

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

Thèse

Pour obtenir le Diplôme de Doctorat

Option : Hydrocarbures

Présentée Par :

Ali Seyfeddine GUENAOUI

-THEME-

Etude expérimentale des facteurs affectant la perméabilité des agents de soutènement en fracturation hydraulique dans un réservoir pétrolier

Soutenue le : 02/11/2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Azeiz ZEDDOURI	Professeur	Univ. Ouargla
Directeur de thèse	Abdelmadjid DOBBI	Professeur	Univ. Ouargla
Co-directeur de thèse	Hamid LEBTAHI	Maitre de conférences	Univ. Ouargla
Examineur	Ali Ahmed ZERROUKI	Professeur	Univ. Ouargla
Examineur	Hadjadj Ahmed	Professeur	Univ. Adrar
Examineur	Mohamed Benabdallah TAOUTI	Professeur	Univ. Laghouat

Dédicace

A ma mère 'Nacira KABOU'

Remerciements

Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués à l'université Kasdi Merbah de Ouargla, faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers, laboratoire des réservoirs souterrains, pétroliers, gaziers et aquifères.

Je tiens tout d'abord à exprimer ma plus profonde gratitude au Professeur Abdelmadjid DOBBI Directeur de ma thèse et doyen de la faculté pour la confiance qu'il m'a accordée, pour sa disponibilité, pour son soutien et pour la fidélité à son engagement de diriger cette thèse.

Je tiens à remercier Docteur Hamid LEBTAHI, Co-directeur de ma thèse, qui m'a prêté une attention particulière, qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour m'apporter de l'aide, la plus précieuse possible.

Mes remerciements vont aussi aux membres de jury Pr. Ali Ahmed ZERROUKI, Pr. Hadjadj Ahmed et Pr. Mohamed Benabdallah TAOUTI.

Mes remerciements vont aussi au Professeur Aziez ZEDDOURI directeur du laboratoire de des réservoirs souterrains, pétroliers, gaziers et aquifères pour toutes les facilités accordées pour que le présent travail pourrait être réalisé.

Je tiens à exprimer ma plus vive gratitude au Professeur Ahmed Ali Zerrouki pour son aide et contribution pour compléter ce travail.

Je remercie M. BENSACI Chef de département de production des hydrocarbures, M Ahmed GHALI, M Cherif KHELIFA chef de département de forage et mécanique des chantiers pétroliers, M Djamel Eddine Chatti vice doyen de la faculté.

Abstract

During hydraulic fracturing treatment, huge quantities of gel are pumped into the formation to initiate the fracture, maintain it open and transport the proppant. The fracture dimensionless conductivity (F_{cd}) is a key parameter to optimize the fracturing design, to estimate the productivity Index (PI) and the folds of increase (FOI).

However, these parameters are affected by the gel residues which decrease the fracture conductivity; thus, the proppant cleanup is a very important step to avoid additional damage caused by fracturing fluid due to high gel concentration and the extended time of gel staying in the fracture before cleanup.

Throughout the life of Hassi Messaoud, Algeria field, hydraulic fracturing technique has been aggressively used mainly in four producing formations in the Cambrian, with hard formation characteristics, an average permeability range and low reservoir pressure (0.15 – 0.45 psi/ft) and high stress value between 6,000 psi and 9,000 psi.

In this work an experimental simulation is applied using a self-made cell to determine the effect of different parameters on the fracture conductivity under various bottom-hole conditions where different variables were used: effect of Proppant type, guar gel concentration, temperature, breaker concentration and closure pressure at extended time. An important drop in fracture conductivity was observed varied between 10% to 80% under stresses at interval of 2,000 psi and 8,000 psi, gel concentration up to 200 lb/1000 gal at extended time and temperature.

Résumé

Pendant l'exécution de fracturation hydraulique, d'énormes quantités de gel sont pompées dans la formation pour initier la fracture, la maintenir ouverte et transporter le proppant. La conductivité sans dimension de la fracture (F_{cd}) est un paramètre clé pour optimiser la conception de la fracturation, pour estimer l'indice de productivité (PI) et le Folds Of Increase (FOI).

Cependant, ces paramètres sont affectés par les résidus de gel qui diminuent la conductivité de la fracture ; ainsi, le nettoyage du proppant est une étape très importante pour éviter des dommages supplémentaires causés par le fluide de fracturation en raison de la concentration élevée de gel et du temps prolongé de gel restant dans la fracture avant le nettoyage. Pendant toute la durée de vie du champ de Hassi Messaoud, en Algérie, la technique de fracturation hydraulique a été utilisée de manière agressive, principalement dans quatre formations productrices du Cambrien, avec des caractéristiques de formation dure, une gamme de perméabilité moyenne et une faible pression de réservoir (0,15 - 0,45 psi/ft) et une valeur de contrainte élevée entre 6 000 psi et 9 000 psi.

Dans ce travail, une simulation expérimentale est appliquée à l'aide d'une cellule fabriquée pour déterminer l'effet de différents paramètres sur la conductivité de la fracture dans diverses conditions de fond de trou où différentes variables ont été utilisées : effet du type de proppant, concentration de gel de guar, température, concentration de briseur et pression de fermeture au temps prolongé. Une chute importante de la conductivité de la fracture a été observée, variant entre 10 % et 80 % sous des contraintes à intervalle de 2 000 psi et 8 000 psi, une concentration de gel allant jusqu'à 200 lb/1000 gal à temps et température prolongés.

الملخص

أثناء عملية التكسير الهيدروليكي، يتم ضخ كميات ضخمة من السوائل في البئر لخلق كسور في الطبقة التي تحوي البترول، وكذلك للحفاظ على هذه الكسور مفتوحة يتم ضخ كميات كبيرة من حبيبات الرمل الذي يتم تصنيعه خصيصاً لهذه العملية. تعتبر خاصية (Fcd) رئيسية من أجل الحصول على نتائج مرضية، لتقدير مؤشر الإنتاجية (PI) وكذا نسبة زيادة الإنتاج (FOI).

ومع ذلك، تتأثر هذه المعلمات ببقايا سائل التكسير التي تقلل من ناقلية البترول من الطبقات إلى البئر؛ وبالتالي، فإن تنظيف مادة الدعم داخل الكسور هي خطوة مهمة للغاية لتجنب الضرر الإضافي الناجم عن تركيز سائل التكسير العالي والوقت الطويل لبقائه في الكسر قبل التنظيف.

طوال فترة الإنتاج في حاسي مسعود، تم استخدام تقنية التكسير الهيدروليكي بقوة بشكل رئيسي في أربعة طبقات جيولوجية منتجة التي تتسم بنطاق نفاذية متوسط وضغط خزان منخفض (0.15 - 0.45 psi/ft) والضغط العالي الذي تطبقه طبقات الأرض بين 6000 psi و 9000 psi.

في هذا البحث، تم تطبيق محاكاة تجريبية باستخدام خلية ذاتية الصنع لتحديد تأثير العوامل المختلفة على ناقلية الكسر في ظل ظروف الطبقات الجيولوجية المختلفة حيث تم استخدام متغيرات مختلفة: تأثير نوع Proppant، تركيز سائل الحفر، درجة الحرارة، ضغط الطبقات على مدى وقت طويل. لوحظ انخفاض هام في ناقلية الكسر تراوح بين 10% إلى 80% تحت الضغوط بفاصل 2000 psi و 8000 psi، تركيز السائل يصل إلى 200 gal/1000 lb في وقت ودرجة حرارة ممتدة.

Table des matières

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé IV	
Table des matières	VI
Liste des figures.....	X
Liste des tableaux	XV
Introduction générale	16

Chapitre I

I.1. Introduction	19
I.2. Histoire des agents de soutènement.....	19
I.3. Types des agents de soutènements	21
I.3.1. Sable	21
I.3.2. Agents de soutènement en céramique.....	22
I.3.3. Agents de soutènement modifié.....	26
I.4. Conductivité des fractures	28
I.4.1. Effet de turbulence.....	29
I.4.2. Conductivité de la fracture adimensionnelle (CfD)	30
I.5. Test de conductivité des fractures	32
I.5.1. Test de conductivité à court terme	32
I.5.2. Test de conductivité à long terme	34
I.6. Facteurs influençant la conductivité des agents de soutènement.....	37
I.6.1. Contrainte de fermeture	37
I.6.2. Encastrement des agents de soutènement (Proppant Embedment)	38
I.6.3. Migration des fines	39
I.6.4. Diagenèse des agents de soutènements.....	39
I.6.5. Retour des agents de soutènement (Proppant Flowback)	39
I.6.6. Résidus de gel.....	40
I.7. Conclusion.....	41

Chapitre II

II.1. Introduction	43
II.2. Mécanique des roches appliquée à la fracturation hydraulique	43
II.2.1. Contraintes et déformations	43
II.2.2. Coefficient de Poisson.....	44
II.2.3. Module de Young.....	45
II.2.4. Module de déformation dans le plan	45

II.2.5.	Résistance à la traction.....	46
II.2.6.	Module de cisaillement	46
II.2.7.	Module de masse.....	47
II.2.8.	Loi de Hooke.....	47
II.2.9.	Contraintes in-situ	48
II.2.10.	Orientation des fractures	51
II.2.11.	Pression de rupture (Breakdown Pressure).....	51
II.2.12.	Modèles de fracturation.....	52
II.3.	Processus de fracturation hydraulique	59
II.3.1.	Test de calibration	59
II.3.2.	Opération principal de fracturation hydraulique	69
II.4.	Conclusion.....	71

Chapitre III

III.1.	Introduction	73
III.2.	Type des fluides de fracturation	73
III.2.1.	Fluides à base d'eau	73
III.2.2.	Fluides à base d'huile	80
III.2.3.	Fluides à base d'acide.....	81
III.2.4.	Fluides multi-phases.....	81
III.3.	Additifs du fluide de fracturation.....	83
III.3.1.	Agent de réticulation	83
III.3.2.	Briseurs de gel (Breakers).....	86
III.3.3.	Buffer	89
III.3.4.	Bactéricides	90
III.3.5.	Stabilisateurs	90
III.3.6.	Stabilisateurs d'argile	90
III.3.7.	Tensioactifs	90
III.4.	Rhéologie du fluide de fracturation	91
III.4.1.	Viscosité du fluide de fracturation	91
III.4.2.	Taux de cisaillement, γ	92
III.4.3.	Contrainte de cisaillement, τ	93
III.4.4.	Indice de comportement (n')	93
III.4.5.	Indice de consistance (K').....	93
III.4.6.	API RP 39 Essai de viscosité	93
III.4.7.	Régimes d'écoulement.....	95
III.5.	Endommagement due au fluide de fracturation.....	96

