températures, de -40°C à 150°C ou plus. [23]

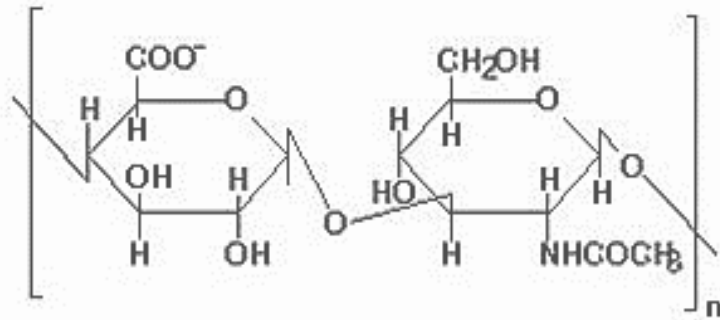
- ✓ **Bonne stabilité thermique :** Les fluides huileux résistent à la dégradation thermique, ce qui leur confère une longue durée de vie.
- ✓ **Bonne protection contre la corrosion :** Les fluides huileux contiennent des additifs anticorrosion qui protègent les composants des systèmes hydrauliques contre l'usure et la corrosion.

Impact sur l'environnement Les fluides à base d'huile ne sont pas biodégradables et peuvent contaminer l'environnement en cas de fuite ou d'élimination incorrecte.[24]

- ✓ **Risque d'incendie :** Les fluides à base d'huile sont inflammables et peuvent présenter un risque d'incendie s'ils ne sont pas manipulés et stockés correctement.
- ✓ **Performance à basse température :** La viscosité des fluides huileux peut augmenter de manière significative à basse de température, ce qui peut affecter les performances du système hydraulique.

II.2.3. Fluides à base d'acide

La fracturation à l'acide est un procédé de stimulation des puits dans lequel de l'acide, généralement de l'acide chlorhydrique (HCl), est injecté dans une formation carbonatée à une pression suffisante pour fracturer la formation ou ouvrir les fractures naturelles existantes. Lorsque l'acide s'écoule le long de la fracture. [25]



FigureII-6 formule Fluides à base d'acide

des canaux conducteurs sont créés et restent généralement en place lorsque la fracture se referme et donner les avantages :

- ✓ **Très hautes performances** : Les liquides à base d'acide peuvent offrir des performances très élevées en termes de puissance.
- ✓ **Rendement élevé** : Les fluides à base d'acide peuvent minimiser les pertes d'énergie par frottement et améliorer l'efficacité globale du système hydraulique.

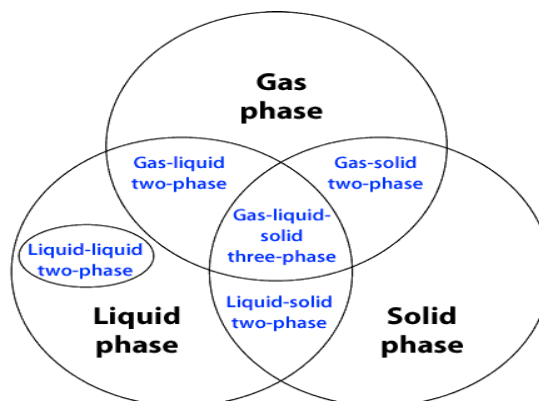
Risque d'incendie élevé Les fluides à base d'acide sont inflammables et peuvent présenter un risque d'incendie important en cas de fuite ou de rupture du système comme : [27]

- ✓ **Toxicité** : Les acides forts utilisés dans les fluides peuvent être toxiques et présenter des risques pour la santé en cas d'ingestion .
- ✓ **Coût élevé** : Les fluides à base d'acide peuvent être plus chers que les fluides hydrauliques à base d'huile ou d'eau.

les fluides à base d'acide sont des fluides hydrauliques très performants qui offrent une puissance élevée , une large plage de températures de fonctionnement .

II.2.4. Fluides multi-phases

Les mousses sont créées en ajoutant du gaz au fluide. Les émulsions sont créées en mélangeant de l'huile et de l'eau. Les différents systèmes sont décrits dans cette section.[24]



FigureII-7 Les émulsions de différents systèmes

Des défis techniques et des risques environnementaux et Avantages des fluides multiphasiques :

- ✓ **Mélioration de l'échange thermique** : Les fluides polyphasés peuvent permettre un échange de chaleur plus efficace que les fluides monophasés, en raison de l'augmentation des changements de phase et des régions interfaciales.
- ✓ **Réactions chimiques** : Les réacteurs multiphasiques permettent d'améliorer la cinétique, la sélectivité et le contrôle des conditions de réaction.

les phases et les interfaces et des effets de confinement comme des inconvénients des fluides multiphasiques :

- ✓ **Difficulté de modélisation et de simulation** : La modélisation et la simulation des écoulements multiphasiques nécessitent des outils mathématiques et numériques avancés, qui peuvent être coûteux et prendre du temps.
- ✓ **Instabilité et séparation des phases** : Les fluides multiphasiques peuvent être instables et les phases peuvent se séparer, ce qui entraîne des problèmes opérationnels et une perte d'efficacité.

En résumé, les fluides multiphasiques offrent de nombreux avantages pour une variété d'applications industrielles, mais ils présentent également des défis importants en termes de complexité, de processus et d'impact sur l'environnement. [26]

II.2.4.1. Mousses :

Une mousse est un mélange stable de liquide et de gaz. Pour rendre ce mélange stable, on utilise un agent tensioactif (surfactant). L'agent tensioactif stabilise les films liquides fins et empêche les cellules de coalescer. Les mousses Elles permettent un bon contrôle de la perte de fluide dans les formations peu perméables où les bulles de gaz ont approximativement la taille des ouvertures des pores de la roche. Les mousses Elles permettent un bon contrôle de la perte de fluide dans les formations peu perméables où les bulles de gaz ont approximativement la taille des ouvertures des pores de la roche.

Les mousses sont décrites par leur qualité : [25]

$$\text{de la mousse} = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume de mousse}} \times 100 \quad \text{II-1}$$

Elles sont donc utiles dans des applications telles que l'isolation thermique et acoustique, les flotteurs de sauvetage et les lits. Donner les avantages de la mousse

- ✓ **Propriétés d'amortissement** : Les mousses peuvent absorber et dissiper l'énergie mécanique, ce qui les rend utiles dans des applications telles que les matelas, le rembourrage et la protection contre les chocs.
- ✓ **Stabilité et durabilité** : Certaines mousses, comme les mousses de polyuréthane, peuvent être très stables et durables,

Inflammabilité certaines mousses, en particulier celles à base d polymères pétrochimiques, Peuvent être inflammables et présenter un risque d'incendie.

- ✓ **Coût** : Certaines mousses, comme la mousse à mémoire de forme, peuvent être coûteuses à produire.
- ✓ **Sensibilité à la température et aux solvants** : Certaines mousses peuvent se décomposer ou se déformer à des températures extrêmes ou lorsqu'elles sont exposées à certains solvants.

En résumé, les mousses présentent un large éventail d'avantages et d'inconvénients, ce qui les rend adaptées à une grande variété d'applications. [27]

II.2.4.2. Émulsions :

Une émulsion est une dispersion deux Les fluides de fracturation à base d'émulsion sont des solutions très visqueuses avec de bonnes propriétés de transport . Plus le pourcentage de la phase interne est éle plus la résistance au mouvement des gouttelettes est importante, d'où une viscosité plus élevée. [29]

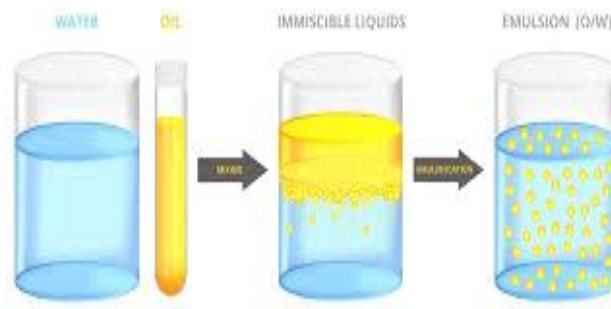


Figure II-9 Les fluides de fracturation à base d'émulsion

- ✓ **le fluide le plus courant**, appelé poly-émulsion, est composé de 67 % de phase interne d'hydrocarbure, de 33 % de phase externe de saumure viscosifiée et d'un agent tensioactif émulsifiant.
- ✓ **La viscosification** de la phase aqueuse améliore la stabilité de l'émulsion et réduit considérablement la pression de friction lors du pompage car le polymère agit comme un réducteur de friction.

Les inconvénients des poly émulsions sont une pression de friction élevée et un coût élevé du fluide (sauf si l'hydrocarbure est récupéré).

- ✓ **Les poly émulsions s'amincissent également de manière significative** lorsque la température augmente, ce qui limite leur utilisation dans les puits chauds.

II.3. Additives du fluide de fracturation :

II.3.1. Réticulant du Borate :

L'un des réticulant les plus simples, l'ion borate, est utilisé pour produire des gels très visqueux avec du guar et du HPG qui peuvent être chauffés à plus de 300°F. [31]

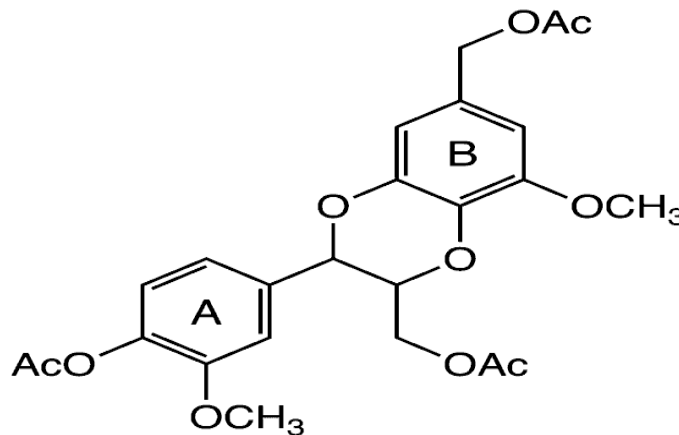


Figure II-10 Mécanisme de réticulation proposé

La réticulation au borate, également connue sous le nom de réticulation au borate, Ce processus est souvent utilisé dans la fabrication de polymères et d'autres matériaux comme :

- ✓ **Amélioration des propriétés mécaniques** : La réticulation augmente la résistance, la rigidité et la stabilité dimensionnelle des polymères.
- ✓ **Amélioration des propriétés de transformation** : La réticulation peut améliorer la maniabilité et l'aptitude à la transformation des polymères.

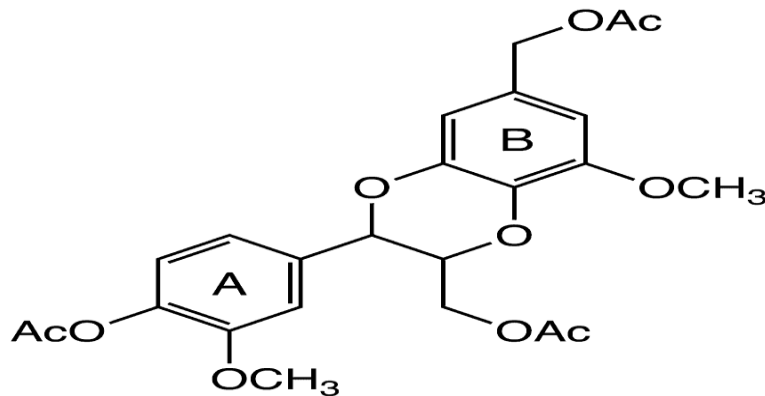
Les composés du bore, appelés borates, agissent comme agents de réticulation en se liant aux chaînes de polymères et en les reliant entre elles. [30]

- ✓ **Flexibilité réduite** : La réticulation réduit la flexibilité et l'élasticité des polymères.
- ✓ **Augmentation des coûts** : Les agents de réticulation à base de borate peuvent être plus chers que d'autres types d'agents de réticulation.

La réticulation des borates est un processus chimique polyvalent qui peut être utilisé pour améliorer les propriétés des polymères et d'autres matériaux. Elle présente à la fois des avantages et des inconvénients. [30]

II.3.2. Briseurs de gel (Breaker)

Les briseurs de gel sont utilisés pour réduire la viscosité du fluide mélangé au proppant . Les briseurs réduisent en la viscosité en scindant le polymère en fragments de faible poids moléculaire. [31]



FigureII-11 Structurées Briseurs de gel

Contrairement aux fusibles, qui doivent être remplacés après chaque déclenchement, les disjoncteurs peuvent être réarmés une fois qu'une surcharge ou un court-circuit a été corrigé. [24]

- ✓ **Déclenchement rapide** : Les disjoncteurs peuvent réagir plus rapidement aux surcharges et aux courts-circuits que les fusibles, ce qui minimise les dommages potentiels à l'équipement.
- ✓ **Différentes classifications** : Les disjoncteurs sont disponibles dans une large gamme de courants nominaux.

Idéalement, un briseur de gel introduit dans le fluide à la surface devrait avoir un effet minimal sur le gel jusqu'à ce que le pompage. Donner les inconvénients :

- ✓ **Coût initial plus élevé** : Les disjoncteurs peuvent être plus chers .
- ✓ **Ils nécessitent un entretien régulier** : Dans certains cas, les disjoncteurs doivent être entretenus ou remplacés au fil du temps pour garantir leur bon fonctionnement.

Disjoncteurs jouent un rôle crucial dans la sécurité et la protection des circuits électriques. Leurs avantages en termes de réinitialisation, de déclenchement rapide et de flexibilité l'emportent largement sur leurs inconvénients. [24]

II.3.3. Briseurs enzymatiques

Les enzymes sont de grandes protéine hautement spécialisées produites par des organismes et constituées d'acides aminés à longue chaîne reliés par des liaisons peptidiques.[31]

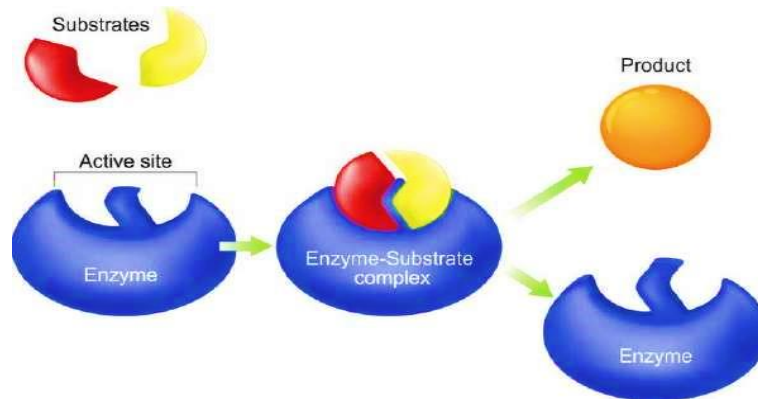


Figure II-12 Mécanisme de dégradation des enzymes

L'enzyme particulière doit avoir une configuration tridimensionnelle et un site actif qui est spécifiquement complémentaire du site du substrat qu'elle doit faire réagir :

- ✓ **Médecine** : Les inhibiteurs d'enzymes peuvent être utilisés pour traiter un large éventail de maladies en ciblant des enzymes spécifiques impliquées dans les processus pathologiques
- ✓ **L'industrie alimentaire** : Les inhibiteurs d'enzymes peuvent être utilisés pour contrôler les processus de fermentation

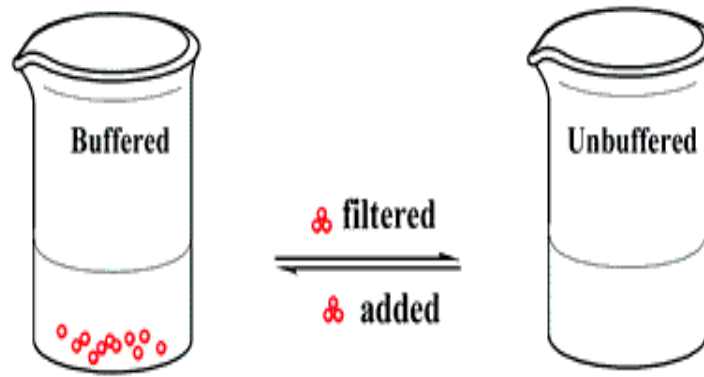
les inhibiteurs de l'acétylcholinestérase peuvent être utilisés pour lutter contre les pesticides qui ciblent cette enzyme chez les insectes nuisibles. Comme Inconvénients :

- ✓ **Effets secondaires** : L'inhibition d'une enzyme particulière peut avoir des effets secondaires indésirables sur d'autres processus biologiques dépendant de cette enzyme.
- ✓ **Évolution de la résistance** : Les micro-organismes et les cellules peuvent développer une résistance aux inhibiteurs d'enzymes, ce qui limite leur efficacité à long terme.