III.5.1.	Type de gel et sa concentration	97
III.5.2.	Types de briseurs et concentration	97
III.5.3.	Température.	97
III.5.4.	Quantité d'ions et pH des solutions	98
III.6.	Conclusion.....	98

Chapitre IV

IV.1.	Introduction	101
IV.2.	Problématique.....	102
IV.3.	Plan de recherche	103
IV.4.	Caractérisation des échantillons	103
IV.4.1.	Agents de soutènement.....	103
IV.4.2.	Guar gomme.....	106
IV.4.3.	Agent de réticulation	108
IV.4.4.	Briseurs de gel (Breakers)	109
IV.4.5.	Eau distillée et Gasoil.....	110
IV.5.	Caractérisation des équipements	110
IV.5.1.	Cellule de confinement.....	110
IV.5.2.	Installation de mesure de la perméabilité	117
IV.5.3.	Rhéomètre Fann 35	119
IV.5.4.	Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT.....	120
IV.5.5.	Presse Hydraulique.....	121
IV.5.6.	Étuve universelle UN30	122
IV.5.7.	Mixeur.....	123
IV.6.	Mode opératoire	124
IV.6.1.	Essai de taille de Agents de soutènement.....	124
IV.6.2.	Rondeur et sphéricité.....	125
IV.6.3.	Densité apparente et gravité spécifique.....	127
IV.6.4.	Conductivité des agents de soutènement à long terme	130
IV.6.5.	Rhéologie du fluide de fracturation.....	135
IV.7.	Résultats et discussions	137
IV.7.1.	Tests préliminaires sur les agents de soutènement	137
IV.7.2.	Effet de la pression sur la perméabilité des agents de soutènement	139
IV.7.3.	Effet du temps de séjours du gel sur la perméabilité des agents de soutènement.....	141
IV.7.4.	Effet de la concentration du fluide de fracturation sur la perméabilité des agents de soutènement.....	145
IV.7.5.	Effet de la concentration du briseur sur la perméabilité des agents de soutènement.....	149
IV.7.6.	Effet de la concentration en polymère à long terme sur Fcd & FOI.....	152

IV.7.7. Résultats du MEB	154
IV.7.8. Résultats de la rhéologie du fluide fracturation.....	155
I.1. Conclusion.....	172
V. Conclusion générale	175
VI. Bibliographie	177
VII. Annexe	193

Liste des figures

Figure I-1 Évolution de l'agent de soutènement	20
Figure I-2 Valeurs des pressions de fermetures dans des champs pétroliers en Algérie.....	21
Figure I-3 Grains de sable d'Ottawa (Assem, A.I et al, 2017)	22
Figure I-4 Grains de sable brady (Blot, M.A et al, 1985).....	22
Figure I-5 Bauxite frittée (par Sintex Agents de soutènements) (Fitzgibbon, J.J, 1984).....	23
Figure I-6 Agents de soutènement en Bauxite utilisées dans les différents champs pétroliers en Algérie	24
Figure I-7 Agents de soutènement ISP (par Saint Gobain) (Assem, A.I, al, 2017)	24
Figure I-8 Agents de soutènement en céramique de résistance intermédiaire utilisées dans les différents champs pétroliers en Algérie	25
Figure I-9 Agents de soutènement LWC (par Carbo Ceramics Inc.).....	26
Figure I-10 Agents de soutènement pré-durci enrobé de résine (par Santrol)	27
Figure I-11 Agents de soutènement enrobé de résine durcissable (par Santrol)	27
Figure I-12 Agents de soutènement ultralégers ($\gamma_{prop} = 2,02$ & $\gamma_{prop} = 1,25$) fabriqués à partir de particules céramiques poreuses enrobées de résine (par BJ Services Company) (Aboud, R.S et al, 2018).	28
Figure I-13 Agents de soutènement Rod-Shaped (McDaniel et al., 2010).	28
Figure I-14 Impact de l'écoulement non-darcy et multiphasique sur la conductivité mesurée des fractures (Cinco, L.H et al, 1981).....	30
Figure I-15 Graphique d'augmentation de la productivité (Bennion, D.B et al, 1993).....	31
Figure I-16 Tracé des plis d'accroissement du taux de production (d'après Prats, 1961).....	32
Figure I-17 Schéma éclaté de l'unité d'essai de conductivité des agents de soutènement emballé API (RP19D, 2008).....	33
Figure I-18 Appareil d'essai de la conductivité de la rupture à long terme chargé de trois cellules à écoulement linéaire API (par Carbo Ceramics Inc.).....	36
Figure I-19 Relations entre la conductivité des fractures et le diamètre moyen de l'agent de soutènement (MPD) [43].	38
Figure I-20 Variation de l'encastrement des agents de soutènement pour la bauxite et le sable d'Ottawa sous différents fluides de fracturation (Lacy et al, 1998)	38
Figure I-21 Détérioration du fluide de fracturation dans le Pack de Agents de soutènement (d'après Stim-Lab, 1992)	40
Figure II-1 Application of force F in the x-direction will also produce a deformation in the y-direction	44
Figure II-2 Force F applied to produce a shear stress	46
Figure II-3 Le volume passe de V1 à V2 lorsque la pression augmente de p1 à p2.	47
Figure II-4 General state of stress (after Budynas, 1999)	48
Figure II-5 Three-dimensional stresses around a wellbore	50
Figure II-6 Propagation de la fracture perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale.....	51
Figure II-7 The KGD constant height fracture model. (Abousleiman Y, 1991).....	53

Figure II-8 The PKN constant height fracture model. (Abousleiman Y, 1991).....	55
Figure II-9 Une fracture circulaire avec une zone sèche. [62].....	58
Figure II-10 Séquence d'essais de calibrage de la formation (Constien, V.G, 1989).....	59
Figure II-11 Pressions en fracturation hydraulique [115].....	60
Figure II-12 Contrainte effective sur l'agent d'étayage (Kim, C. M et al, 19985).....	62
Figure II-13 Réponse à la pression de l'analyse de Nolte-Smith	64
Figure II-14 Diagramme croisé pression-débit typique d'un step rate test.....	65
Figure II-15 Résultats de deux tests Step-Down effectués sur le même intervalle, avant et après la re-perforation.	65
Figure II-16 Exemple de tracé de la racine carrée de la baisse de pression dans un minifrac, montrant la dérivation et la fermeture de la fracture.....	66
Figure II-17 Exemple de tracé de la racine carrée du temps de la baisse de pression minifrac, montrant la dérivée et la fermeture de la fracture.	67
Figure II-18 Exemple d'analyse par fonction G	69
Figure II-19 Graphique d'une opération typique de fracture hydraulique.....	70
Figure II-20 Idealized elliptical fracture showing length, height and width	70
Figure III-1 structure du Guar (Acharya, A et al, 1988).....	74
Figure III-2 Structure proposée d'un gel de galactomannane en solution aqueuse (Asadi, M et al, 2002)	75
Figure III-3 Structure d'unité répétée d'hydroxypropylguar, R-CH ₂ -CHOH-CH ₃ . (Barati, R et al, 2011)	75
Figure III-4 Carboxymethylhydroxypropyl Guar (CMHPG) (Brannon H.D et al, 1990).....	76
Figure III-5 Structure des unités répétées de l'hydroxyéthylcellulose, R-CH ₂ CH ₂ OH. (Brannon, H.D et al, 1992).....	77
Figure III-6 Structure des unités répétées de la gomme xanthane (Card, R et al, 1999).....	78
Figure III-7 Formules moléculaires et structurelles d'un épaississant tensioactif viscoélastique (Acharya, A, 1986).....	79
Figure III-8 Association micellaire (Acharya, A, 1986).....	79
Figure III-9 Structure proposée de la chaîne polymère de l'ester phosphate d'aluminium (Ballard, T.J et al, 1987).....	81
Figure III-10 Mécanisme de réticulation proposé (Acharya, A.R, 1988)	83
Figure III-11 Guar réticulé au borate (Acharya, A.R, 1988)	84
Figure III-12 Exemples d'agents de réticulation à base de titanate complexé (Boles, J.L et al, 1996)	85
Figure III-13 Structure of RPPG before degradation (Almond, S et al, 1984)	86
Figure III-14 Structure of RPPG after degradation (Almond, S et al, 1984)	87
Figure III-15 Chimie de rupture du persulfate d'ammonium [154].....	87
Figure III-16 Chimie du clivage des polymères (Bielewicz, V. K. L., 1998).....	88
Figure III-17 Mécanisme de dégradation des enzymes (Boles, J.L et al, 1996).....	88
Figure III-18 Détermination des coefficients de loi de puissance à partir données du viscosimètre capillaire. (Craigie, L.J, 1983).....	92

Figure III-19 Viscosité de cisaillement de l'hydroxypropylguar (0,48 %) dans l'eau) (Craigie, L.J, 1983).....	92
Figure III-20 Profil du taux de cisaillement pendant une opération de fracture (Goel, N et al, 2001).....	94
Figure III-21 Illustration schématique de la configuration du rotor et de la bobine utilisés pour mesurer la viscosité. (Hill, A et al, 2006).....	94
Figure III-22 Les trois régimes d'écoulement [151]	95
Figure IV-1 Données de 20 puits fracturés à Hassi Messaoud entre 2018 et 2020.....	102
Figure IV-2 Agent de soutènement en Bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences.....	104
Figure IV-3 Agent de soutènement en Bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences.....	104
Figure IV-4 Quantité des agents de soutènement en Bauxite utilisés à Hassi Messaoud	105
Figure IV-5 Pompage du gel de guar dans le champ de Hassi Messaoud a 35 lbs/1000 gal (2018-2019)	106
Figure IV-6 Échantillon de guar utilisé dans les tests.....	107
Figure IV-7 squelette de mannose (avec chaîne latérale de galactose).....	108
Figure IV-8 Echantillon de réticulant au borate utilisé.....	108
Figure IV-9 Brisure de bromate de sodium utilisée	109
Figure IV-10 Brisure de persulfate utilisée.....	110
Figure IV-11 Composants du piston fabriqués	111
Figure IV-12 Corps du cylindre à piston pour la mesure de la perméabilité des proppants	113
Figure IV-13 Piston fabriqué pour la mesure de la perméabilité des proppants	114
Figure IV-14 Bouchon de piston pour la mesure de la perméabilité des proppants	115
Figure IV-15 Piston complet avec ses trois parties principales	116
Figure IV-16 Schéma d'installation de la mesure de perméabilité du proppant.....	117
Figure IV-17 Pompe à carburant électrique haute pression	118
Figure IV-18 Manomètre de pression utilisé	118
Figure IV-19 Schéma d'installation de la mesure de perméabilité.....	119
Figure IV-20 Viscosimètre modèle 35SA	120
Figure IV-21 Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT	121
Figure IV-22 Presse hydraulique d'établi de 10 tonnes Big Red	122
Figure IV-23 Pressions de fermeture dans le champ d'Hassi Messaoud.....	122
Figure IV-24 Étuve universelle UN30.....	123
Figure IV-25 Overhead Stirrer AM120Z-H.....	123
Figure IV-26 Tamiseuse Retsch A200.....	124
Figure IV-27 Graphique de la sphéricité et de la rondeur (d'après Krumbein et Schloss, 1963).....	126
Figure IV-28 microscope Bresser 5,013,000	126
Figure IV-29 Dispositif de mesure de la densité apparente ISO.....	128
Figure IV-30 Représentation visuelle des densités volumique, apparente et absolue.....	128
Figure IV-31 ISO 13503-2: 25 ml pycnomètres	130
Figure IV-32 Échantillon de gel linéaire préparé avec 50 lb/1000 gal	132

Figure IV-33 Mise en place de l'échantillon de proppant et de fluide de fracturation dans la cellule de confinement.....	133
Figure IV-34 Compression de la cellule de confinement	134
Figure IV-35 Mise en place de l'échantillon dans une étuve	134
Figure IV-36 Effet de la contrainte sur la perméabilité de l'agent de soutènement en utilisant un agent de soutènement HSP de taille 20/40 et 30/50.....	139
Figure IV-37 Effet de la taille des grains sur la perméabilité des agents de soutènement	140
Figure IV-38 Effet du gel de la concentration du Guar (0, 50, 100 lb/1000 gal) à long terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh.....	142
Figure IV-39 Effet du gel de la concentration du Guar (100, 150, 200 lb/1000 gal) à long terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh.....	143
Figure IV-40 Effet du gel de guar à long terme sur la perméabilité des agents de soutènement.	144
Figure IV-41 Cinétique d'adsorption du gel par les grains de Proppant terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh	145
Figure IV-42 Comparaison de l'effet des concentrations (après 12, 24, 36 h) de gel de guar sur la perméabilité d'un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi.....	146
Figure IV-43 Comparaison de l'effet des concentrations (après 36, 48, 72 h) de gel de guar sur la perméabilité d'un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi.....	147
Figure IV-44 Effet de la concentration de gel de guar sur la perméabilité du proppant	147
Figure IV-45 Quantité adsorbée de gel en fonction de la concentration en polymère (un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi).	148
Figure IV-46 Effet de la concentration du briseur sur la perméabilité du proppant après 24 heures, sous 6000 psi et 120 °C, en utilisant une taille de proppant HSP 20/40 et différentes concentrations de gel.	150
Figure IV-47 Résidus de gel après 24 heures sous 6000 psi à 120 °C avec une concentration de 5 lb/1000 gal de brisant.	151
Figure IV-48 Longueur effective de la fracture dans un puits à fracturation hydraulique	152
Figure IV-49 Rayon de forage équivalent en fonction de la conductivité de la fracture sans dimension et de la longueur de la fracture (Economides, Michael J., 2000).	153
Figure IV-50 Gel residues after 24 h under 6000 psi at 120 °C with 5 lb/1000 gal breaker concentration using MEB.....	155
Figure IV-51 Test de stabilité a 120°C	156
Figure IV-52 Test de rupture de gel à 120 °C avec 20 ppt de bromate de sodium	157
Figure IV-53 Graphe Log - Log de la Contrainte de cisaillement en fonction du Taux de cisaillement	158
Figure IV-54 Test de rupture de gel à 120 °C avec 10 ppt de bromate de sodium	159
Figure IV-55 Test de rupture de gel à 110 °C avec 25 ppt de bromate de sodium	161
Figure IV-56 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.05 ppt de persulfate d'ammonium	162
Figure IV-57 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.08 ppt de persulfate d'ammonium	163
Figure IV-58 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.1 ppt de persulfate d'ammonium	164

Figure IV-59 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.1 ppt de persulfate d'ammonium	165
Figure IV-60 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.3 ppt de persulfate d'ammonium	166
Figure IV-61 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.5 ppt de persulfate d'ammonium	167
Figure IV-62 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 0.5 ppt de persulfate d'ammonium.....	168
Figure IV-63 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 1 ppt de persulfate d'ammonium	169
Figure IV-64 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 1.5 ppt de persulfate d'ammonium	170
Figure IV-65 Tension superficielle du gel sans et avec l'ajout du Méthanol	171
Figure IV-66 Essai de rupture du gel à 120 °C avec 5 %t de Méthanol	172

Liste des tableaux

Tableau I-1 Catégories et types de Agents de soutènements	20
Tableau I-2 Caractéristiques de la bauxite frittée	23
Tableau I-3 Caractéristiques des Agents de soutènements à résistance intermédiaire.....	25
Tableau I-4 Caractéristiques des Agents de soutènements LWC (Aboud, R.S et al, 2018).	25
Tableau I-5 Comparaison des spécifications entre API RP 62 et ISO 13503-5/API RP 19D.....	35
Tableau II-1 Modes de réponse à la pression de l'analyse de Nolte-Smith.....	64
Tableau III-1 Caractéristiques des réticulants couramment utilisés (Boles, J.L et al, 1996)	85
Tableau IV-1 Exemple de programme de pompage mesuré pour une fracturation dans le champ d'Hassi Messaoud.....	105
Tableau IV-2 Spécifications du gasoil Algérien.....	110
Tableau IV-3 Pile de tamis utilisée pour différentes tailles d'agents de soutènements	124
Tableau IV-4 Conditions d'essai pour l'effet de la pression de fermeture sur la perméabilité des proppants 20/40 et 30/50 HSP.....	131
Tableau IV-5 Test conditions for fracturing fluid effect on 20/40 proppant permeability under 6,000 psi & 120 °C.....	131
Tableau IV-6 Résultats de la sphéricité, la rondeur et la densité des agents de soutènement utilisés.....	137
Tableau IV-7 Résultats de l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 20/40	137
Tableau IV-8 Résultats de l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 30/50	138

Introduction générale

L'exploitation optimale de réserves souterraines de pétrole et de gaz, nécessite le maintien des taux élevés de la production d'huile. La structure originale de certains réservoirs d'hydrocarbures ne permet pas l'exploitation des gisements. C'est le cas des réservoirs de schistes, des réservoirs compacts et des réservoirs endommagés par des dépôts minéraux et organiques lors de la production de pétrole (Ricardo Jesus Soto Maldonado, 2019).

Cela entraîne une réduction sensible de la perméabilité et de la productivité du puits. C'est ainsi qu'une stimulation de réservoir est nécessaire particulièrement par fracturation hydraulique, dans le but d'améliorer la productivité ou de restaurer l'état initiale des roches réservoirs, par la création d'un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement de fluide vers le fond du puits.

La fracturation hydraulique est une technique qui consiste à injecter 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 (Economides, Michael J., 2000).

La conductivité de la fracture est l'un des paramètres qui conditionnent la réussite de la fracturation hydraulique, elle représente un paramètre clé pour optimiser la conception de la fracturation, pour estimer l'indice de productivité (PI) et le Folds Of Increase (FOI). La conductivité de la fracture est affectée par les conditions de fond (température, contraintes, fluides, etc.) qui réduisent sa valeur et par la suite la conductivité de la fracture adimensionnelle (Fcd) diminue (Penny, 1987). Comment ces facteurs affectent la conductivité ? Comment peut-on optimiser ce paramètre ?

Le but de ce travail consiste à étudier les facteurs affectant la perméabilité du Proppant Pack dans le laboratoire en simulant les conditions de réservoir par la mise au point d'un nouveau dispositif pour l'étude de la conductivité du Proppant Pack après l'application du stress. Cette étude est renforcée par des analyses de la rhéologie du fluide de fracturation à base de polymère.

Cette thèse est constituée de deux parties :

La partie théorique contient trois chapitres :

Le premier chapitre présente une vue d'ensemble des technologies de l'agents de soutènements actuels, y compris les différents types, compositions et formes, ainsi que les procédures de mesure de la conductivité des agents de soutènement.

Dans le deuxième chapitre, les processus physiques liés à la fracturation hydraulique sont discutés et leurs effets sur les processus sont analysés. Ensuite, les modèles numériques historiques pour la fracturation hydraulique sont passés en revue, les avantages et les inconvénients des différentes méthodes numériques sont soulignées.

Dans le troisième chapitre, les types, le rôle du fluide de fracturation et ses additives sont discutés. La rhéologie du fluide de fracturation et l'endommagement associé sont également examinés.

La partie pratique est consacré à la réalisation des expériences de mesure de la conductivité de Proppant Pack dans le laboratoire en simulant les conditions de réservoir et mesures de viscosité du fluide de fracturation dans des différentes conditions de fond.

Dans le quatrième chapitre, une simulation expérimentale est appliquée à l'aide d'une cellule autoportée pour déterminer l'effet de différents paramètres sur la conductivité de la fracture dans diverses conditions de fond de trou où différentes variables ont été utilisées : effet du type de proppant, concentration de gel de guar, température, concentration de briseur et pression de fermeture au temps prolongé.

I. Chapitre I

Bibliographie sur les agents de soutènement et la conductivité des fractures

I.1. Introduction

L'agent de soutènement, tel que défini dans " The Schlumberger Oilfield Glossary " (1998), est constitué de particules d'une taille, généralement comprise entre 8 et 140 mesh (106 μm -2,36 mm), qui sont mélangées au fluide de fracturation afin de maintenir les fractures ouvertes après une fracturation hydraulique.

Les agents de soutènement sont placés dans la fracture pour maintenir le chemin d'écoulement après que la pression a été relâchée. Ils fournissent une conductivité d'écoulement suffisamment importante pour minimiser les pertes de pression dans la fracture pendant la production.