Le mécanisme de dégradation des enzymes est illustré ci-dessus. La réaction des enzymes comme le principe de la serrure et de la liaison, si la forme de l'enzyme n'est pas complètement complémentaire de la forme du substrat, comme la clé de la serrure d'assemblage. [31]

II.3.4. Buffer

Pour une bonne dispersion et hydratation des polymères, le pH de l'eau de mélange doit être soigneusement contrôlé. Le pH final du fluide influence également les réactions de réticulation comme spécifié dans les sections suivantes. [27]



FigureII-14 buffer Comment cela fonctionne-t-il

Les tampons maintiennent la valeur du pH dans une région définie, qui dépend du système utilisé. Un tampon est constitué d'un sel d'un acide faible avec son acide correspondant, par exemple l'acétate de sodium (NaAc) et l'acide acétique (HAc) , ou alternativement d'un sel d'une base faible et de sa base correspondante . Les tampons peuvent être utilisés à n'importe quel pH de l'échelle de pH. [27]

II.4. Agent de soutènement

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre part c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.[33]

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- ✓ Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité
- ✓ Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture) .
- ✓ Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion) .
- ✓ Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

Le comportement des agents de soutènement dans la fracture dépend des caractéristiques liées :

- ✓ Aux matériaux utilisés (type d'agent).
- ✓ A la roche constituant les lèvres de la fracture (roche tendre ou dure...)
- ✓ A l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

:

II.4.1. Nature des agents de soutènement

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique. On peut les classer en deux groupes qui présentent des caractéristiques mécaniques très différentes. [31]

1. Agents de soutènement élastiques-fragiles (rupture fragile):
 - ✓ Les sables.
 - ✓ Les billes de verre (haute résistance).
2. Agent de soutènement Erato-plastique, ce sont:
 - ✓ Les coquilles de noix (de moins en moins employées).
 - ✓ Certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C).
 - ✓ Les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).
 - ✓ Les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux).

II.4.2. Les agents de soutènement utilisé actuellement

Ce sont on général des billes de céramiques calibrés, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 12/20, 20/40, 30/60 et leur perméabilité variante entre 100 et 800 Darcy.[33]

- ✓ Bauxite
- ✓ ISP (Intermédiaire Strength Proppant).

II.5. Les tests d'injectivité

Nous désignons par «test d'injectivité », l'injection de fluide, en régime de fracturation, préliminaire au traitement de fracturation hydraulique proprement dit.

II.5.1. Objet du test d'injectivité

Le test d'injectivité s'avère indispensable pour vérifier que la formation absorbe le fluide déterminer le gradient de fracturation et par suite la pression en tête (pas ou peu de fracturations sur le même champ, réservoirs très hétérogènes à grandes profondeurs).

Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. S'il y a lieu, une injection préalable de quelques mètres cubes d'acide permettra de décolmater les abords immédiats du puits et de réduire très notablement le gradient apparente fracturation.[33]

II.5.3. Nature et volume des fluides injectés

Le test d'injectivité s'effectue avec les fluides de fracturation conventionnels :

- ✓ Eau ou saumure gélifiée ou non.
- ✓ Brut ou gasoil.

Le volume total à injecter dépend des enregistrements prévus : L'injection de quelques mètres cubes, au débit minimal de 1 à 1.5 m³/min, permet de suivre l'évolution du gradient avec le développement de la fracture. On procédera à différents débits si Nécessaire, de préférence décroissants, afin d'obtenir la courbe Q (pi) permettant de connaître parfaitement la pression d'extension de la fracture (pi désigne la pression d'injection). L'enregistrement de débitmètre nécessite l'injection de plusieurs dizaines de mètres cubes à différents débits. [31]

II.5.4. Interprétation des résultats du test d'injectivité et des diagraphies

- ✓ Détermination du gradient de fracturation Gf et son évolution avec l'extension de la fracture.
- ✓ Un gradient anormalement élevé est en général l'indice de colmatage du puits.
- ✓ Une acidification complémentaire avec quelques mètres cubes d'acide pourra réduire sensiblement le gradient.
- ✓ Détermination des pertes de charge en injection, avec estimation si possible des pertes de charge à prévoir à un débit différent (généralement supérieur) au cours du traitement principal.
- ✓ Vérification du comportement de l'équipement du puits :
 - La qualité de la cimentation.
 - Le comportement des équipements de fond.
- ✓ Orientation et localisation de la fracture précisées par les thermométries notamment.

Tous ces renseignements décident s'il y a lieu ou non de poursuivre et dans quelles conditions le traitement du puits par fracturation hydraulique. [27]

II.6. Impact du fluide de fracturation :

- ✓ Augmentation de la production d'énergie
- ✓ Création d'emplois
- ✓ Recettes pour les gouvernements
- ✓ Pollution de l'air

Conclusion

En conclusion, la fracturation présente des avantages et des inconvénients potentiels pour l'environnement. Il est important de peser soigneusement ces avantages et ces inconvénients avant de prendre toute décision concernant l'utilisation de cette technologie. [30]

II.7. Équipement de la boratoire

Comme indiqué dans le premier chapitre, la recherche est décomposée selon le flux de travail suivant :

- ✓ Caractérisation des lumières et des carottes de pierre
- ✓ Étude des paramètres géomécaniques
- ✓ Détermination de la pression de rupture à l'aide d'une configuration de cellule de fracturation
- ✓ Analyse post-test

Avant de décrire les détails du déroulement du travail, les exigences expérimentales et les matériaux sont présentés en premier. La première section couvre donc les exigences expérimentales pour chaque série d'expériences, la deuxième section contient les matériaux et, à partir de la troisième section, le déroulement des opérations est décrit. [28]

II.7.1. Exigences expérimentales :

Le matériel à utiliser est le suivant :

II.7.1.1 Pour la préparation des échantillons :

a-Machine à broyer les surfaces d'extrémité

Cette machine est indispensable pour préparer les échantillons aux essais géomécaniques. Elle ponce les extrémités des échantillons avec une très grande précision afin d'obtenir des surfaces extrêmement lisses. [28]



Figure II-15 : Machine à broyer les surfaces d'extrémité

b-Foreuse :

La perceuse à colonne a été utilisée pour percer les échantillons nécessaires à l'essai de pression de rupture à l'aide d'une mèche à béton spéciale.



Figure II-16 : Foreuse

c-Autolabe 1500

Est un système servo-hydraulique permettant d'effectuer des mesures triaxiales avec des trajectoires de contrainte arbitraires contrôlées par logiciel sur des échantillons de roche d'un diamètre allant jusqu'à 50,8 mm dans des conditions de contrainte in situ, de pression interstitielle et de température. [32]



Figure II-17 : NER Auto Lab 1500

d-Machine brésilienne de test par disques :

Le développement du test du disque brésilien pour déterminer la résistance à la traction indirecte et ses applications en mécanique des roches sont passés en revue dans le présent document. Sur la base de l'histoire de la recherche sur l'essai brésilien par des approches analytiques, expérimentales et numériques, trois étapes de recherche peuvent être identifiées. La plupart des premières études se sont concentrées sur la distribution des contraintes de traction dans les échantillons de disques brésiliens, tout en ignorant la distribution des déformations de traction. [30]



Figure II-18 : Machine brésilienne de test de disques

E-Pour l'essai de pression de rupture :

1. Pompe à anneau double ISCO
2. Accumulateur de liquide fracturé d'une capacité de 1 000 ml
3. Cellule de vieillissement modifiée (décrite à la section 3.5)
4. Transducteur de pression connecté à l'acquisition de données pour enregistrer la pression d'injection en fonction du temps.



Figure II-20 : Accumulateur de fluide



Figure II-21 : Ageing cell



Figure II-19 : ISCO pompe à anneau double

F-Pour la saturation :

1. Pompe à anneau ISCO double (comme pour l'essai de pression de rupture)
2. Cellule d'accumulation (comme pour l'essai de pression de rupture)
3. Cellule de saturation

*Figure II -23 ; Mélangeur Cole-Parme**II-24 : Hémomètre d'étalonnage**Figure II- 22 : Cellule de saturation***G-Carottes de grès serré :**

Des échantillons de sciottes et d'affleurements de grès ont été utilisés dans le cadre de cette étude. En raison du large éventail d'expériences menées, une variété de carottes était nécessaire pour chaque expérience. Le bloc de 12 pouces sur 12 pouces de sciure et de pierre a d'abord été découpé en blocs plus petits. L'un des blocs les plus petits a ensuite été envoyé à l'usine Schlumberger pour y être carotté.[28]



Figure De II-26 ux tailles différentes de prises de courant ont été obtenues
Conformément aux exigences du contrôle.

II.7.2. Les exigences en matière d'échantillons de référence sont différentes selon le type de test, comme décrit ci-dessous :

1. on 1, 5in.diameterwith3in.lengthfor geomechanicaltests (Samples1-1to1-15).
2. on 2 pouces de diamètre et 2 pouces de longueur pour les essais de fissuration (échantillons 2-1 à 2-23).
3. Un trou de 0,25 pouce de diamètre et de 0,75 pouce de longueur est percé sur une face de chaque carotte.
4. Un tube de 0,25 pouce de diamètre extérieur est placé et fixé à l'intérieur du trou à une profondeur de 0,25 pouce, laissant une section de trou ouverte de 0,5 pouce de longueur
5. Le tube a été fixé à l'aide d'une résine époxy résistante.
6. Un diamètre de 1 pouce avec une longueur de 0,5 pouce pour les essais de tension de Brazili.
7. Le nombre total de bouchons de carotte obtenus est de 38, dont 23 sont utilisés pour les essais de fracturation et les 15 autres pour les essais géomécaniques.

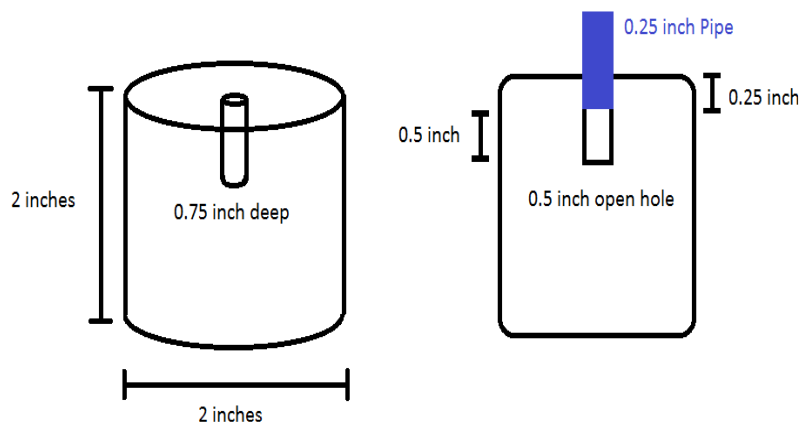


Figure II-27 re dimensions nécessaires pour l'étude de la fracturation

II.7.3. Préparation du fluide de fracturation

La préparation du fluide de fracturation nécessite des mesures précises des produits de tête. Les différents types de fluides de fracturation et leurs procédures de préparation sont décrits ci-dessous : [29]

II.7.3.1. brain (3 % de chlorure de potassium) :

- a. Verser 800 ml d'eau distillée dans une fiole jaugée de 1000 ml.
- b. Mesurer 30 grammes de chlorure de potassium à l'aide d'une balance et les ajouter à l'eau distillée.
- c. Remuer le mélange pendant 10 minutes à l'aide d'un agitateur.
- d. Une fois le chlorure de potassium dissous, ajouter de l'eau distillée jusqu'à la marque de 1000 ml.

II.7.3.2. Gel linéaire :

- a. Peser 1000 (± 1) grammes d'eau distillée dans un bécher de 1000 ml.
- b. Placer le bécher sous le mélangeur et régler le mélangeur à 1 100 (± 100) tours/minute pour obtenir un vortex.
- c. A l'aide d'une seringue coupée de 10 ml, ajouter lentement le gélifiant (CMHPG) pour :
 - i. 40 ppt, ajouter 10 ml de CMHPG
 - ii. 30 ppt : ajouter 7,5 ml de CMHPG
 - iii. 25 ppt ajouter 6,25 ml de CMHPG
- d. Augmenter le nombre de tours/minute du mélangeur à 2000 (± 100) tours/minute.
- e. Démarrer le chronomètre pour surveiller et continuer le mélange pendant 20 minutes.
- f. Ajouter 1,0 gpt de stabilisateur d'argile.
- g. Poursuivre le mélange pendant 10 minutes supplémentaires.
- h. Mesurer la viscosité sur Gracem 3600 100 s-1 shearrat

II.7.3.3. Crosslinked Gel :

- a. Régler le bain d'eau à 130°F et attendre qu'il se réchauffe.
- b. Peser 250 ($\pm 0,5$) grammes de gel de base dans un bécher.
- c. Placer le bécher dans le malaxeur et le régler à 2000 (± 100) tours/minute.
- d. Ajouter lentement la solution tampon pour ajuster le pH à 10,25 et continuer à mélanger pendant 30 secondes.

- e. Ajouter 1 gpt de réticulant et continuer à mélanger pendant 1 minute.
- f. Placer le bécher dans le bain d'eau pendant 15 minutes (l'agent de réticulation est un agent de réticulation retardé et est pleinement actif lorsque le système est chauffé à plus de 130°F).
- g. Retirer le bécher du bain d'eau et mesurer la viscosité sur Grace m 3600 100s—1shearrate.

II.7.3.4 20 % d'ADGL avec de la gomme de Guar

- a. Peser 223,05 grammes d'eau distillée dans un bécher.
- b. Ajouter 1,95 gramme de Guar et mélanger pendant 10 minutes.
- c. Ajouter 225 grammes d'ADGL à 40 % et mélanger pendant 10 minutes supplémentaires.
- d. Mesurer la viscosité de la main.

II.7.5.4. Test de fracturation :

- 1. Rincer soigneusement le système avec du toluène et de l'eau distillée, puis avec de l'air.
- 2. Nettoyer l'accumulateur de fluide et placer le fluide de fracturation dans les conduites .
- 3. Pompez le fluide de fracturation dans le système et purgez-le de toutes les vannes pour vous assurer qu'il n'y a pas d'air ou d'autre fluide à l'intérieur.
- 4. Pressurisez le système à 2000 psi et assurez-vous qu'il n'y a pas de fuites

Chapitre III

La partie pratique de l'expérience

III.1. Analyse préliminaire des carottes (RCA)

Table III.1. Analyses de routine

Numéro de l'échantillon	Densité (g/cc)	Porosité (%)	Perméabilité (mD)
1-1	2.294	13.51	1.188
1-2	2.304	13.21	1.217
1-3	2.298	13.54	1.375
1-4	2.304	13.65	1.434
1-6	2.311	12.91	1.292
1-7	2.283	13.15	1.432
1-8	2.305	12.43	1.212
1-10	2.287	13.97	1.276
1-11	2.297	13.21	1.284
1-12	2.311	13.51	1.317
1-13	2.299	13.48	1.254
1-14	2.300	13.12	1.334

L'ACR a été réalisée sur les carottes géomécaniques et les résultats sont présentés dans le tableau III.1. Les carottes de grès serré ont une porosité moyenne de 13,31 %, une densité apparente moyenne de 2,3 g/cc et une perméabilité moyenne de 1,3 mD. Il peut être considéré comme un grès serré.