L'optimisation de la zone de fracture conductrice est essentielle, car les performances du puits stimulé dépendent directement de la possibilité de produire des hydrocarbures à partir de cette zone.

La performance de l'agent de soutènement est affectée par de nombreux facteurs. Il s'agit notamment des propriétés de l'agent de soutènement lui-même, des propriétés de la formation ainsi que du système de transport. La mesure de la performance des agents de soutènement avant de réaliser une fracturation hydraulique, en suivant les normes qui ont été établies par l'ISO et l'API, peut donner des avantages à l'opération de stimulation.

Ce chapitre présente une vue d'ensemble sur l'agents de soutènements actuels, y compris les différents types, compositions et formes, les nouvelles technologies d'organisation des agents de soutènements au fond de puits.

Enfin, le chapitre met en lumière les défis actuels et souligne les besoins de développement de nouveaux agents de soutènements pour les ressources conventionnelles et non conventionnelles.

I.2. Histoire des agents de soutènement

En 1940, les premiers traitements expérimentaux de fractures dans l'industrie pétrolière n'utilisaient pas des agents de soutènement (**Figure I-1**).

L'un des premiers agents de soutènement utilisés dans les années 1950 était le sable dragué dans la rivière Arkansas.

En 1958, des carrières de sable "brun" ont été ouvertes dans la formation de grès de Hickory, près de Brady, au Texas.

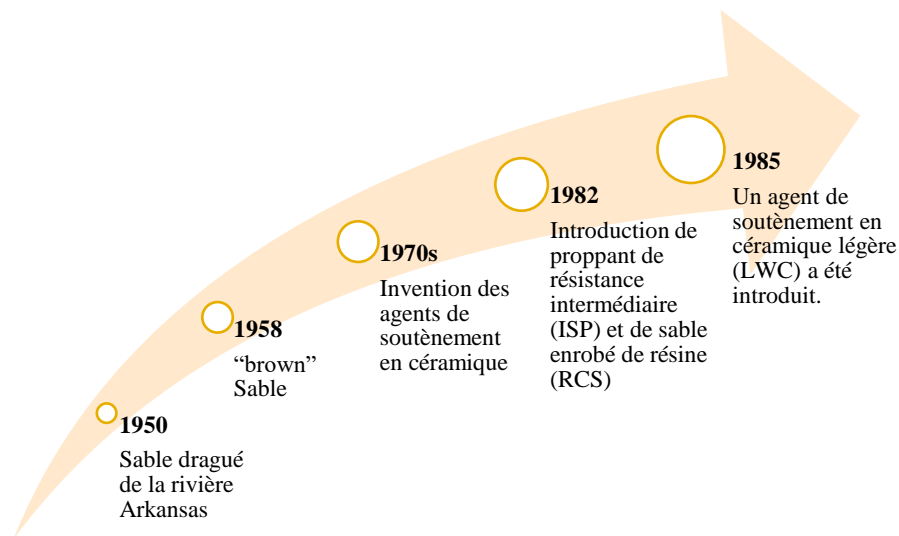


Figure I-1 Évolution de l'agent de soutènement

En 1979, la première génération des agents de soutènement céramique a été introduite sur le marché par Exxon Production Research pour l'usage exclusif de la fracturation des puits de gaz profonds.

En 1982, on a introduit l'Intermediate Strength Proppant (ISP). Les nombreux problèmes liés à la fragilité du quartz ont conduit à la mise au point des agents de soutènements à base de sable enrobé de résine (RCS), qui utilisent un revêtement de résine phénolique pour encapsuler chaque grain de sable.

Tableau I-1 Catégories et types de Agents de soutènements

Source :	Catégorie	Type
Naturel	Sable	Sable d'Ottawa
		Bradly Sand
Synthétique	Agents de soutènement modifiés	Sable enrobé de résine
		Agents de soutènement ultra-léger
		Agents de soutènement Rod-Shaped
		Bauxite frittée

Agents de soutènement en céramique	Agents de soutènement céramique de résistance intermédiaire
	Agents de soutènement céramique léger

En 1985, le premier agent de soutènement en céramique légère (LWC) a été introduit. Il existe aujourd'hui plus de 50 types de produits de soutènement différents, disponibles dans une variété de maillages. Cependant, la plupart d'entre eux peuvent être classés dans l'une des catégories de Agents de soutènements mentionnées dans le (Tableau I-1).

I.3. Types des agents de soutènements

Les deux principales catégories des agents de soutènements utilisées aujourd'hui sont les sables naturels et les agents de soutènements en céramique ou en bauxite synthétique.

I.3.1. Sable

Les sables d'Ottawa et de Brady sont les sables de fracturation les plus utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Ils sont communément appelés " bruns " et " blancs " en fonction de la couleur primaire du sable (API RP 58, 1995).

En Algérie, le sable n'est pas utilisé en raison des valeurs élevées des contraintes (généralement plus de 6000 psi), en particulier dans le champ de Hassi Messaoud (Figure I-2).

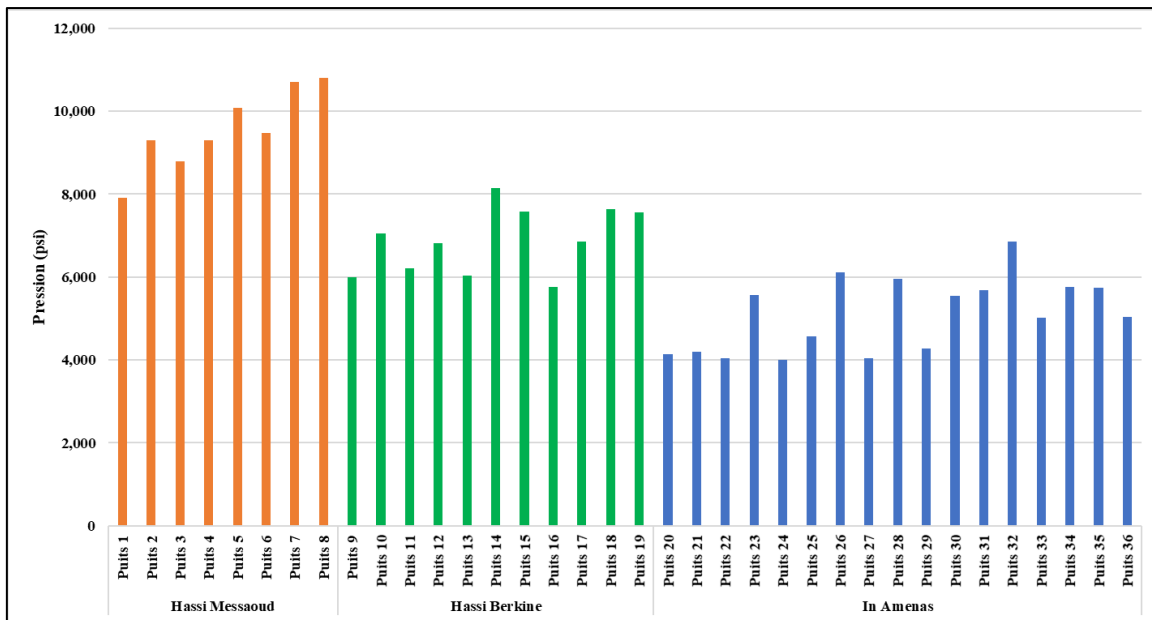


Figure I-2 Valeurs des pressions de fermetures dans des champs pétroliers en Algérie

I.3.1.1. Sables d'Ottawa

La plupart du sable d'Ottawa est extrait de formations géologiques de la région du Midwest des États-Unis. Les sables " blanc ", " Jordan " et " nordique " sont d'autres noms utilisés pour identifier le sable d'Ottawa (API RP 56, 1983).



Figure I-3 Grains de sable d'Ottawa (Assem, A.I et al, 2017)

Les sables d'Ottawa sont considérés comme les sables de fracturation de la plus haute qualité (**Figure I-3**). Ils sont disponibles dans des tailles allant de 12 à 70 mesh avec une densité de particules d'environ 2,65 (Hoaberg, R.K et al, 1978).

I.3.1.2. Sables de Brady

Le sable de Brady est plus foncé que celui d'Ottawa et est donc souvent appelé sable "brun" (**Figure I-4**). Il est généralement moins coûteux et largement utilisé. Le sable Brady est disponible en mailles de 8/12 à 20/40 (Blot, M.A et al, 1985).



Figure I-4 Grains de sable brady (Blot, M.A et al, 1985)

I.3.2. Agents de soutènement en céramique

L'agent de soutènement en céramique a été fabriqué à partir de la bauxite, il est largement supérieur aux agents de soutènement en sable en termes de capacité à résister à des contraintes de fermeture élevées, qui peuvent atteindre 10 000 psi.

L'agent de soutènement céramique a une meilleure conductivité de la formation (Economides, 2009). Malgré son coût élevé, l'agent de soutènement céramique est utilisé pour sa grande stabilité thermique et chimique.

En Algérie, les agents de soutènement en céramique sont largement utilisés, comme le montre la (Figure I-6) et (Figure I-8), en raison de leur perméabilité retenue élevée (Assem, A.I, al, 2017).

I.3.2.1. Bauxite frittée (Sintered bauxite)

Sintered bauxite est le premier agent d'étayage à base de céramique à haute résistance (Figure I-5). Ces produits sont fabriqués à partir de minerais à haute teneur en alumine, qui sont granulés, séchés et cuits dans un four pour produire une structure cristalline solide (Fitzgibbon, J.J, 1984).



Figure I-5 Bauxite frittée (par Sintex Agents de soutènements) (Fitzgibbon, J.J, 1984)

Les agents de soutènements à base de bauxite frittée contiennent du corindon, l'un des matériaux les plus durs connus, et offrent la plus grande résistance pour les puits profonds à fortes contraintes et températures (Tableau I-2) (Fitzgibbon, J.J, 1984).

Tableau I-2 Caractéristiques de la bauxite frittée

Type	Teneur en alumine	Gravités spécifiques	Rondeur et sphéricité	Résistance	Coût	Tailles
Bauxite frittée	80 - 85%	3.4 ou plus	Excellent	>10 000 psi	Haut	12 - 70 mesh

En Algérie, ce type d'agent de soutènement est de plus en plus utilisé, notamment dans les champs de Hassi Messaoud, d'In Amenas et d'Ohaned, en raison de sa grande résistance et de sa conductivité retenue élevée (Figure I-6) (Fitzgibbon, J.J, 1984).

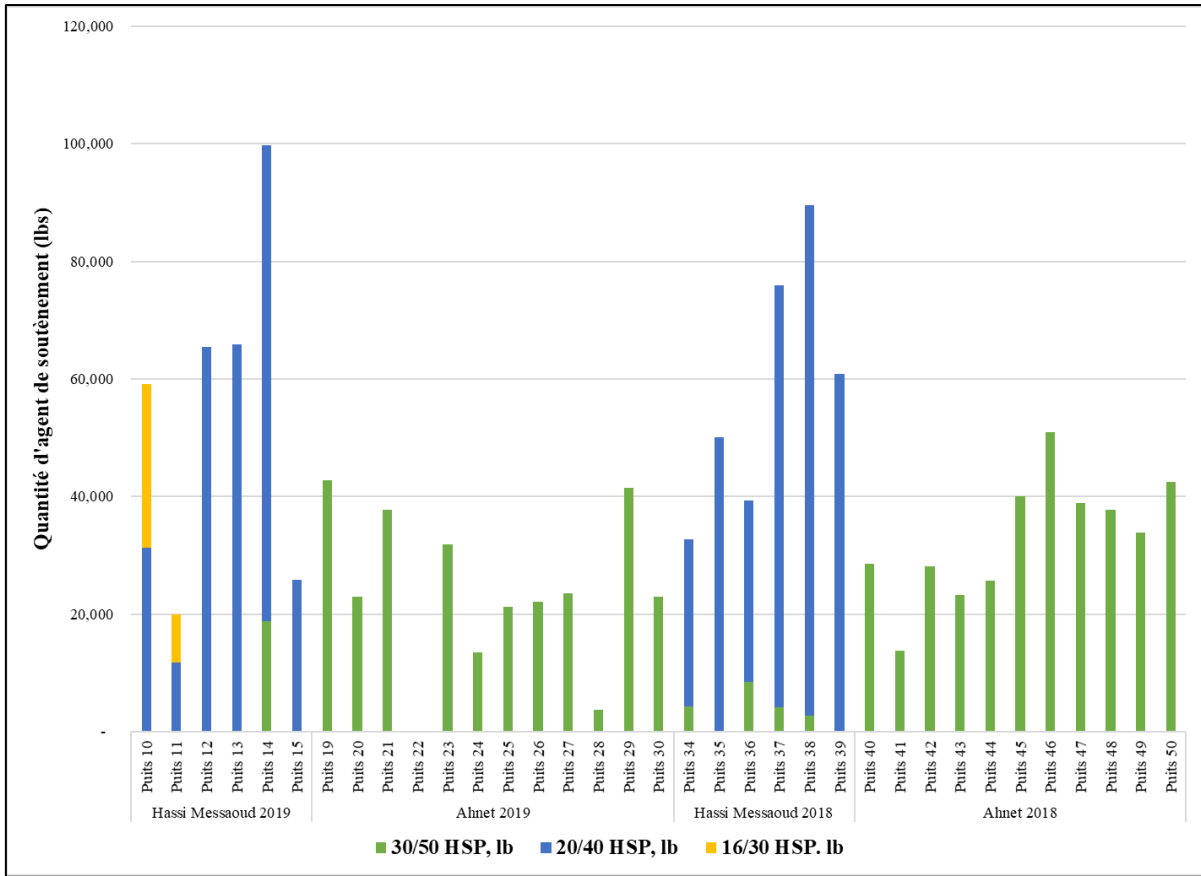


Figure I-6 Agents de soutènement en Bauxite utilisées dans les différents champs pétroliers en Algérie

I.3.2.2. Agents de soutènement de résistance intermédiaire



Figure I-7 Agents de soutènement ISP (par Saint Gobain) (Assem, A.I, al, 2017)

Les agents de soutènements à résistance intermédiaire (ISP) (**Figure I-7**) sont d'abord broyés pour obtenir une taille de particule inférieure à 15 μm , puis formés en granulés à l'aide d'eau et de liant dans un mélangeur à haute intensité. Après séchage, les granulés sont cuits dans un four pour produire une structure cristalline solide. (**Tableau I-3**) (Assem, A.I, al, 2017).

Tableau I-3 Caractéristiques des Agents de soutènements à résistance intermédiaire

Type	Teneur en alumine	Gravités spécifiques	Résistance	Tailles
Agents de soutènement à résistance intermédiaire	70 - 75%	2.9 - 3.3	8 000 - 12 000 psi	16 - 70 mesh

En Algérie, ce type est utilisé dans certains champs où la contrainte effective appliquée sur le proppant est faible par rapport aux autres champs, notamment dans les champs de Hassi Berkine, Ohaned et Tin Fouye (**Figure I-8**).

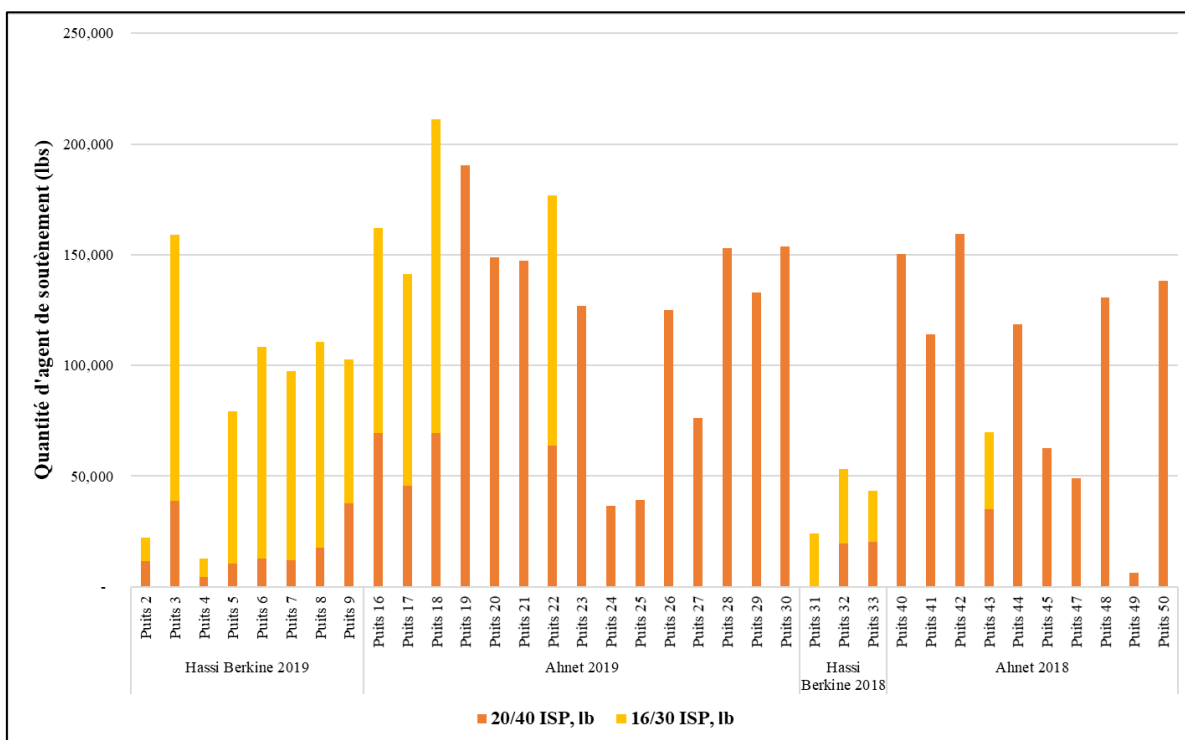


Figure I-8 Agents de soutènement en céramique de résistance intermédiaire utilisées dans les différents champs pétroliers en Algérie

I.3.2.3. Agents de soutènement en céramique léger

Les agents de soutènements à base de céramique légère (LWC) contiennent une grande quantité de mullite, un matériau dur à base d'alumine et de silicate (**Figure I-9**) (Aboud, R.S et al, 2018).

Tableau I-4 Caractéristiques des Agents de soutènements LWC (Aboud, R.S et al, 2018).

Type	Teneur en alumine	Gravités spécifiques	Résistance	Tailles
Agents de soutènement	45 - 50%	2.55 - 2.71	6 000 - 10 000 psi	12 - 70 mesh



Figure I-9 Agents de soutènement LWC (par Carbo Ceramics Inc.)

Leur application est dans les formations peu profondes, à faible contrainte de fermeture, où la production pouvait être améliorée en augmentant la conductivité des fractures au-delà de celle fournie par les agents de soutènements à base de sable ou de sable enrobé de résine (**Tableau I-4**) (Aboud, R.S et al, 2018).

I.3.3. Agents de soutènement modifié

I.3.3.1. Resin-Coated

Les problèmes associés à la rupture fragile des sables ont conduit au développement de Agents de soutènements enrobés de résine dans lesquels des revêtements de résine sont utilisés pour encapsuler chaque grain.

Le but de l'enrobage est de renforcer la résistance des grains en améliorant leur sphéricité et leur rondeur en réduisant leur angularité. Il s'agit également de réduire la migration des fines particules broyées en les piégeant dans l'enrobage.

Les types de polymères les plus couramment utilisées sont Résine époxy, Résine de furanne et Polyester.

Le principal inconvénient du revêtement en résine est sa tendance à avoir de faibles températures de ramollissement ou de dégradation par rapport aux matériaux inorganiques parce que le matériau de revêtement est constitué de polymères.

I.3.3.2. Agents de soutènement enrobé de résine pré-durcie

Les agents de soutènements pré-durcis (**Figure I-10**) sont ceux dont le revêtement de résine est entièrement durci par le fabricant.



Figure I-10 Agents de soutènement pré-durci enrobé de résine (par Santrol)

La principale application de ce type est d'améliorer les performances du noyau à des niveaux de contrainte plus élevés. Le revêtement de résine encapsule également les grains des agents de soutènement, empêchant la migration des fines créées pendant la production.

I.3.3.3. Agents de soutènement enrobés de résine durcissable

Les revêtements des agents de soutènements durcissables ne sont que partiellement durcis lors de leur fabrication. Ils sont utilisés dans les zones de production qui, autrement, ont tendance à refouler les agents de soutènement pendant les opérations de production.