III.2. Effet du fluide saturant sur les propriétés géomécaniques

Les propriétés des roches sont affectées par les fluides qui y sont présents. C'est l'une des causes d'incertitude dans l'évaluation des formations. L'effet des fluides saturants sur les roches gréseuses serrées est étudié dans cette section.

III.2.1 Essai de résistance à la compression non confinée (UCS)

Les essais de résistance à la compression non confinée ont été réalisés afin de déterminer le changement de résistance et de propriétés élastiques dû à la saturation en fluide. 3 échantillons ont été testés avec différents fluides de saturation. Le premier échantillon était sec, suivi d'un échantillon saturé de saumure et enfin d'un échantillon saturé d'huile

III.2.1.1. Échantillons Secs

La **figure III.1** montre la déformation axiale en fonction de la contrainte axiale appliquée. Ce graphique est appelé courbe de contrainte-déformation. Comme il s'agit d'un essai non confiné, le comportement initial de la roche est loin d'être idéal. La courbe augmente linéairement après l'application d'une contrainte axiale de 4500 psi. La rupture se produit au point le plus élevé de la courbe et la valeur à ce point est connue sous le nom de UCS. La UCS pour cet essai était de 11 457 psi. La pente à 50 % de la NGC donne le module d'Young statique (*Estatic*) (équation 3.4) qui était de $1,40 \times 10^6$ psi ou 9,65 GPa.

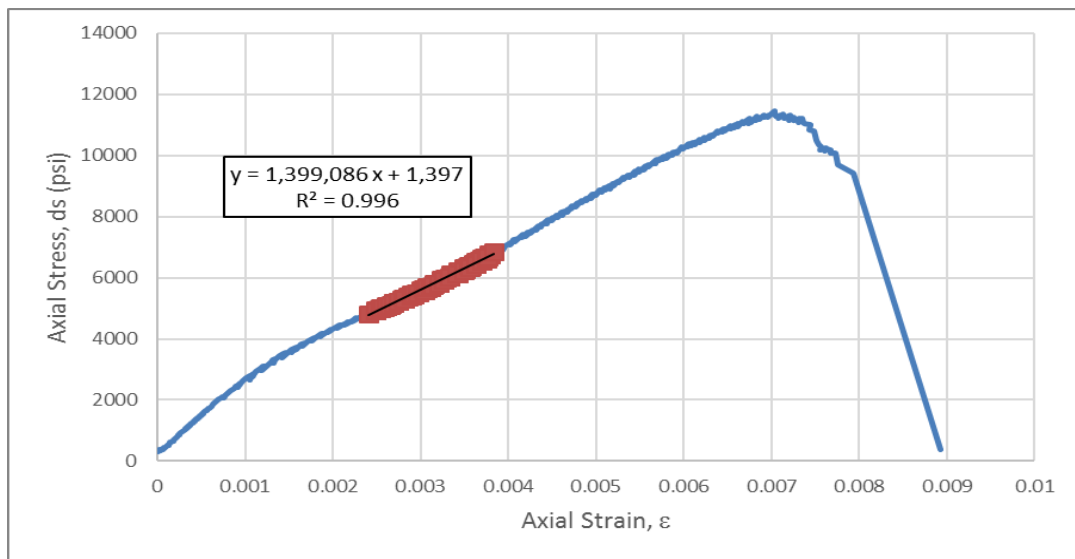


Figure III.1. Contrainte axiale vs déformation axiale (Dry, Sample 1-11)



Figure III.2. Schéma de rupture de la roche sèche (Sample 1-11)

III.2.1.2 Échantillons saturés de Brine

La figure **III.3** montre la déformation axiale en fonction de la contrainte axiale appliquée. Ce graphique est appelé courbe de contrainte-déformation. Comme il s'agit d'un essai non confiné, le comportement initial de la roche est loin d'être idéal. La courbe augmente linéairement après l'application d'une contrainte axiale de 4500 psi. La rupture se produit au point le plus élevé de la courbe et la valeur à ce point est connue sous le nom de UCS. La UCS était de 8 573 psi et le *Estatic* = $1,50 \times 10^6$ psi ou 10,36 GPa. La figure 4.38 montre le schéma de rupture

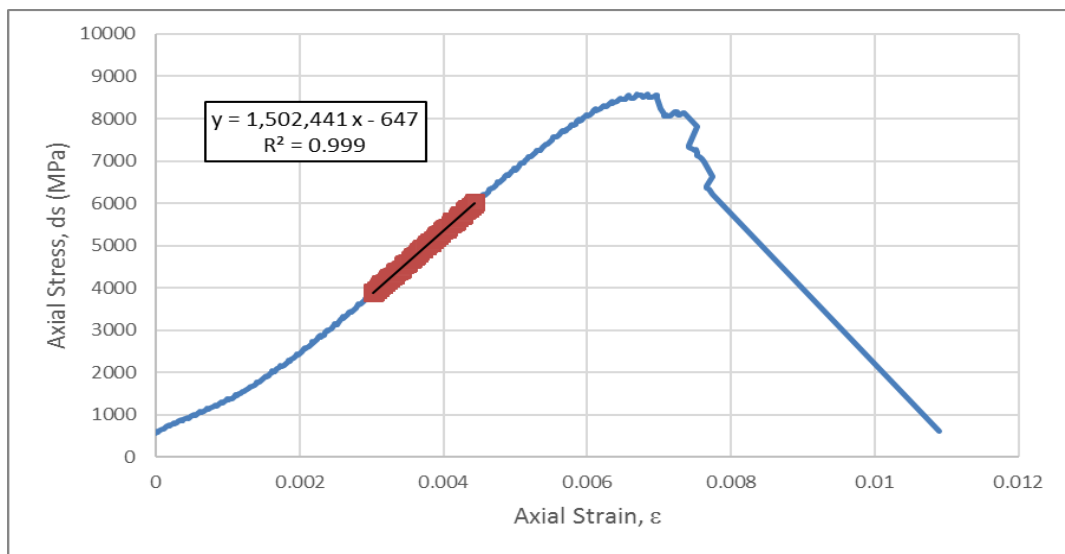


Figure III.3 Contrainte axiale vs déformation axiale (Brine Saturated, Sample 1-14)



Figure III.4 Schéma de rupture d'une roche saturée brin (Sample 1-14)

III.2.1.3. Échantillons Saturés D'huile

La **figure III.5** montre la déformation axiale en fonction de la contrainte axiale appliquée. Ce graphique est appelé courbe de contrainte-déformation. Comme il s'agit d'un essai non confiné, le comportement initial de la roche est loin d'être idéal. La courbe augmente linéairement après l'application d'une contrainte axiale de 4500 psi. La rupture se produit au point le plus élevé de la courbe et la valeur à ce point est connue sous le nom de UCS. La UCS était de 10 357 psi et le module d'Young statique était de $1,74 \times 10^6$ psi ou 12 GPa

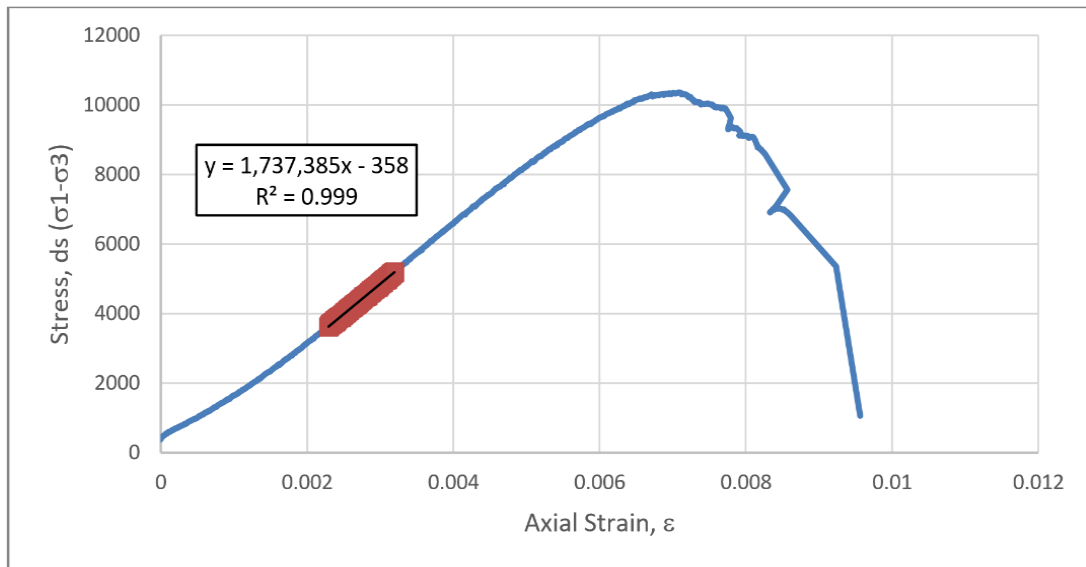


Figure III.5 Contrainte axiale vs déformation axiale (Oil Saturated, Sample 1-16)

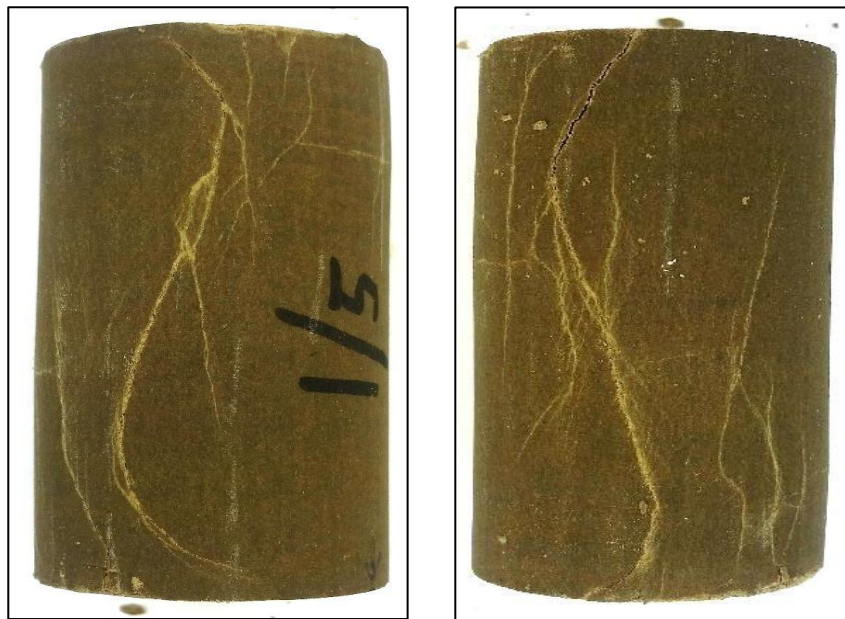


Figure III.6 Schéma de rupture d'une roche saturée en pétrole (Sample 1-16)

III.2.2 Conclusion

Les résultats des tests de UCS sont résumés dans le tableau III.2 et représentés graphiquement dans la figure III.7 . La UCS de l'échantillon sec est la plus élevée, suivie de l'échantillon saturé en huile et de l'échantillon saturé en saumure (Figure III.7). La diminution du UCS dans l'échantillon saturé en huile est de 10 % et dans l'échantillon saturé en brine de 25 %. La diminution de *Estatic* dans l'échantillon saturé en huile était de 13 % et dans l'échantillon de saumure de 23 % (tableau III.3). La diminution de la UCS est illustrée en fonction de l'augmentation de la densité apparente. Il est important de noter que l'augmentation de la densité apparente est causée par la densité du fluide. Au fur et à mesure que la densité du fluide augmente, le UCS diminue.

La dégradation du UCS et du *Estatic* est en accord avec la littérature. La diminution du UCS est observée en raison des interactions physico-chimiques entre les grains de l'échantillon et le fluide dans les pores et de la contrainte effective créée par le fluide (Duda M. et al., 2012).

Property	Dry	Oil Sat.	Brine Sat.
UCS (psi)	11,530	10,400	8,500
<i>Estatic</i> (10⁶psi)	1.95	1.7	1.50

Table. III.2 Résumé des tests UCS

Property	Percentage effect on the properties	
	Oil Saturated	Brine Saturated
UCS	(-) 10%	(-) 25%
<i>Estatic</i>	(-) 13%	(-) 23%

Table III.3. Effet du fluide saturant sur les propriétés statiques

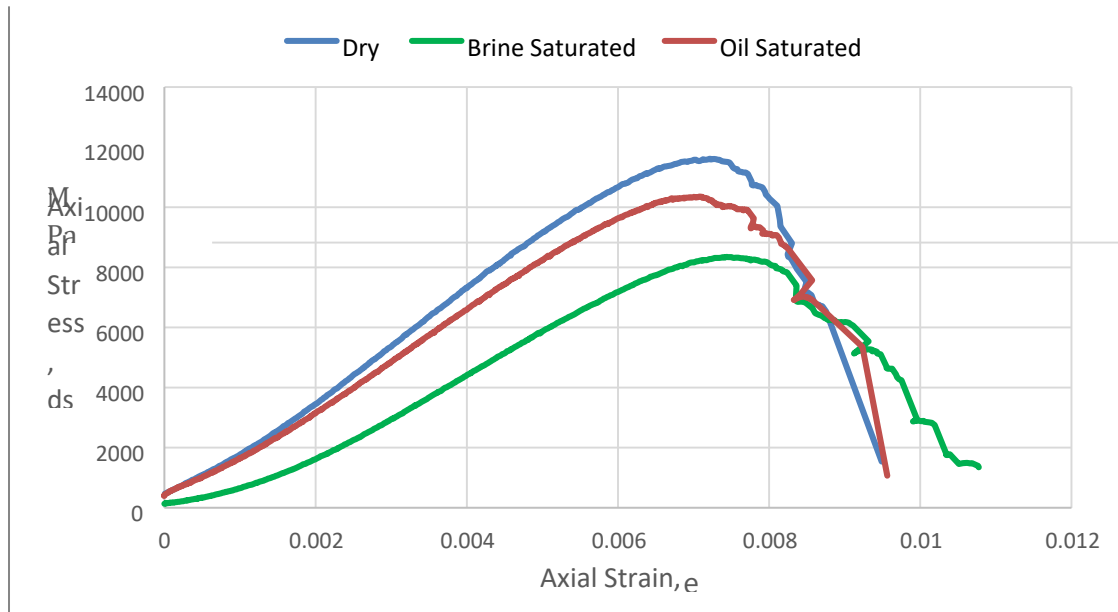


Figure III.7. Effet de la saturation du liquide sur le UCS

III.3. Effet du fluide saturant sur la pression de rupture

L'analyse de sensibilité sur la pression de rupture a été réalisée en utilisant des échantillons saturés. L'échantillon 2-12 était saturé de saumure (3 % de KCl) et l'échantillon 2-15 était saturé de pétrole. Le fluide de fracturation utilisé dans cette étude était un gel linéaire de 25 ppt.

III.3.1. Saturée en Brine

La pression augmente de la même manière que pour les échantillons secs, mais l'essai est plus court et la pression de rupture (752 psi) était beaucoup plus faible que celle de l'échantillon sec. La rupture produite n'était qu'une rupture à une aile, mais une petite rupture opposée à celle-ci peut être observée dans les figures III.8 et III.9. Cela pourrait être dû à des défauts structuraux dans le trou de forage. Ces défauts structuraux sont renforcés par la saturation du fluide, ce qui les rend encore plus faibles. Par conséquent, la pression sera concentrée en ce point et ne créera une fracture que dans cette direction. La fracture est d'une hauteur et d'une largeur modérées et suit la direction du plan de litage.