Figure I-11 Agents de soutènement enrobé de résine durcissable (par Santrol)

Le revêtement durcissable lie les grains des agents de soutènement entre eux après qu'ils aient été placés dans la formation pour former un paquet consolidé, qui résiste au reflux des agents de soutènement. Ils sont pompés à la fin d'une opération, ce qui est souvent appelé Resin-Coated Tail-in stage (**Figure I-11**).

I.3.3.4. Agents de soutènement Ultralégers

Cette catégorie commercialisée en 2004 présente à la fois une faible gravité spécifique et les propriétés mécaniques requises. Ils sont préférés dans certaines applications car ils réduisent leur tassement et nécessitent une faible viscosité du fluide pour être transportés et permettent

d'augmenter la longueur des fractures. Ils peuvent être placés efficacement en utilisant de simples Slick-water (Aboud, R.S et al, 2018).



Figure I-12 Agents de soutènement ultralégers ($\gamma_{prop} = 2,02$ & $\gamma_{prop} = 1,25$) fabriqués à partir de particules céramiques poreuses enrobées de résine (par BJ Services Company) (Aboud, R.S et al, 2018).

Des développements ultérieurs ont permis de produire d'autres agents de soutènements ultralégers avec des densités (γ_{prop}) de 2,02, 1,50 et 1,054 (**Figure I-12**) (Aboud, R.S et al, 2018).

I.3.3.5. Agents de soutènement Rod-Shaped

Les agents de soutènement non conventionnel Rod-Shaped a été présenté pour la première fois par McDaniel et al. (2010) (**Figure I-13**) (Abdelhamid et al, 2013).



Figure I-13 Agents de soutènement Rod-Shaped (McDaniel et al., 2010).

La forme allongée offre une plus grande plage de tassement et aide à réduire l'effet de turbulence pendant le transport des agents de soutènement dans le système hydraulique. Elle minimise donc les pertes par frottement, comme le soutiennent (Abdelhamid et al, 2013).

I.4. Conductivité des fractures

La conductivité de la fracture définit le chemin conducteur fourni par le matériau des agents de soutènement pour améliorer la productivité (API RP 61, 1989).

$$\text{Fracture conductivity} = Kf \times W$$

I-1

D'où W et K_f sont la largeur et la perméabilité de la fracture respectivement. Elle est généralement exprimée en millidarcy-feet (md-ft) et constitue un paramètre essentiel la conception du design de la fracturation hydraulique. Ainsi, la conductivité de la fracture peut être considérée comme la capacité volumétrique de la fracture à transmettre les fluides du réservoir.

Darcy (1856) a montré que la chute de pression à travers les milieux poreux est proportionnelle à la vitesse du fluide :

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu v}{k} \quad I-2$$

Où $\Delta p/L$ est la perte de charge par unité de longueur de Pack des agents de soutènement, μ est la viscosité du fluide, v est la vitesse superficielle du fluide et k est la perméabilité.

I.4.1. Effet de turbulence

L'équation fonctionne pour un écoulement laminaire, pour un nombre de Reynolds inférieur à 1 tel que mesuré dans le milieu poreux (Barree, R.D et al, 2003). Le nombre de Reynolds est donné par:

$$N_{Re} = \frac{\beta k_{f,n} \rho v}{\mu} \quad I-3$$

Où $k_{f,n}$ est la perméabilité nominale (dans des conditions d'écoulement de Darcy) en m^2 , β est le coefficient de résistance inertielle à l'écoulement en m^{-1} , v est la vitesse du fluide aux conditions du réservoir en m/s, μ est la viscosité du fluide aux conditions du réservoir en Pa.s, et ρ est la masse volumique du fluide en écoulement en kg/m^3 (Blair, K., 2015). La valeur de β est obtenue à partir de :

$$\beta = (1 \times 10^8) \frac{b}{(k_{f,n})^a} \quad I-4$$

Où a et b sont obtenus à partir de Cooke (1973). Aux vitesses turbulentes, les gradients de pression deviennent proportionnels au carré de la vitesse comme représenté par l'équation de Forcheimer:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad I-5$$

La **Figure I-14** fournit un exemple de la nécessité de définir la conductivité de la fracture dans des conditions d'écoulement inertiel et multiphasique si elles existent dans la fracture.

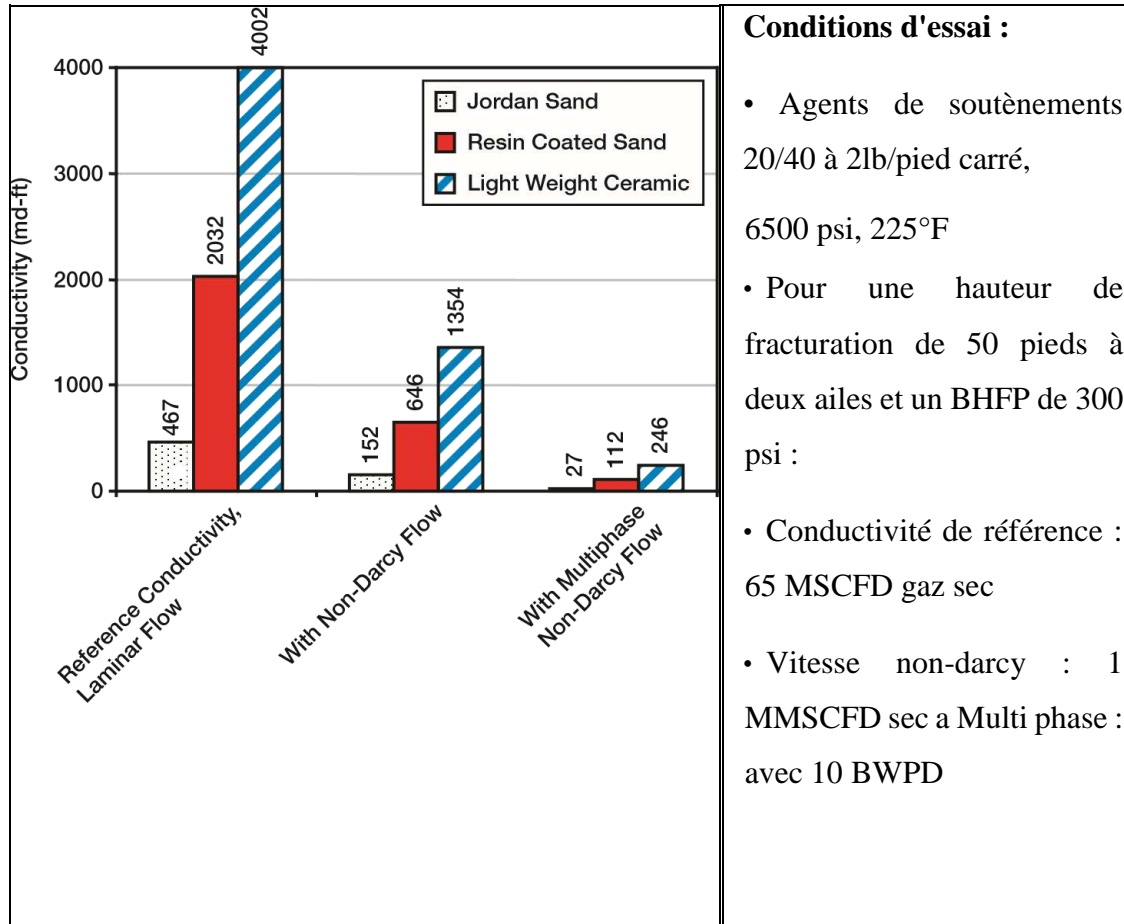


Figure I-14 Impact de l'écoulement non-darcy et multiphasique sur la conductivité mesurée des fractures (Cinco, L.H et al, 1981)

I.4.2. Conductivité de la fracture adimensionnelle (C_{fD})

Le bénéfice potentiel de productivité de la fracture est contrôlé à la fois par la capacité de la formation à fournir des fluides dans la fracture et par la capacité de la fracture à produire les fluides dans le puits de forage (Brannon, H.D et al, 1991).

De nombreux termes légèrement différents sont utilisés pour définir la capacité relative. Le terme le plus courant est celui de conductivité de la fracture adimensionnelle (C_{fD}) :

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \tag{I-6}$$

Où k est la perméabilité de la formation en md, k_f est la perméabilité de la fracture en md, w est la largeur de la fracture étayée en ft, et x_f est la demi-longueur de la fracture en ft (Brannon, H.D et al, 1991).

Dans une complétion idéale, la longueur et la conductivité de la fracture doivent être équilibrées pour maximiser la production, comme expliqué au chapitre II. Une valeur de conception de CfD sera déterminée afin de fournir une optimisation physique de la performance de la fracture et un équilibre économique entre la capacité d'écoulement de la fracture et la capacité potentielle de livraison du réservoir dans la fracture (Brannon, H.D et al, 1991).

La valeur optimale du CfD pour maximiser physiquement la production pour la plupart des opérations de fracturation est de 1,6 (pour les formations de perméabilité moyenne à élevée), mais elle peut être plus élevée dans les réservoirs de perméabilité inférieure (Bennion, D.B et al, 1993).

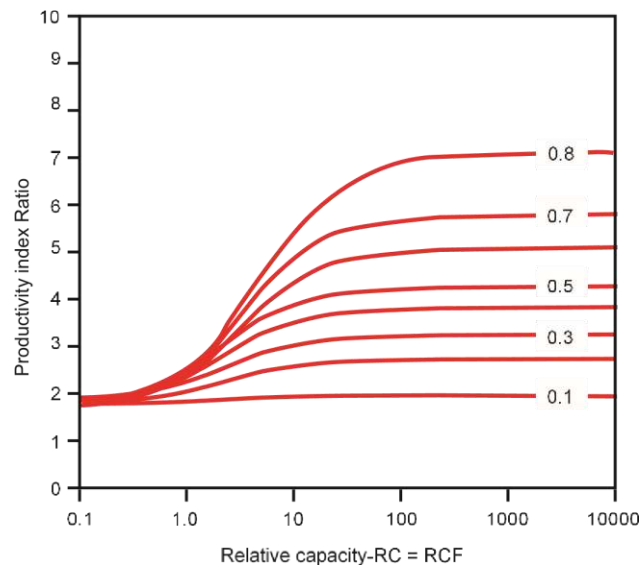


Figure I-15 Graphique d'augmentation de la productivité (Bennion, D.B et al, 1993)

Tannich et Nierode (1986) ont présenté les impacts de la "capacité relative" de la fracture et de la pénétration pour les puits de gaz. Comme le montre la **Figure I-15** le rapport de l'indice de productivité est fourni en fonction de la conductivité relative de l'écoulement non-darc.