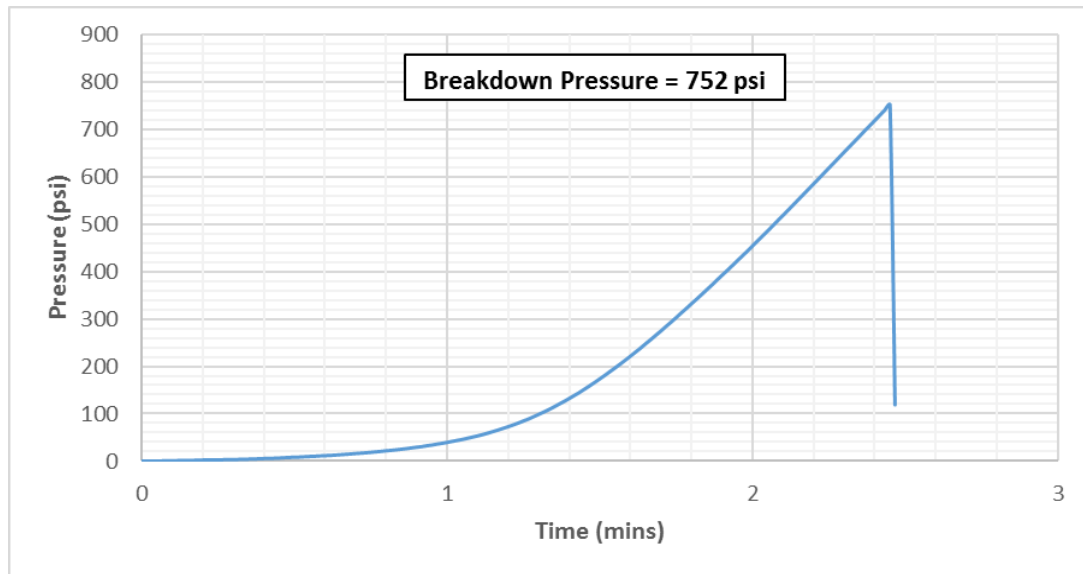


Figure III..8. Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Brine Saturated Sample 2-12)



Figure III..9. Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Brine Saturated Sample 2-12)

III.3.2 Saturation en huile (échantillon 2-15)

La pression augmente de la même manière que pour les échantillons secs et l'échantillon saturé en brine. La pression de rupture était de 1112 psi, inférieure à celle de l'échantillon sec mais supérieure à celle de l'échantillon saturé en brine. La fracture produite n'était qu'une fracture à une seule aile, comme le montrent les figures III.10 et III.11. La hauteur et la largeur de la fracture étaient faibles.

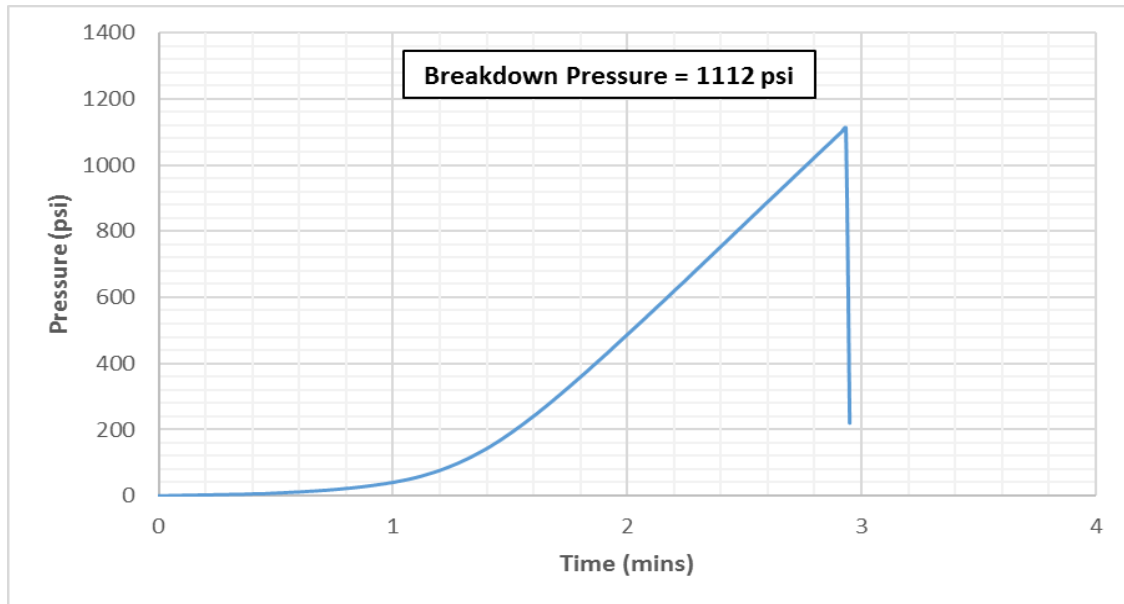


Figure III.10. Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Oil Saturated Sample 2-15)



Figure III.11. Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Oil Saturated Sample 2-15)

III.3.3 Conclusions

Dans cette section, des tests ont été effectués pour déterminer l'effet du type de fluide saturant sur la pression de rupture des roches gréseuses étanches. Les fluides de saturation utilisés étaient le pétrole et la saumure (3 % de KCl). Le fluide de fracturation utilisé était un gel linéaire de 25 ppt. Le tableau III.4 quantifie le pourcentage de diminution de la pression de rupture et la figure III.12 le représente graphiquement. montre la réduction de la pression de rupture due aux différents fluides de saturation. Ces valeurs sont en accord avec les tests géomécaniques

Saturation	Breakdown Pressure (psi)	Percentage difference
<i>Dry</i>	Average - 1215	-
<i>Brine</i>	752	(-) 38%
<i>Oil (partial)</i>	1112	(-) 8%

Table III.4 Effet du liquide de saturation sur la pression de rupture

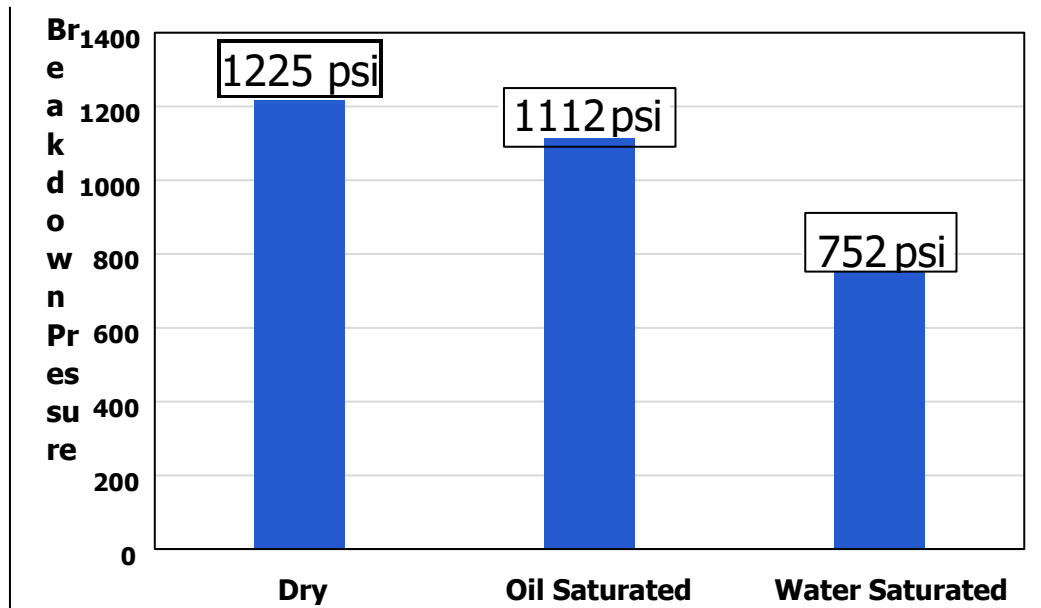


Figure III.12. Reduction in the breakdown pressure due to fluid saturation

III.4. Effet du type de fluide de fracturation sur la pression de rupture

6 types de fluides de fracturation ont été testés dans cette étude. Le nombre d'échantillons utilisés pour cette étude était de 16. Tous les échantillons ont été testés à sec.

L'objectif était d'évaluer les performances et les propriétés des fluides de fracturation inclus dans l'étude. Bien qu'aucun autre détail ne soit disponible sur l'identité des fluides de fracturation spécifiques ou sur les tests effectués,

La conception expérimentale de l'étude s'est concentrée sur la comparaison systématique du comportement et des propriétés de ces fluides dans des conditions sèches afin d'obtenir des résultats précis et valides sur le plan expérimental.

III.4.1 Brine (3 % KCl)

Les échantillons 2-21, 2-17 et 2-14 ont été utilisés pour déterminer la pression de rupture en utilisant de la saumure comme fluide de fracturation. La viscosité de la saumure était de 1 cP.

a. échantillons 2-21

La courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-21 est présentée dans la Figure III.13. Lorsque la saumure a été injectée dans la carotte, la montée en pression a été lente au début, suivie d'une montée linéaire plus rapide. La montée en pression a de nouveau diminué avant d'atteindre la pression de rupture. La rupture a été obtenue à 550 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.14.

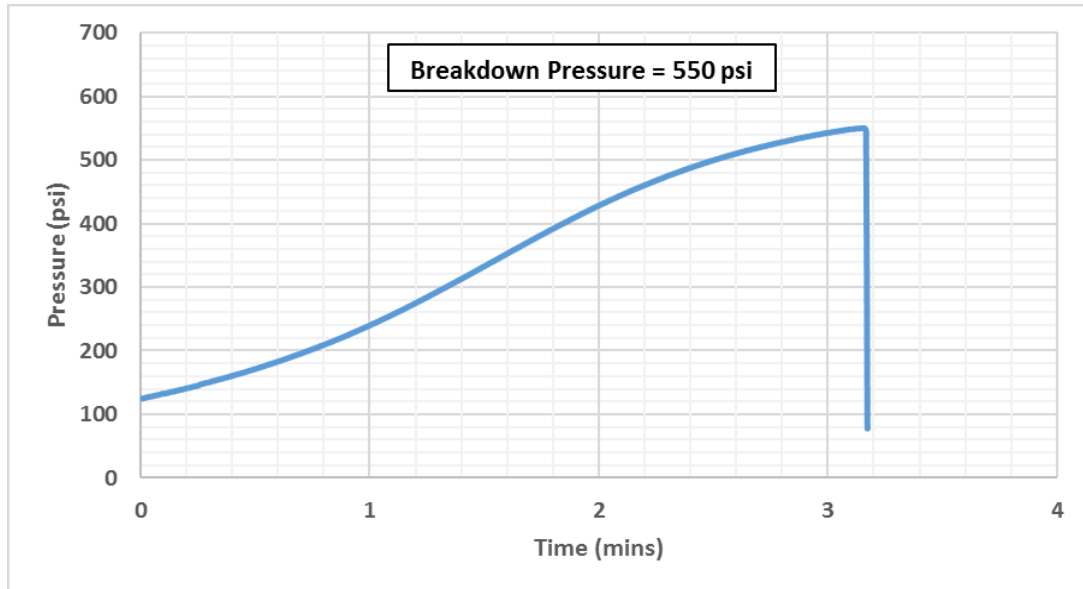


Figure III.13 Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-21)

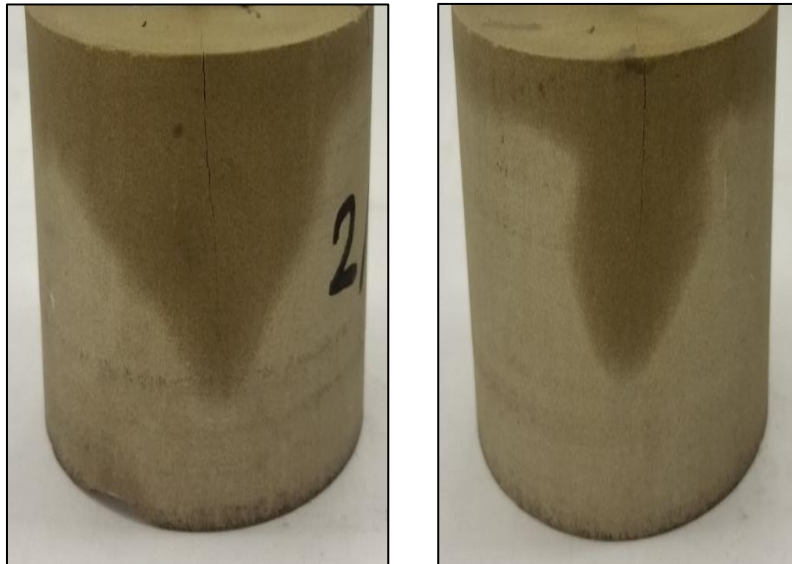


Figure III.14 Comportement à la rupture (Brine, Sample 2-21)

b. Échantillon 2-17

La figure 4.66 représente la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-17 et la figure III.15 montre l'échantillon fracturé. La courbe de pression de rupture a montré un comportement similaire à celui de l'échantillon 2-21 avec une pression de rupture de 617 psi.

La figure III.16 montre la tomodynamométrie de l'échantillon 2-17. Le comportement de la fracture de cet échantillon est similaire à celui de l'échantillon précédent (échantillon 2-21), c'est-à-dire une fracture à deux ailes prenant naissance au centre du trou de forage, parallèle au plan de litage, avec une hauteur de fracture courte et une largeur de fracture faible.

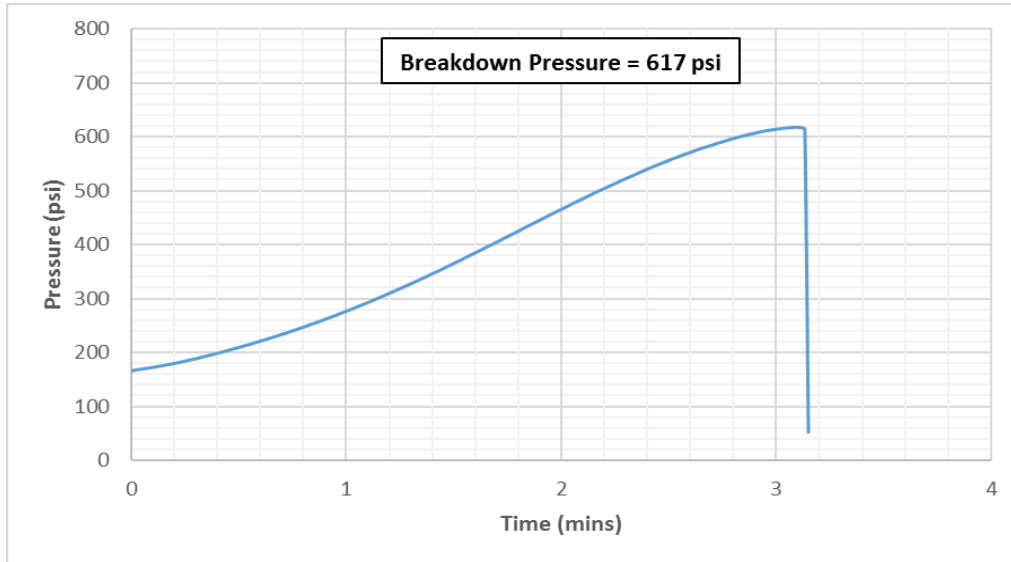


Figure III.15 Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-17)



Figure III.16 Comportement à la rupture (Brine, Sample 2-17)

c.Échantillon 2-14

La courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-14 a montré un comportement similaire à celui des échantillons 2-21 et 2-17 et est illustrée à la figure III.17. La pression de rupture enregistrée était de 538 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure 4.70.

La tomodensitométrie de l'échantillon 2-14 est présentée à la figure III.18. L'échantillon s'est fracturé différemment des échantillons précédents. La fracture produite était une fracture à deux ailes, mais le tuyau ainsi qu'une petite partie de la roche ont été éjectés. Cela est dû au fait que le tuyau a été placé à une profondeur de 0,2 pouce au lieu de 0,25 pouce. En outre, la hauteur de la fracture est la plus courte et la largeur de la fracture est la plus faible.

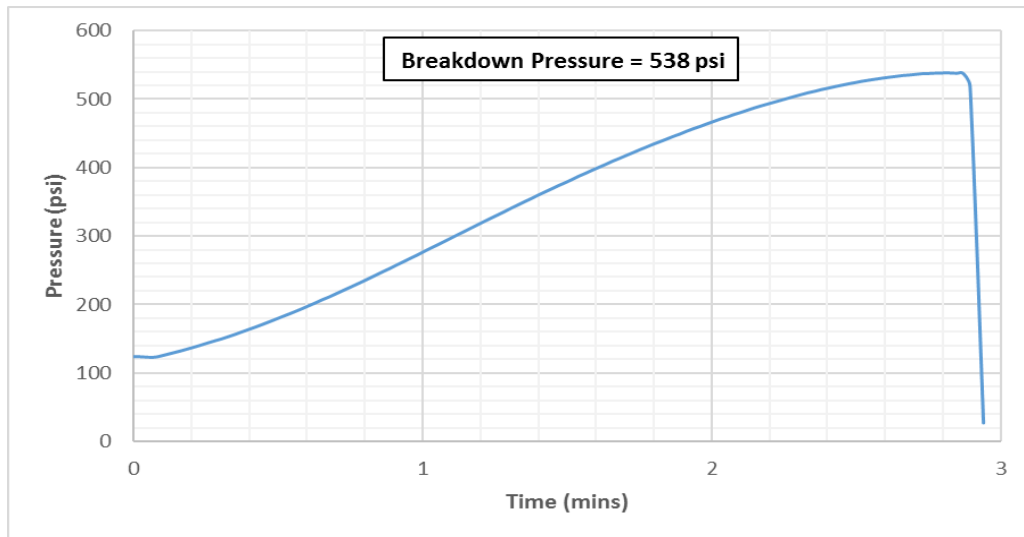


Figure III.17. Courbe de pression de rupture (Brine, Sample 2-14)



Figure III.18. Comportement à la rupture (Brine, Sample 2-14)

III.4.2 Gel linéaire (25 ppt)

La viscosité du gel linéaire de 25 ppt était de 45 cP. Les échantillons utilisés pour étudier la pression de rupture de ce fluide de fracturation étaient 2-7, 2-4 et 2-3.

a. Echantillon 2-7 La figure III.19 représente la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-7. Lorsque le gel linéaire de 25 ppt a été injecté dans la carotte, la montée en pression a été lente au début,

suivie d'une montée plus rapide mais linéaire. La rupture a été obtenue à 1217 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.20.

La fracture produite était une fracture à deux ailes, comme le montre le scanner Il a également été observé que l'une des ailes était faible. La fracture a été créée parallèlement au plan d'assise et avait une longueur de fracture modérée dépassant l'extrémité du trou de forage.

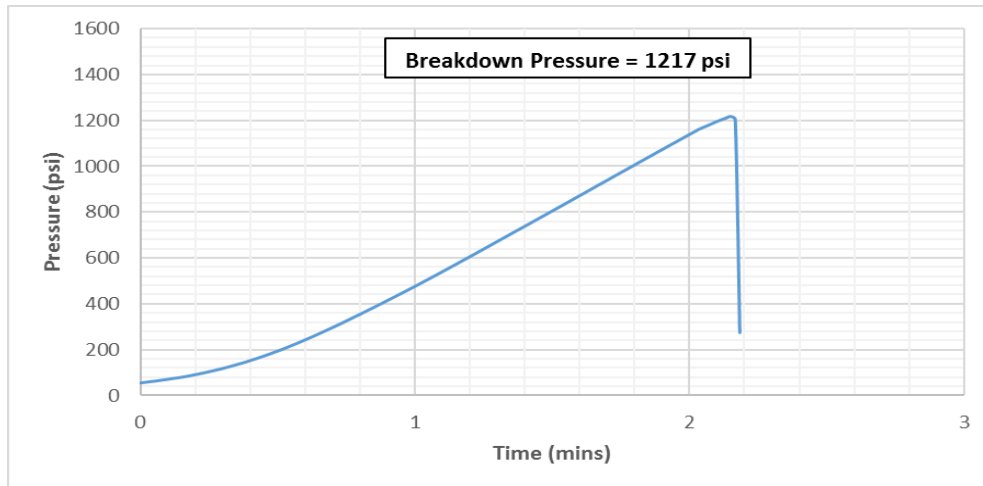


Figure III.19 Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-7)



Figure III.20 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-7)

b. Échantillon 2-4

Une montée en pression similaire à celle de l'échantillon précédent (échantillon 2-7) a été observée et la pression de rupture était de 1234 psi (figure III.21). La rupture a été réalisée à 1234 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure 4.76. La fracture produite était une fracture à deux ailes. La tomographie n'a pas pu être effectuée sur l'échantillon en raison de son indisponibilité.

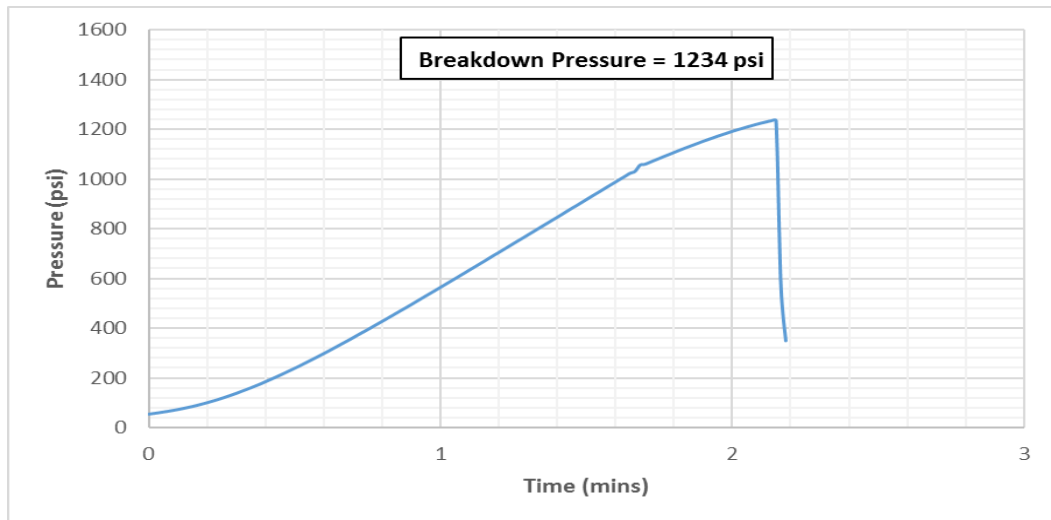


Figure III.21 Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-4)



Figure III.22 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-4)

c.échantillon 2-3

La courbe de pression de rupture (Figure III.23) a montré un comportement similaire à celui de l'échantillon 2-7. La rupture a été obtenue à 1195 psi et la figure III.24 montre l'échantillon fracturé.

L'échantillon s'est fracturé différemment des échantillons précédents. La fracture produite n'était qu'une fracture à une seule aile bien que la pression de rupture soit dans la plage des échantillons précédents. Cela pourrait être dû à des défauts structuraux dans le trou de forage. La pression sera concentrée à cet endroit et ne créera une fracture que dans cette direction.

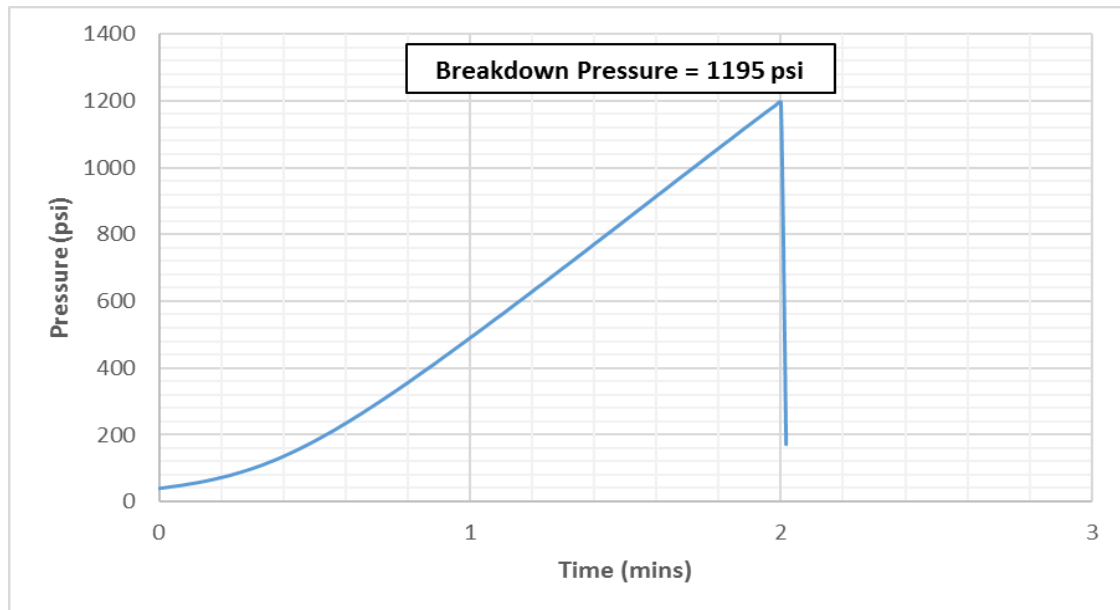


Figure III.23 Courbe de pression de rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-3)

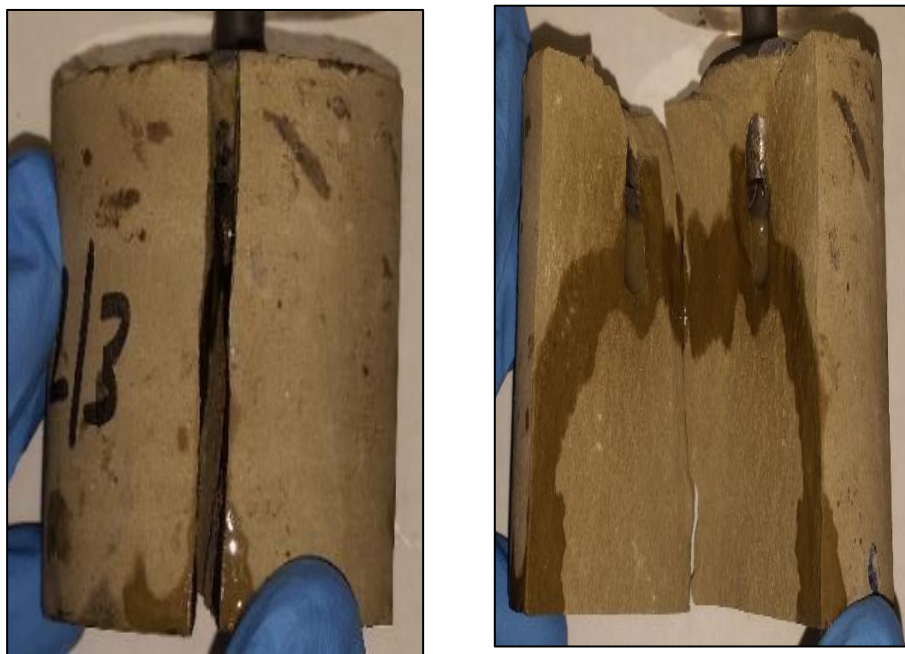


Figure III.24 Comportement à la rupture (25 ppt Linear Gel, Sample 2-3)

III.4.3 Gel linéaire (40 ppt)

Les échantillons 2-10, 2-8 et 2-2 ont été utilisés pour déterminer la pression de rupture en utilisant 40 ppt de gel linéaire comme fluide de fracturation. La viscosité du gel linéaire 40 ppt était de 86 cP.

a. Échantillon 2-10

Comme le montre la figure III.25, la montée en pression a été similaire à celle du fluide précédent (25 ppt de gel linéaire). La rupture a été obtenue à 1322 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure 4.69.

La figure III.26 montre le scanner de l'échantillon 2-10. La fracture produite était une fracture à deux ailes et elle provenait du centre du trou de forage. On a également constaté que l'une des ailes était faible. La fracture a été créée parallèlement au plan d'assise et la longueur de la fracture était modérée. La largeur de la fracture était faible.

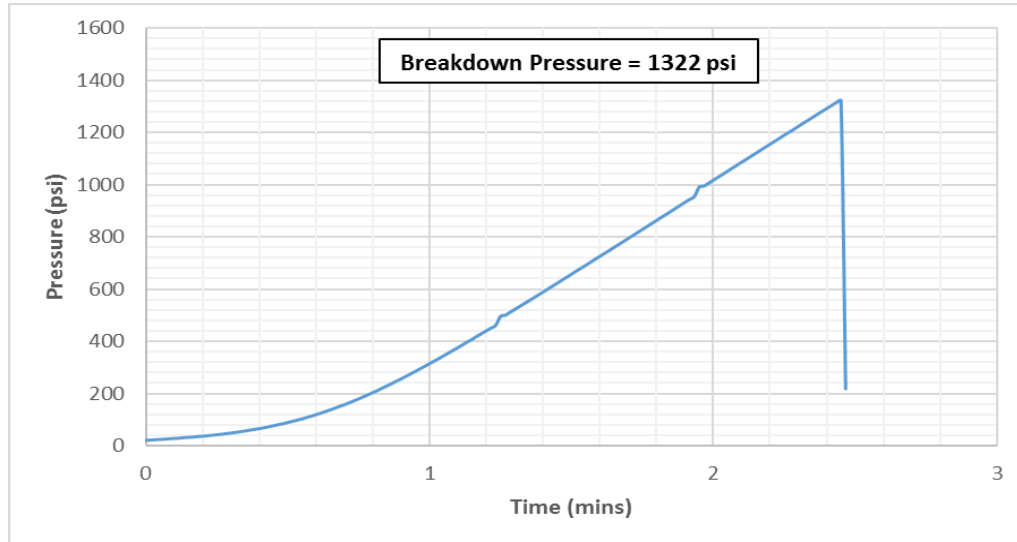


Figure III.25 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-10)

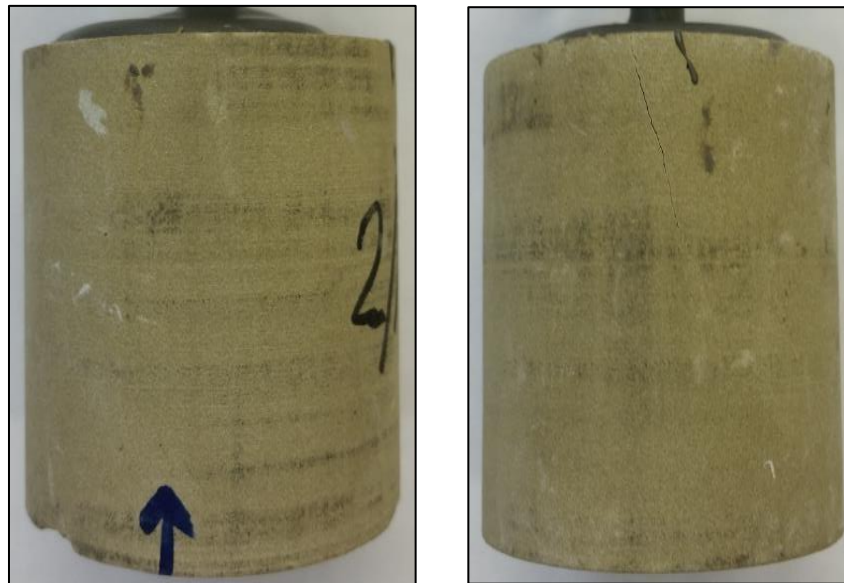


Figure III.26 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-10)

a. Échantillon 2-8

La rupture a été obtenue à 1295 psi. La courbe de pression de rupture a montré un comportement similaire à celui de l'échantillon 2-10 et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.27. La tomodynamométrie (Figure III.28) a montré que la fracture était à deux ailes,

d'une hauteur modérée, d'une largeur faible à modérée et qu'elle avait été créée parallèlement au plan d'assise.