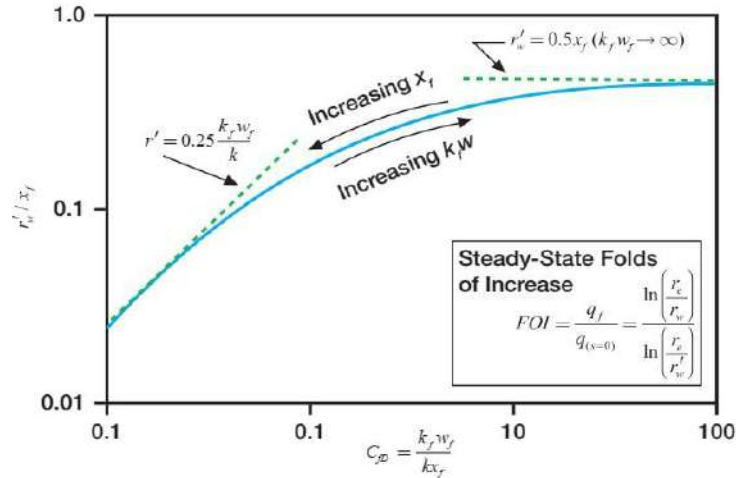


Figure I-16 Tracé des plis d'accroissement du taux de production (d'après Prats, 1961)

Pour une solution en régime permanent Prats (1961) a défini le concept de rayon de forage équivalent d'un puits fracturé comme le montre la figure suivante **Figure I-16**.

La **Figure I-16** montre que pour une faible valeur de $C_{fd} < 1$, le rayon effectif du puits de forage (r'_w) peut être approximé par :

$$r'_w = 0.25 \frac{k_f w}{k} \tag{I-7}$$

Et pour le cas d'une conductivité de fracture infinie (c'est-à-dire $C_{fd} \rightarrow \infty$), telle qu'il n'y a pas de chute de pression significative dans la fracture, le rayon effectif du puits de forage peut être approximé par :

$$r'_w = 0.5 x_f \tag{I-8}$$

I.5. Test de conductivité des fractures

L'American Petroleum Institute (API) a défini des procédures d'essai en laboratoire pour mesurer la perméabilité des agents de soutènement et une conductivité de fracture de référence, qui mesure la résistance visqueuse du fluide sur l'agent de soutènement. Ces procédures ont récemment été intégrées dans la publication de la norme ISO 13503-5.

I.5.1. Test de conductivité à court terme

Avant le milieu des années 1980, de nombreuses cellules d'essai à écoulement linéaire et radial différentes ont été utilisées pour mesurer la conductivité des agents de soutènement (Gidley et al., 1989 ; Schulz, 2014).

Après 8 ans de développement, l'API a finalement établi la pratique recommandée API 61 (API RP 61) pour mesurer la conductivité des Agents de soutènements sur la base des directives d'essai de Penny (1987).

La pratique comprend un écoulement liquide monophasique à travers une cellule de garnissage des agents de soutènement linéaire de $7 \times 1\frac{1}{2}$ in (**Figure I-17**) à des débits de 1 à 10 ml/min (API RP 61). Le calcul de la perméabilité à une condition de contrainte donnée a suivi la loi de Darcy, en utilisant la mesure de la chute de pression à travers les orifices qui étaient situés à proximité des agents de soutènement.

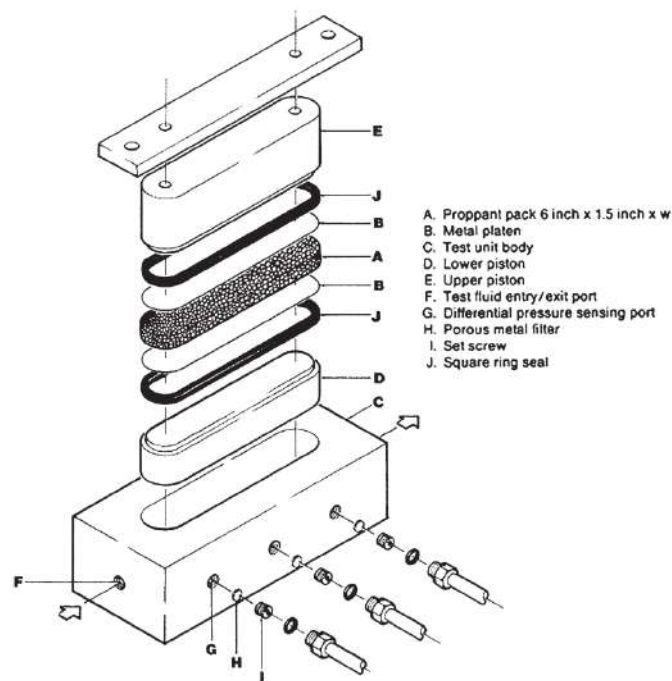


Figure I-17 Schéma éclaté de l'unité d'essai de conductivité des agents de soutènement emballé API (RP19D, 2008).

En raison de l'absence de tassement des agents de soutènement (Brown et Economides, 1992 ; McDaniel, 1986), l'API RP 61 a été considéré comme un test de conductivité à court terme. En général, la procédure d'essai exige que la cellule soit chargée avec $2 \text{ lb}/\text{pi}^3$ des agents de soutènement, puis que la charge soit augmentée par incréments de 2000 psi, avec 15 min de maintien à chaque niveau de contrainte. Au cours de ce processus, le fluide d'essai, qui dans ce cas était de l'eau distillée, s'écoulait à des débits de 2,5, 5 et 10 mL/min.

I.5.2. Test de conductivité à long terme

En 1975, Cooke a présenté l'effet des fluides de fracturation sur la conductivité de la fracture, le modèle de Kozeny a été utilisé par Cooke pour mesurer la quantité de résidus dans le pack de proppant par rapport à la perméabilité prédite. Mais la température et la conductivité à long terme n'ont pas été étudiées (Cooke, 1975).

En 1985, l'effet du fluide de fracturation sur la conductivité du proppant a été étudié par (Kim, 1985) en utilisant une cellule API. Une dégradation de la perméabilité de 30 à 50 % a été signalée pour des concentrations de polymère comprises entre 40 lb/1000 gal et 100 lb/1000 gal. Cependant, les dommages associés au gel pendant une période prolongée dans le pack de proppant n'ont pas été pris en compte.

(Roodhart, 1986), (Penny, 1987) et (McDaniel, 1988) ont introduit une expérience complexe pour simuler les conditions de terrain en permettant la fuite de fluide à travers la carotte pendant le pompage et la fermeture. Cependant, ils n'ont pas étudié l'effet de tous les paramètres à un moment donné et l'expérience était très compliquée.

En 1987, une chute de 85% a été observée après avoir introduit des grès de l'Ohio pour remplacer les pistons en acier, la température a été augmentée à 65 °C ou 120 °C et la pression de fermeture a été appliquée pendant 50 h (Palisch, 2007). Cependant, les dommages causés par le fluide de fracturation n'ont pas été pris en considération.

En 1989, les procédures standard de conductivité du pack de proppant ont été développées par l'American Petroleum Institute (API) en utilisant la cellule de conductivité Cooke et ont été documentées sous (API RP 61, 1989). En général, 2 lb/ft² de concentration de proppant entre deux pistons en acier maintenant la pression de fermeture pendant 15 min, pompant 2% de KCl à 2 ml/min pour mesurer la conductivité du proppant. Néanmoins, les procédures n'incluaient pas les dommages associés au fluide de fracturation pendant une période prolongée.

(M.L. Samuelson, 1996), a présenté des données de laboratoire sur les fluides de fracturation dégradés à des températures supérieures à 80 °C en utilisant les résultats de conductivité de fracture en laboratoire et l'analyse des polymères résiduels. Les expériences ne comprenaient pas l'étude des paramètres mentionnés à temps prolongé de plus d'un jour.

En 2000, la conductivité des proppants a été étudiée par (Mathew Samuel, et al., 2000) en utilisant un fluide tensioactif viscoélastique. Les résultats sur le terrain ont montré que ~85% et

100% de conductivité retenue pour le pack de proppants ont été enregistrés. Cependant, ce type de fluides est très expansif et n'est pas habituellement utilisé en Algérie.

En 2006, (International Standard, 2006) a été publié pour remplacer l'API RP 16 pour les tests de conductivité à long terme, les procédures consistent à appliquer la contrainte de fermeture pendant 50 h \pm 2 h, lorsque le fluide KCl à 2% est forcé dans la cellule, le débit, la largeur du proppant et la température sont mesurés (Phillip B. Kaufman, 2007). Mais ces procédures n'incluaient pas l'effet du fluide de fracturation sur la conductivité du proppant.

La nouvelle procédure conserve l'appareil de l'API RP 61, mais de nombreux paramètres ont été révisés pour couvrir les essais à long terme.

Tableau I-5 Comparaison des spécifications entre API RP 62 et ISO 13503-5/API RP 19D

Paramètres	API RP 61 (1989)	ISO 13503-5/API RP 19D (2008)
Cellule Cooke	Acier inoxydable 316	Cellule de Cooke
Conception du flux	Linéaire	
Taille de la cellule du Pack de Agents de soutènement	$\sim 7 \times 1\frac{1}{2}$ in.	
Modèle de perméabilité	La loi de Darcy	
Incrément de pression	2000 psi	
Terme de conductivité	Short	Long
Temps de maintien pour chaque incrément de pression	15 min	50 h \pm 2 h
Fluide d'essai	Eau déionisée ou distillée	2% de KCl dans de l'eau dionisée ou distillée
Débit de liquide	1-10 mL	2-4 mL
Echantillon de base	Plateaux en acier	Grès de l'Ohio
Élimination de l'oxygène	Non	Oui
Température	Ambiante	Cellule de test et Pack de Agents de soutènements : <ul style="list-style-type: none"> •121° C (250° F) pour les céramiques et les revêtements en résine •66° C (150° F) pour les sables d'origine naturelle La cuve de saturation de la silice doit se trouver au-dessus de la température de la cellule d'essai et du Pack de Agents de soutènement par :

		<ul style="list-style-type: none"> • 20° C (35° F) pour les céramiques et les revêtements en résine • 11° C (20° F) pour les sables naturels
Référence(s)	RP61 (1989)	RP19D (2008) et Kaufman et al. (2007)

L'une d'entre elles est la période sous contrainte. Elle a été modifiée à 50 h, car les résultats montrent que les agents de soutènement atteignent un état semi-stable autour de cette période (Brown et al., 1992 ; Kaufman et al., 2007 ; API RP 19D).