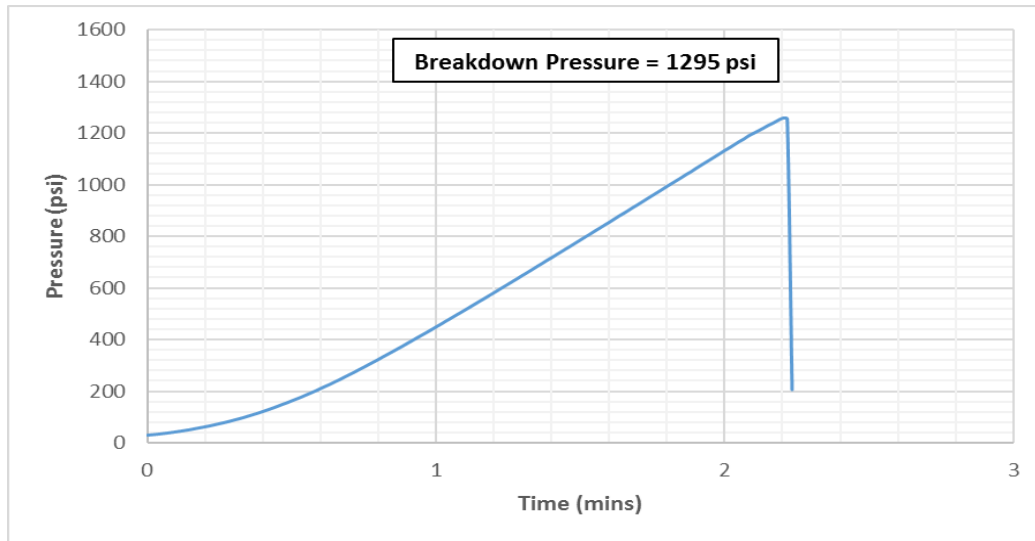


Figure III.27 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-8)

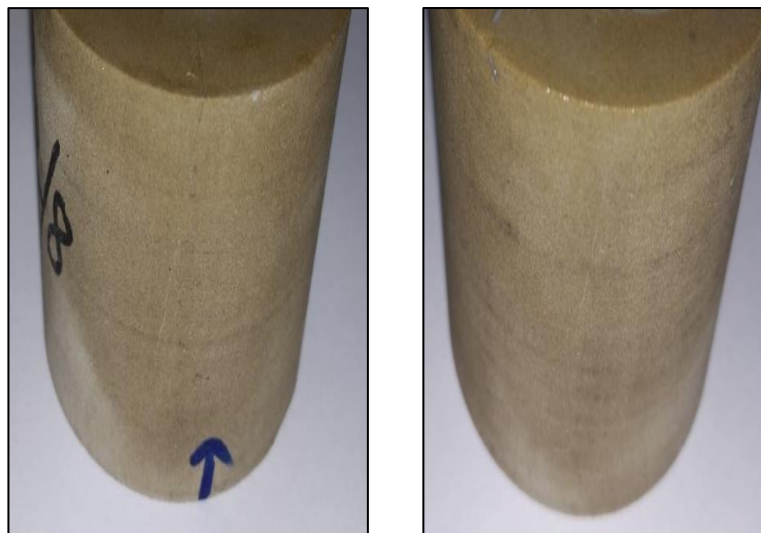


Figure III.28 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-8)

b. Échantillon 2-2

La figure III.29 représente la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-2. La courbe de pression de rupture a montré un comportement similaire à celui des échantillons 2-10 et 2-8. La rupture a été obtenue à 1290 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure 4.56. La figure III.30 montre la tomodynamométrie de l'échantillon 2-8. La fracture produite était une fracture à deux ailes et la fracture a pris naissance au centre du trou de forage. La fracture créée était d'une hauteur modérée et parallèle au plan de litage avec une largeur modérée

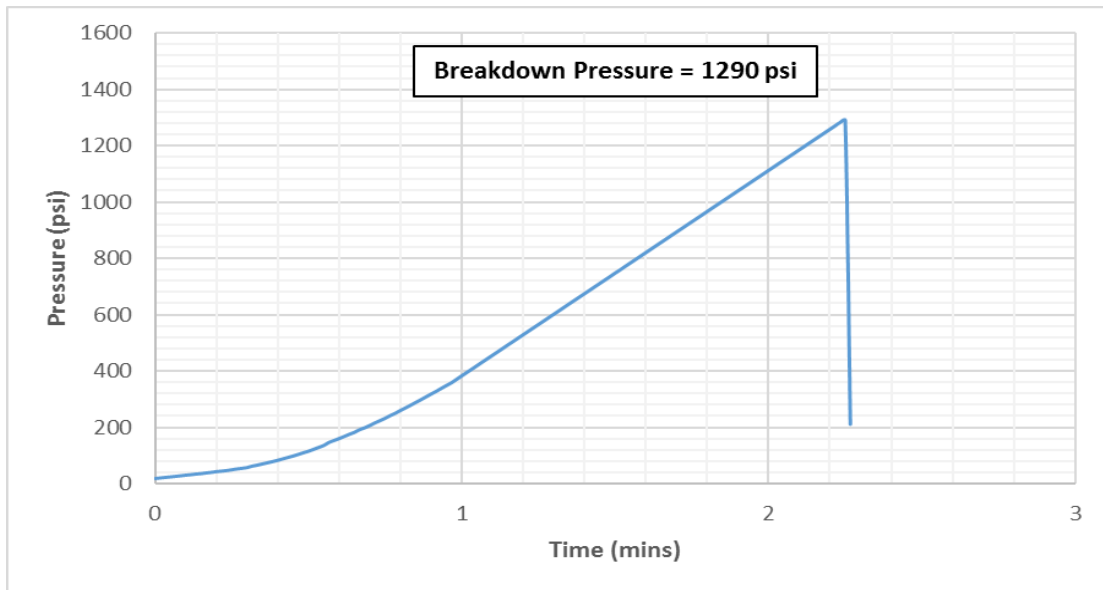


Figure III.29 Courbe de pression de rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-2)



Figure III.30 Comportement à la rupture (40 ppt Linear Gel, Sample 2-2)

III.4.4 Gel réticulé (25 ppt)

Le fluide de fracturation suivant était du gel réticulé 25 ppt avec une viscosité de 492 cP. Les échantillons 2-16, 2-5 et 2-1 ont été utilisés pour déterminer son effet sur la pression de rupture.

a. Échantillon 2-16 Lorsque le gel réticulé de 25 ppt a été injecté dans la carotte, la montée en pression a été lente au début, suivie d'une montée plus rapide mais linéaire (similaire à celle des gels linéaires) (Figure III.31). La pression de rupture enregistrée était de 1734 psi et la figure 4.89 montre l'échantillon fracturé.

La tomodensitométrie (Figure III.32) a révélé que la fracture était biaxiale et parallèle au plan d'assise. La longueur de la fracture est importante et elle s'étend bien plus loin sous le trou de forage avec une largeur de fracture très épaisse. La formation d'un épais gâteau de filtration a été observée au fond du trou.

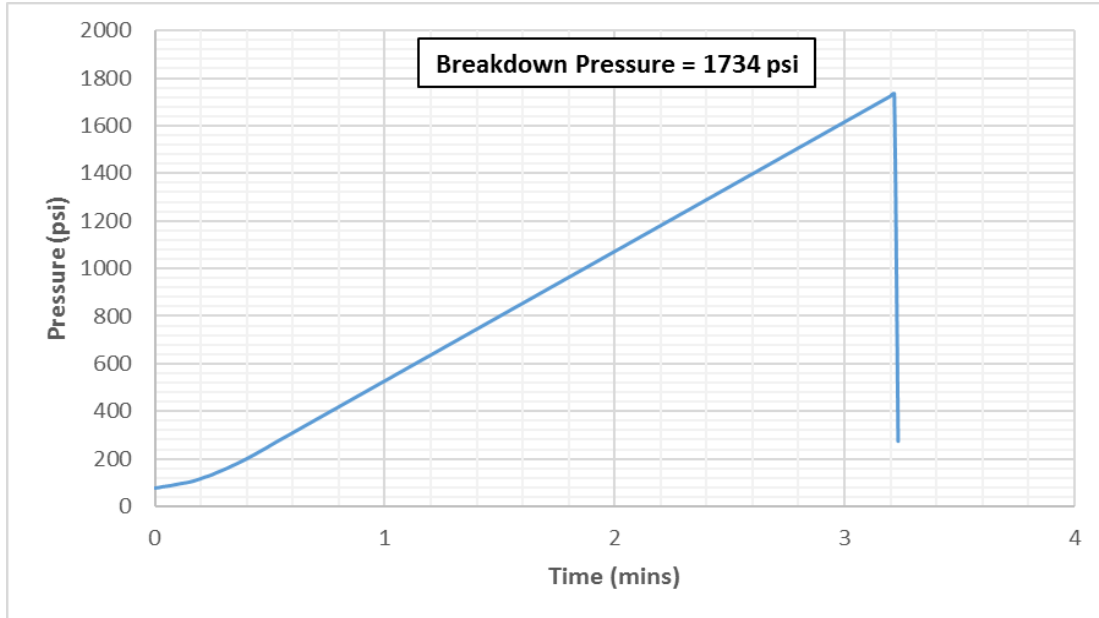


Figure II.31 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-16)

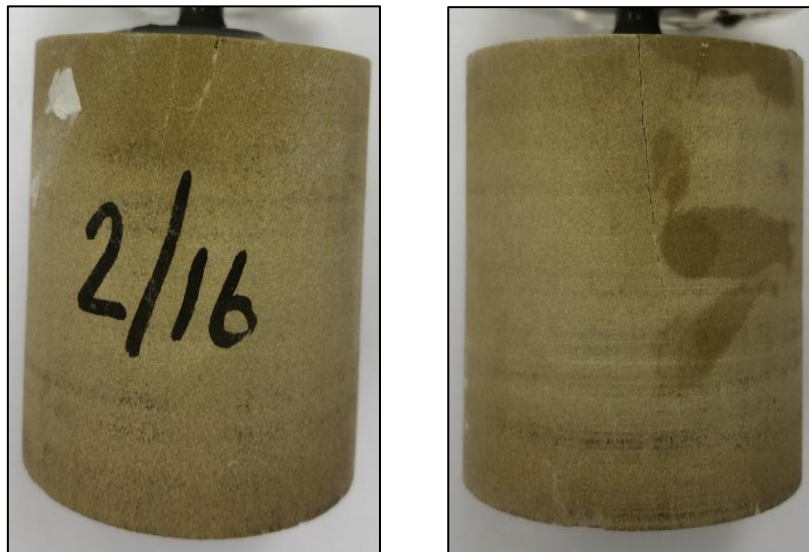


Figure III.32 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-16)

b. Échantillon 2-5

La figure III.33 représente la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-5. Lorsque le gel réticulé à 25 ppt a été injecté dans la carotte, la montée en pression a été lente au début, suivie d'une montée plus rapide mais linéaire. À environ 600 psi, la pente de la courbe a diminué jusqu'à 1200 psi, puis elle a augmenté linéairement jusqu'à la rupture. Ceci

est dû à une petite fuite entre le tuyau et l'époxy au sommet de l'échantillon. La pression de rupture enregistrée est de 1656 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la Figure 4.92.

La figure III.34 montre le scanner de l'échantillon 2-5. Une fracture à deux ailes s'est formée parallèlement au plan d'assise. La longueur de la fracture est importante et sa largeur est très importante. Un gâteau de filtration épais s'est également formé au fond du trou.

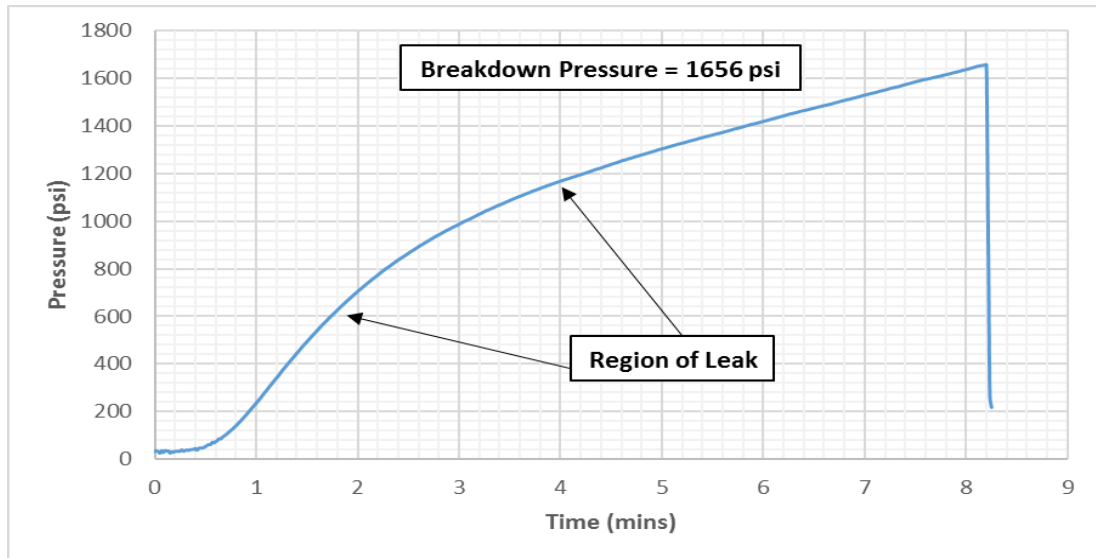


figure III.33 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-5)

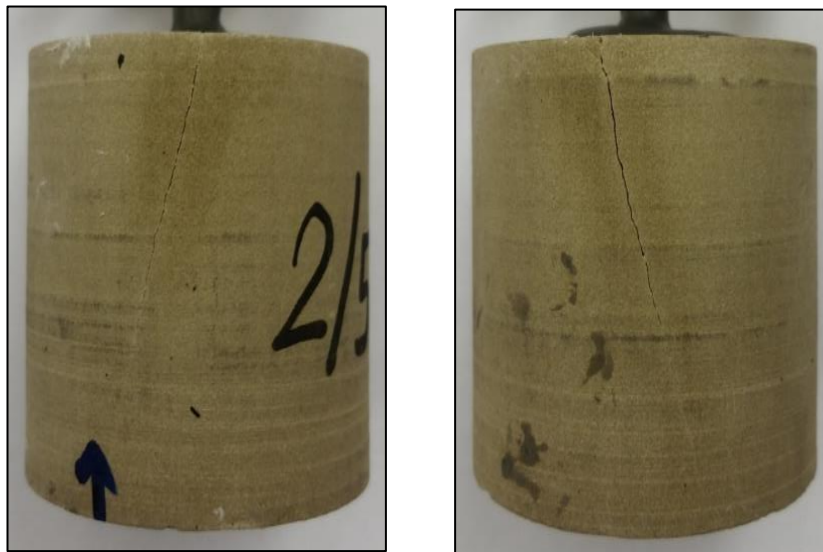


Figure III.34 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-5)

c. Échantillon 2-1

La courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-1 est présentée dans la Figure III.35. La courbe de pression de rupture a montré un comportement similaire à celui de l'échantillon 2-16. La rupture a été obtenue à 1700 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la Figure III.36.

La fracture produite était une fracture à deux ailes qui a fracturé l'ensemble du noyau. Un épais gâteau de filtration s'est également formé au fond du trou.

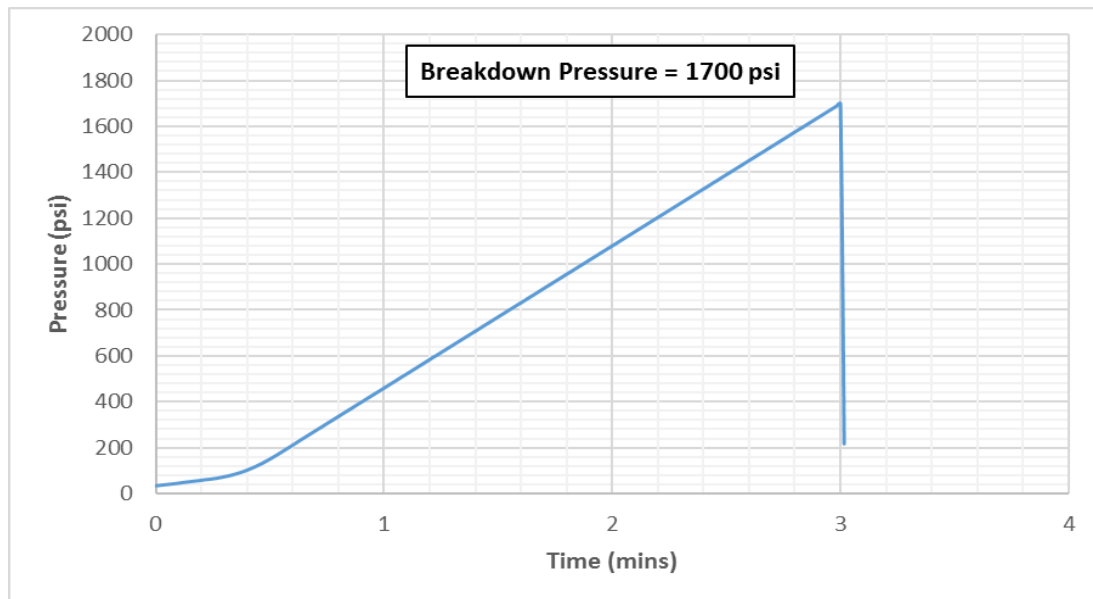


Figure III.35 Courbe de pression de rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-1)



Figure III.36 Comportement à la rupture (25 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-1) .

III.4.5 Crosslinked (40 ppt)

40 ppt Crosslinked Gel had a viscosity of 1451 cP. Samples 2-11, 2-9 and 2-13 were used to determine the breakdown pressure.

a. Échantillon 2-11

La figure III.37 montre la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-11. La pression de rupture était de 1940 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.38.

La tomodensitométrie a montré qu'une fracture à deux ailes a été créée le long du plan de litage avec une grande hauteur et une largeur très épaisse. Au fond du trou, un épais gâteau de filtration s'est également formé.

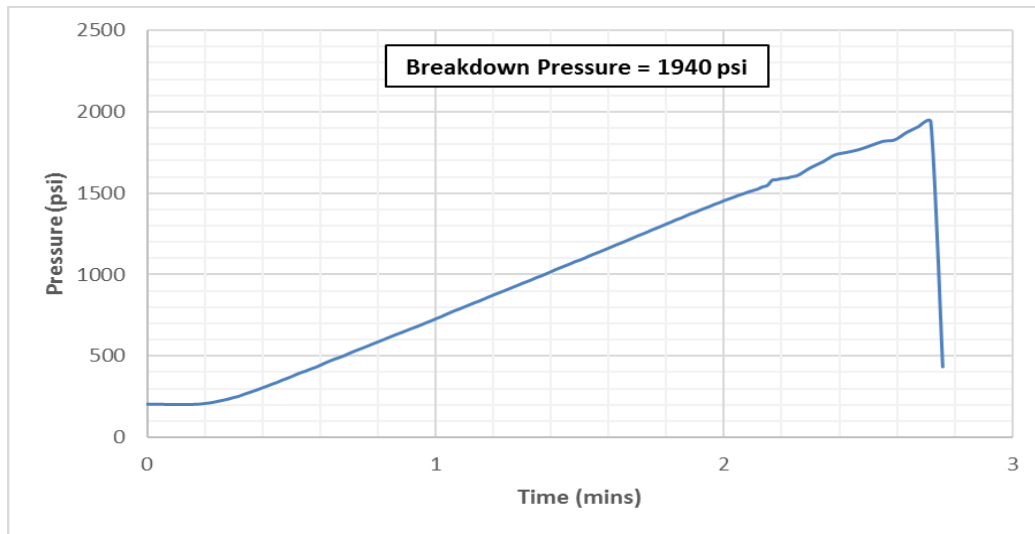


Figure III.37 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-11)

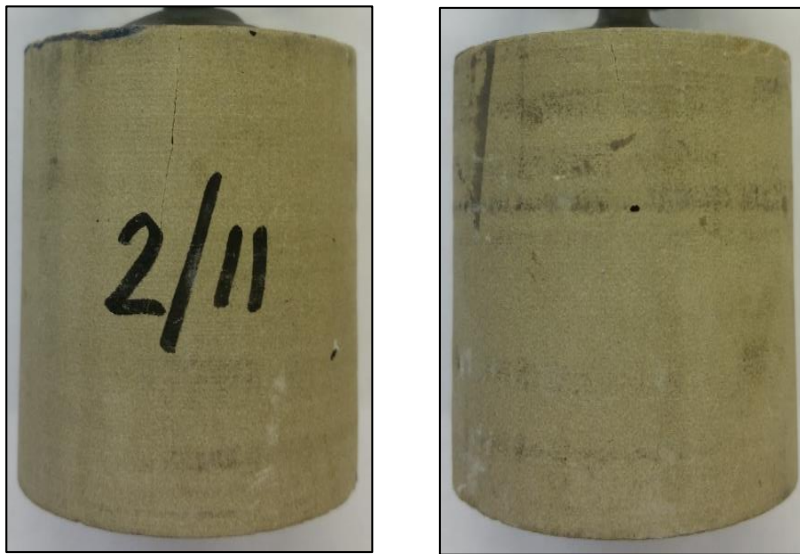


Figure III.38 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-11)

b. Échantillon 2-9

La figure III.40 représente la courbe de pression de rupture de l'échantillon 2-9. Lorsque le gel réticulé de 40 ppt a été injecté dans la carotte, la montée en pression a été lente au début, suivie d'une montée plus rapide mais linéaire. A environ 1500 psi, la pression a augmenté de façon variable jusqu'à la rupture. Cela pourrait être dû à une fuite importante entre le tuyau et l'époxy. La pression de rupture enregistrée est de 2034 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.41.

La fracture produite était une fracture à deux ailes. La longueur de la fracture était importante et la largeur de la fracture observée était très épaisse. Un gâteau de filtration épais s'est également formé au fond du trou .

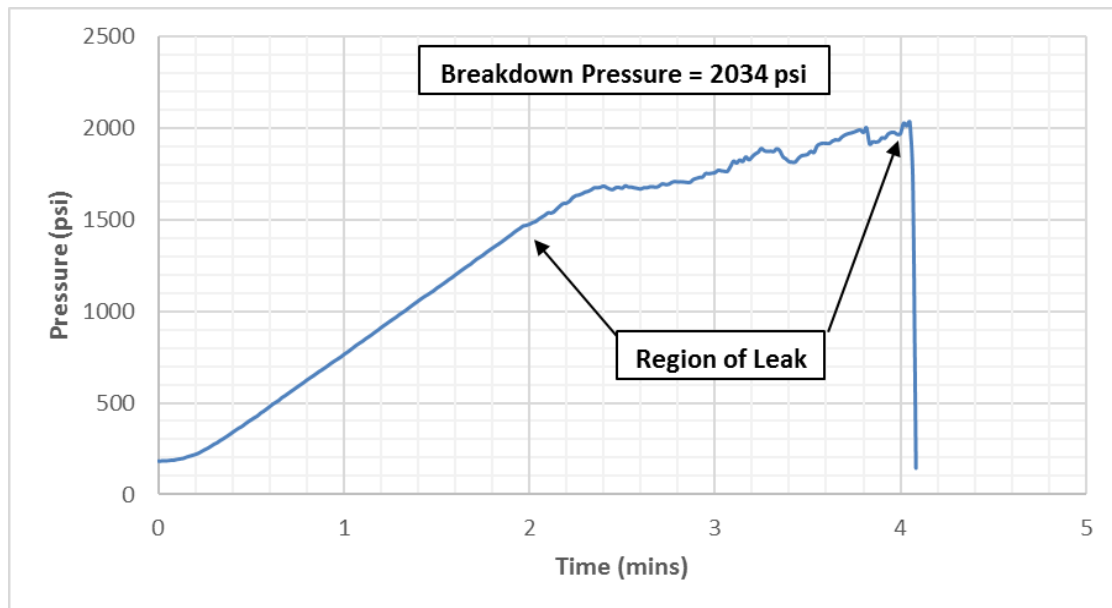


Figure III.39 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-9)



Figure III.40 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-9)

c. Échantillon 2-13

La courbe de pression de rupture était similaire à celle de l'échantillon 4.11 (figure III.41). La pression de rupture enregistrée était de 1837 psi et l'échantillon fracturé est illustré à la figure III.42.

La tomodensitométrie a montré qu'une seule aile s'est rompue, bien que la pression de rupture se situe dans la plage des échantillons précédents (figure III.42). Cela pourrait être dû à des défauts structuraux dans le trou de forage. La pression sera concentrée à cet endroit et ne créera une fracture que dans cette direction. La fracture est longue et de largeur modérée.

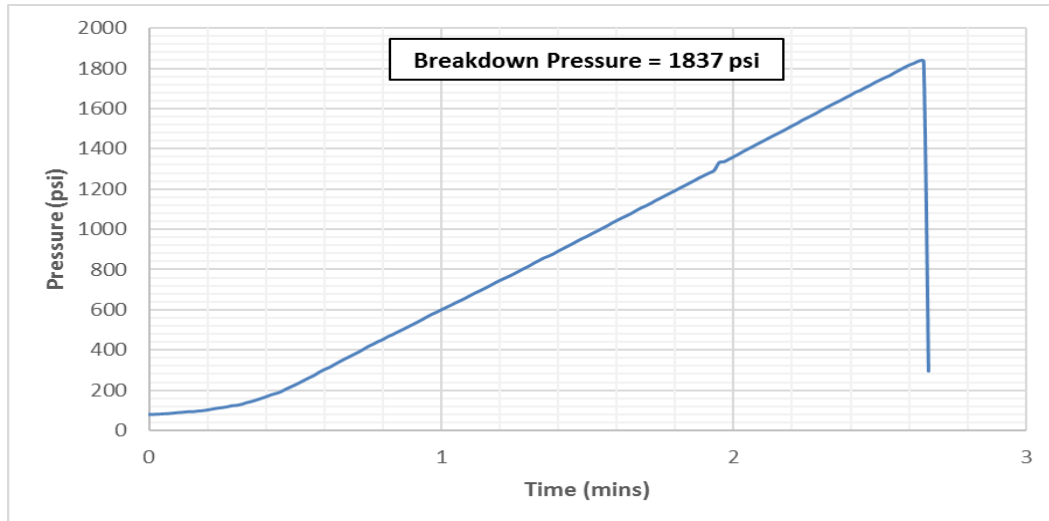


Figure III.41 Courbe de pression de rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-13)



Figure III.42 Comportement à la rupture (40 ppt Crosslinked Gel, Sample 2-13)

III.4.6 20 % d'ADGL avec du guar

Les échantillons 2-19 ont été utilisés pour déterminer la pression de rupture en utilisant 20 % de GLDA avec du Guar comme fluide de fracturation. La viscosité de l'ADGL à 20 % avec du guar était de 121 cP.

L'échantillon a été fracturé à 1493 psi (Figure III.43). L'échantillon fracturé est illustré à la figure 4.105. La tomодensitométrie a révélé que la fracture était à deux ailes avec une aile faible (figure 4.III.44). La longueur de la fracture est modérée et la largeur de la fracture est faible.

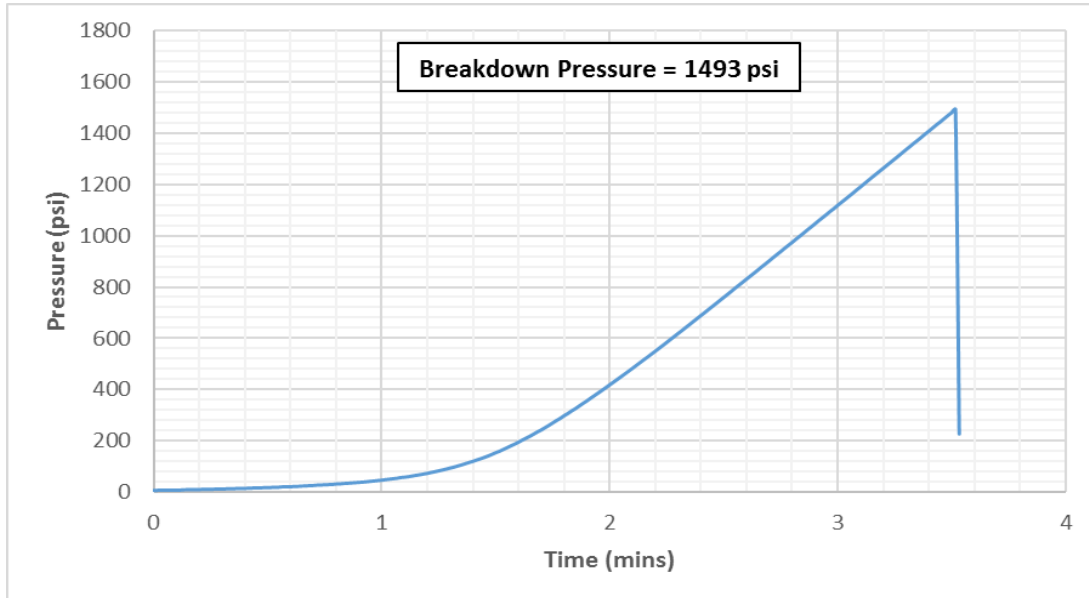


Figure III.43 Courbe de pression de rupture (20% GLDA with Guar, Sample 2-19)

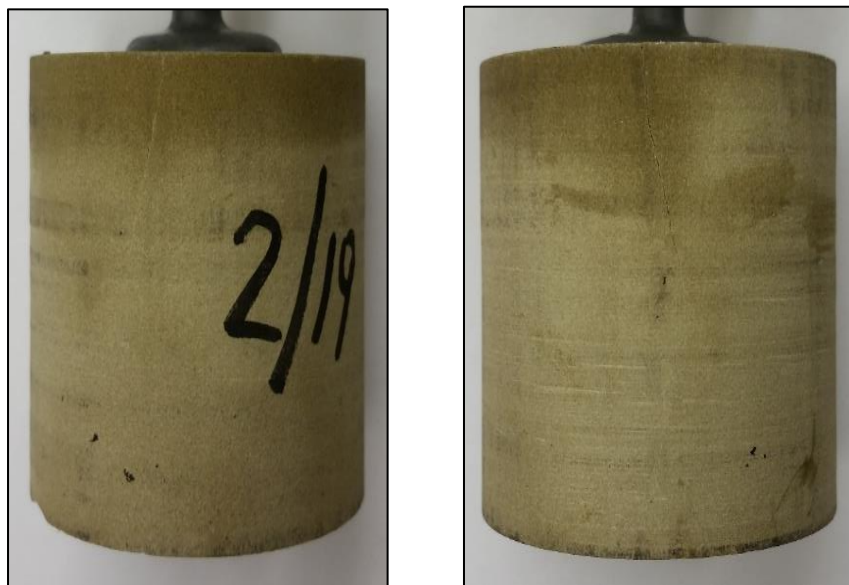


Figure III.44 Comportement à la rupture (20% GLDA with Guar, Sample 2-19)

III.5 Conclusions

Dans cette section, des tests ont été effectués pour déterminer l'effet du type de fluide de fracturation sur la pression de rupture des roches gréseuses étanches. Les fluides utilisés étaient la saumure, le gel linéaire à 25 ppt, le gel linéaire à 40 ppt, le gel réticulé à 25 ppt et le gel réticulé à 40 ppt. Chacun de ces tests a été effectué trois fois pour prouver la cohérence.

Comme conformation, l'ADGL à 20 % avec du guar a également été utilisé. L'analyse post-test réalisée à l'aide d'un scanner a montré le type, la hauteur et la largeur de la fracture. Le tableau 4.12 résume les pressions de rupture des différents fluides ainsi que le type de fractures observées.

Type de fluide	Viscosité	Numéro de l'échantillon	Caractéristiques des fractures			Pression de rupture
	@ 100 s ⁻¹ (cp)		Type	Hauteur _b	Largeur _c	(psi)
<i>Brine (3% KCl)</i>	1	2-21	Bi	1	2	553
		2-17	Bi	1	2	617
		2-14	Bi	1	1	538
<i>Linear Gel (25 ppt)</i>	45	2-7	Bi-1	2	2	1217
		2-4	Bi	3	-	1234
		2-3	S	2	1	1195
<i>Linear Gel (40 ppt)</i>	86	2-10	Bi-1	3	2	1322
		2-8	Bi	3	2	1295
		2-2	Bi	2	3	1290
<i>20% GLDA with Guar</i>	121	2-19	Bi-1	3	2	1490
<i>Crosslinked Gel (25 ppt)</i>	492	2-16	Bi	4	4	1734
		2-5	Bi	4	4	1656
		2-1	Bi	5	5	1700
<i>Crosslinked Gel (40 ppt)</i>	1451	2-11	Bi	4	4	1940
		2-9	Bi	4	4	2034
		2-13	S	4	2	1837

Table III.5 Résumé des essais de pression de rupture

Remarque

a- pour le type de fracture : Bi signifie fracture à deux ailes, Bi-1 signifie fracture à deux ailes avec une aile faible et S signifie fracture à une aile. Toutes les fractures sont situées le long du plan de litage.

b- pour la hauteur de la fracture : L'échelle va de 1 à 5 (où 1 - très courte - ne dépassant pas le fond du trou,

3 - modérée - dépassant le fond du trou et 5 - longueur totale de l'échantillon).

c- pour la largeur de la fracture : L'intervalle est fixé de 1 à 5 (où 1 - petite, 3 - modérée et 5 - fracture complète).

Comme le montre le tableau III.5, la pression de rupture moyenne atteinte par la saumure était de 570 psi. Les fractures créées étaient de type Bi-aile avec une hauteur courte et une largeur faible. Pour le gel linéaire de 25 ppt, la pression de rupture moyenne était de 1215 psi. La plupart des fractures créées étaient de hauteur courte à modérée, avec une petite largeur. Le gel linéaire de 40 ppt a produit principalement des fractures en forme d'ailes avec une hauteur modérée et une largeur modérée. La pression de rupture moyenne était de 1302 psi. La pression de rupture obtenue avec 20 % de GLDA avec Guar était de 1490 psi. La fracture était bi-ailes avec une aile faible, une hauteur modérée et une largeur courte à modérée.

Le gel réticulé à 25 ppt a créé des fractures à deux ailes avec une hauteur importante et une largeur importante. La pression de rupture moyenne était de 1700 psi. Le gel réticulé à 40 ppt a également créé des fractures à deux ailes avec une grande hauteur et une grande largeur à une pression de rupture moyenne de 1937 psi. Pour tous les types de fluides, les fractures se sont produites le long du plan de litage.

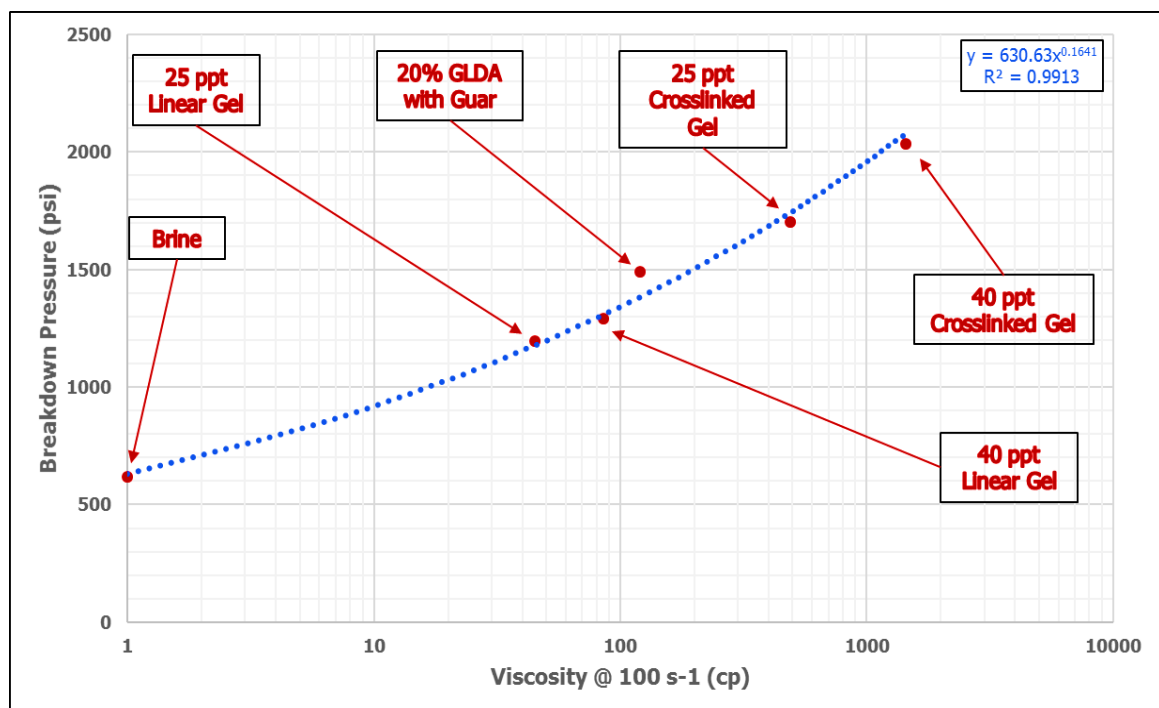


Figure III.44 Effet de la viscosité du fluide de fracturation sur le presser de rupture

Conclusion Générale
Et
Recommandation

IV. Conclusions

Grâce à l'examen des résultats et à l'analyse de diverses variations mathématiques et expérimentales, l'effet des fluides de forage ayant différentes propriétés sur la productivité et l'optimisation de la production est considéré comme important et lié au domaine de l'optimisation de la performance de la méthode et du coût des opérations, ainsi qu'à l'obtention des meilleurs résultats. Les conclusions suivantes ont été tirées de cette thèse :

- ❖ L'étude de l'effet du fluide de saturation sur les propriétés géomécaniques a révélé que les échantillons saturés de brine (3%*KCl*) sont devenus significativement plus faibles. Les échantillons saturés en huile deviennent modérément plus faibles. Ce comportement est dû aux interactions physico-chimiques entre les grains de l'échantillon. Ce comportement est dû aux interactions physico-chimiques entre les grains de l'échantillon et le fluide dans les pores, ainsi qu'à la contrainte effective créée par le fluide.
- ❖ Un dispositif d'essai de détermination de la pression de rupture a été mis au point et l'effet du fluide de fracturation sur la pression de rupture a été étudié. Une forte relation de puissance entre la viscosité et la pression de rupture a été observée. Cette relation est en accord avec certains des travaux antérieurs dans la littérature. Il est apparu que la largeur et la hauteur des fractures augmentaient avec la viscosité. Pour la plupart des essais, les fractures créées étaient des fractures à deux ailes. Certaines fractures à une seule aile ont été créées en raison de déformations dans le trou de forage.
- ❖ L'effet des fluides saturants sur la pression de rupture a également été étudié. Il a été constaté que les fluides saturants réduisaient la pression de rupture. Pour les échantillons d'huile partiellement saturés, la pression de rupture a été réduite de 9 % et pour l'échantillon saturé d'eau de mer, la réduction a été de 43 %. La réduction de ces valeurs est en accord avec les résultats des essais de traction.

Recommandations pour les travaux futurs :

Les expériences réalisées et les résultats obtenus, qui méritent d'être approfondis, ont permis de dégager de nombreuses opinions et visions d'avenir pour ce type de recherche sur l'impact des fluides de forage sur l'industrie pétrolière et sur la production et son optimisation . Le travail peut être approfondi dans les domaines suivants :

- 1) Ces travaux portent sur des échantillons qui sont soit secs, soit complètement saturés. Des études supplémentaires peuvent être réalisées sur des échantillons présentant des saturations intermédiaires.
- 2) L'élaboration de cette étude peut se poursuivre par l'étude des effets sur les grès, les carbonates et les schistes à faible perméabilité.
- 3) L'émission acoustique peut être appliquée car elle est considérée comme un outil puissant pour déterminer la déformation, l'initiation et la propagation des fractures.

Il a également été exclu de la possibilité d'effectuer des recherches approfondies sur les éventuelles erreurs des machines expérimentales ou sur leur impact sur la précision des résultats expérimentaux, tout en garantissant des contrôles fréquents, le prestige et le professionnalisme des laboratoires expérimentaux, ainsi que leur certification et leur reconnaissance internationale.

Références bibliographiques

1. BOUAKLINE O, ELHAICHAR M (2013) «Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par L'acidification » Thèse d'ingénieur, université Boumardes , pp 2
2. Kraynik, A.M., Aubert, J.H., Chapman, R.N., and Guyre, D.C.: "The Helical Screw Rheometer: A New Concept in Rotational Rheometry," SPE ANTEC, April 1984
3. Liu, Y., and Sharma, M.M.: "Effect of Fracture Width and Fluid Rheology on Proppant Settling and Retardation: An Experimental Study," paper SPE 96208, 2005
4. BOUKHERISSA M (2008); "Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action», Thèse de doctorat de l'Université.
5. CHIBANE R (2013) « Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui » IAP
6. Barree RD (2015) Stress shadowing and fracture interference in GOHFER® [https:// barree. net/ images/ docum ents/ gohfer- stress- shado wing- fract ure- inter feren ce. pdf](https://barree.net/images/documents/gohfer-stress-shadowing-fracture-interference.pdf), accessed 10 June 2021
7. Berchenko I, Detournay E (1997) Deviation of hydraulic fractures through poroelastic stress changes induced by fluid injection and pumping. Int J Rock Mech Mining Sci 34(6):1009– 1019. [https:// doi. org/ 10. 1016/ S1365- 1609\(97\) 80010-X](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(97)80010-X)
8. Budynas, R.G.: Advanced Strength and Applied Stress Analysis, 2nd Ed., McGraw-Hill, Singapore,
9. Kim, C. M. a. L. J. A., 1985. Fracture Conductivity Damage due to Crosslinked Gel Residue and Closure Stress on Propped 20/40 Mesh Sand. SPE 14436, presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 September.
10. Al-Busaidi A, Hazzard JF, Young RP (2005) Distinct element modeling of hydraulically fractured lac du bonnet granite. J Geophys Res. [https:// doi. org/ 10. 1029/ 2004j b0032 97](https://doi.org/10.1029/2004jb003297)
11. Asahina D, Houseworth J, Birkholzer J, Rutqvist J, Bolander J (2014) Hydro-mechanical model for wetting/drying and fracture development in geomaterials. Comput Geosci 65:13–23. [https:// doi. org/ 10. 1016/j. cageo. 2013. 12. 009](https://doi.org/10.1016/j.cageo.2013.12.009)
12. Bai M, Green S, Suarez-Rivera R (2005) Effect of leakoff variation on fracturing efficiency for tight shale gas reservoirs. Presented at The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Anchorage, Alaska
13. Barree RD (1983) A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media.
14. Bai M (2011) Improved understanding of stimulating tight shale gas reservoirs. Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma,. [https:// doi. org/ 10. 2118/ 140968-](https://doi.org/10.2118/140968-)
15. Biot, M.A.: "General Solutions of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material," Journal of Applied Mechanics (1956), 23, 91-96
16. Pierre Duffaut, Françoise Homand, Manuel de mécanique des roches Tome IFondements, Presses des Mines, 2000
17. Broek, D.: Elementary Engineering Fracture Mechanics, Kluwer Academic Publishers, 4th Ed., Dordrecht, 1986.
18. Adachi JI, Detournay E (2002) Self-similar solution of a plane-strain fracture driven by a power-law fluid. Int J Numer Anal Methods Geomech 26(6):579–604. [https:// doi. org/ 10. 1002/ nag. 213](https://doi.org/10.1002/nag.213)

19. Adachi J, Siebrits E, Peirce A, Desroches J (2007) Computer simulation of hydraulic fractures. *Int J Rock Mech Min Sci* 44(5) :739–757. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.11.006>
20. Abousleiman Y (1991) A poroelastic pkn model with pressure dependent leakoff and formation permeability determination. Dissertation, University of Delaware
21. Detournay, E., Carbonell, R., 1997. Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in a Fracture or Leakoff Test. *SPE Prod. Facil.* 12, 195–199. <https://doi.org/10.2118/28076-PA>
22. Asahina D, Pan P, Tsusaka K, Takeda M, Bolander JE (2018) Simulating hydraulic fracturing processes in laboratory-scale geological media using three-dimensional tough-rbsn. *J Rock Mech Geotech Eng* 10(6):1102–1111. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2018.09.001>
23. Anderson, R.L., Ratcliffe, I., Greenwell, H.C., Williams, P.A., Cliffe, S., Coveney, P.V., 2010. Clay swelling -A challenge in the oilfield. *Earth-Science Rev.* 98, 201–216 <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.11.003>
24. Arthur, J.D., Bohm, B.K., Coughlin, B.J., Layne, M.A., Cornue, D., 2009. Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, in: *SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/121038-MS>
25. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Schulmeister, B.E., Sumani, M., 2004. Determination of True Effective In Situ Gas Permeability in Subnormally Water-Saturated Tight Gas Reservoirs. *J. Can. Pet. Technol.* 43. <https://doi.org/10.2118/04-10-02>
26. Brignoli, M., Santarelli, F., Papamichos, E., 1995. Capillary effects in sedimentary rocks: Application to reservoir water-flooding. American Rock Mechanics Association.
27. Burke, L.H., Nevison, G.W., Peters, W.E., 2011. Improved Unconventional Gas Recovery With Energized Fracturing Fluids: Montney Example, in: *SPE Eastern Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
28. Widarsono, B., Wong, P.M., Saptono, F., 2001. Estimation of Rock Dynamic Elastic Property Profiles through a Combination of Soft Computing, Acoustic Velocity Modeling
29. Yagiz, S., Rostami, J., 2012. Indentation test for the measurement of rock brittleness. American Rock Mechanics Association.
30. King, G.E., 2012. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor, and Engineer Should Know About Hydraulic Fracturing Risk. *J. Pet. Technol.* 64, 34–42.
31. Hawsey, J.D., Jacocks, C.L., 1961. The Use Of Fluid-Loss Additives In Hydraulic Fracturing Of Oil And Gas Wells, in: *SPE California Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
32. Kennedy, R.L., Gupta, R., Kotov, S.V., Burton, W.A., Knecht, W.N., Ahmed, U., 2012. Optimized Shale Resource Development: Proper Placement of Wells and Hydraulic Fracture Stages,
33. Zeng, Z., Roegiers, J.-C., 2002. Experimental Observation of Injection Rate Influence on the Hydraulic Fracturing Behavior of a Tight Gas Sandstone, in: *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference*.