Economides (2009) soutient cette conclusion, affirmant que les étapes de 15 minutes dans les procédures d'essai API à court terme sont insuffisantes pour permettre au Pack des agents de soutènement de se stabiliser dans les nouvelles conditions de chargement [31].

Il a été reconnu par de nombreux chercheurs, dont Cooke (1973), que la température affecte les performances des Packs de Agents de soutènements, notamment parce qu'elle affecte la viscosité du fluide d'essai, qui est fondamentale pour l'équation de conductivité (Duenckel et al., 2016 ; Penny, 1987).



Figure I-18 Appareil d'essai de la conductivité de la rupture à long terme chargé de trois cellules à écoulement linéaire API (par Carbo Ceramics Inc.)

Par conséquent, la norme ISO 13503-5 stipule que la température minimale dans la cellule d'essai et le paquet de Agents de soutènements doit être de 121 °C (250 °F) pour les agents de soutènements en céramique et enrobés de résine. Pour les sables naturels, elle doit être de 66 °C (150 °F) [34].

Le **Tableau I-5** présente les spécifications des procédures de conductivité, en résumant les similitudes et les modifications apportées à la norme API RP 61 dans la norme ISO 13503, qui

a ensuite été adoptée en 2008 par l'API dans la norme API RP 19D. La norme a été réaffirmée en 2015 et est actuellement en cours de révision/mise à jour, comme l'indiquent Duenckel et al. (2016) [40].

En 2015, une nouvelle méthode d'évaluation de la perméabilité du pack de proppant a été proposée par (Lutynski, 2014) où le proppant est placé dans un échantillon de roche avec une fracture induite. L'échantillon de roche était un grès de Tumlin. Différentes pressions de confinement ont été appliquées (3-16 MPa). Cependant, cette étude s'est concentrée sur les dommages causés par la contrainte.

En 2018, (Abhinav Mittal, 2018) et al ont utilisé une cellule de conductivité pour mesurer la perméabilité de la fracture en appliquant une charge axiale de 5000 psi en utilisant une saumure à 120 °C, sur une période prolongée (10 - 60 jours). Cependant, l'effet du polymère n'a pas été étudié.

En 2019, (Sterling Richard, 2019) et al ont amélioré la méthode de mesure de la conductivité du proppant publiée par l'API en ajoutant la vibration pour une structure d'emballage des grains plus répétable et une structure compacte. Mais toutes les autres procédures sont restées les mêmes, sans dommage pour le fluide.

Alors que des progrès significatifs ont été réalisés dans l'effort d'évaluer et de quantifier de manière réaliste la perméabilité du pack de proppant en raison de l'endommagement du gel, très peu a été divulgué pour étudier l'effet de la contrainte, du fluide de fracturation et de la température à un moment prolongé avant le nettoyage sur la conductivité du proppant.

I.6. Facteurs influençant la conductivité des agents de soutènement

Selon l'American Petroleum Institute et Alramahi et Sundberg, les mécanismes d'endommagement des Agents de soutènements peuvent entraîner une réduction de 99 % de la conductivité des fractures.

I.6.1. Contrainte de fermeture

Le sable et les agents de soutènement en céramique ont tendance à se briser de manière fragile lorsqu'une contrainte critique est atteinte. Il s'agit de l'écrasement du proppant, qui peut s'accompagner de la libération de fragments de différentes tailles dans le Pack de proppant (Schubarth et Milton-Taylor 2004).

Des chercheurs ont essayé d'établir une corrélation entre la conductivité de la fracture et les données d'écrasement. Par exemple, Schubarth et Milton-Taylor (2004) (**Figure I-19**) ont établi une corrélation entre le diamètre moyen de l'agent de soutènement obtenu lors des essais d'écrasement et la conductivité des fractures.

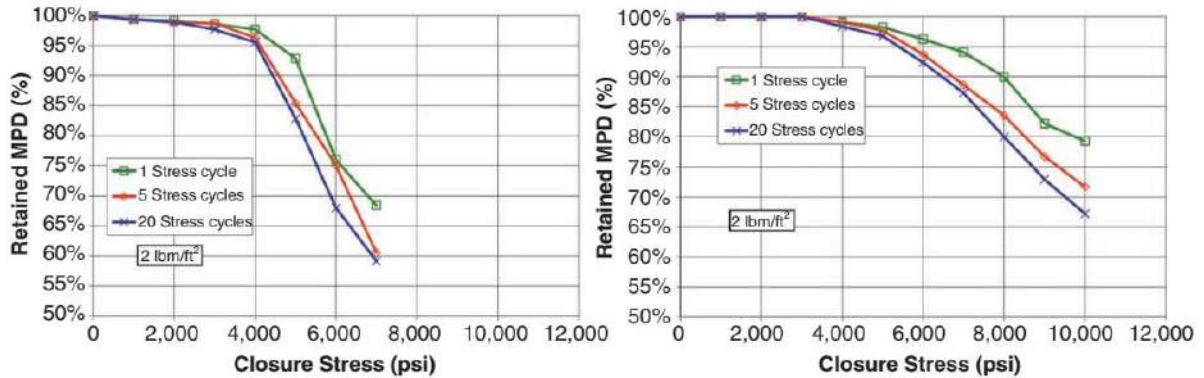


Figure I-19 Relations entre la conductivité des fractures et le diamètre moyen de l'agent de soutènement (MPD) [43].

I.6.2. Encastrement des agents de soutènement (Proppant Embedment)

Proppant Embedment entraîne le rétrécissement des fractures créées et la fermeture complète de certaines fractures après le processus d'injection (Lacy L et al, 1998).

L'encastrement des agents de soutènement dépend linéairement de la contrainte effective lorsque le fluide s'échappe et que l'agent de soutènement commence à résister à la contrainte in situ. De même, Lacy et al. ont étudié l'encastrement des agents de soutènement pour la bauxite et le sable d'Ottawa sous différents fluides de fracturation, comme indiqué dans la figure 31 (**Figure I-20**).

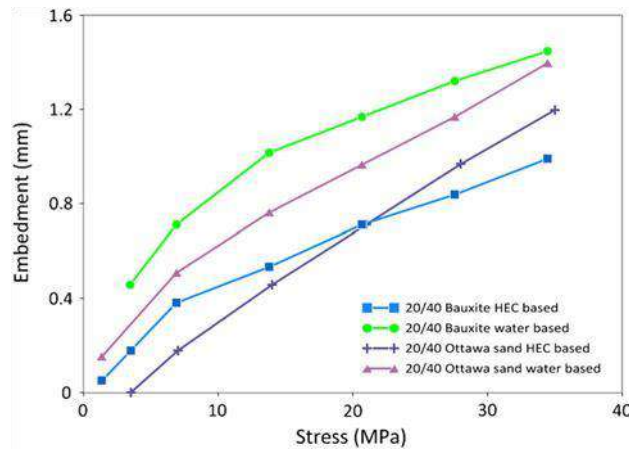


Figure I-20 Variation de l'encastrement des agents de soutènement pour la bauxite et le sable d'Ottawa sous différents fluides de fracturation (Lacy et al, 1998)

D'après les résultats, l'enrobage des agents de soutènement augmente rapidement au début en raison des fuites de fluide. Au moment où l'agents de soutènement commence à résister à la compression, l'encastrement des agents de soutènement augmente linéairement avec l'augmentation de la pression de fermeture, indépendamment du type de Agents de soutènement et de fluide.

I.6.3. Migration des fines

La formation de fines à partir de l'agent de soutènement par la rupture causée par une contrainte effective élevée, la précipitation des minéraux de la roche et de l'agent de soutènement dans les fractures causée par la diagenèse augmente également la génération de fines.

L'étendue des dommages potentiels dépend de la géométrie et de la localisation de la source des fines. Ainsi, pour un Pack de proppant 20/40, les particules d'un diamètre de l'ordre de 100 μm sont susceptibles de se boucher rapidement.

Selon Coulter et Wells, seulement 5 % de fines peuvent entraîner une réduction d'environ 62 % de la conductivité des agents de soutènement, ce qui est un effet significatif (Coulter G et al, 1972).

I.6.4. Diagenèse des agents de soutènements

Diagenèse de l'agent de soutènement peut être défini comme l'altération de la forme de l'agent de soutènement après sa mise en place, avec une réduction de l'ouverture des fractures, de la porosité des paquets et par conséquent de leur conductivité hydraulique pour le mouvement du gaz.

La diagenèse se produit principalement en raison des différentes compositions chimiques de l'agent de soutènement et de la formation rocheuse, et les grandes pressions existantes accélèrent la diagenèse par la solution sous pression et la précipitation (Weaver JD et al, 2005).

Les réductions possibles de l'espace poreux et de l'ouverture des fractures qui se produisent avec la diagenèse des agents de soutènements, comme l'ont démontré Weaver et al., vont jusqu'à 70-80%, selon les conditions de contrainte (Weaver JD et al, 2007).

I.6.5. Retour des agents de soutènement (Proppant Flowback)

On parle de retour, ou de rétro-production des agents de soutènement, lorsque des particules de sont produites pendant le nettoyage du fluide de fracturation et la production du réservoir.

Selon Parker et al., l'agent de soutènement est produit lorsque la vitesse locale à l'interface dépasse une vitesse seuil de fluidisation et cette vitesse d'écoulement critique varie dans différentes conditions. À ce jour, la méthode la plus efficace pour empêcher le reflux des agents de soutènement est fournie par les agents de soutènement enrobé de résine (RCP),

I.6.6. Résidus de gel

De nombreuses études ont été menées sur l'impact de la filtration et des résidus de gel sur la conductivité (Stim-Lab, 1992, 1997, 2000 ; et Brannon et Pulsinelli, 1990a et 1990b). Par exemple, (**Figure I-21**) montre un MEB d'un Pack des agents de soutènement qui a été testé dans des conditions de traitement simulées avec un fluide de fracturation.

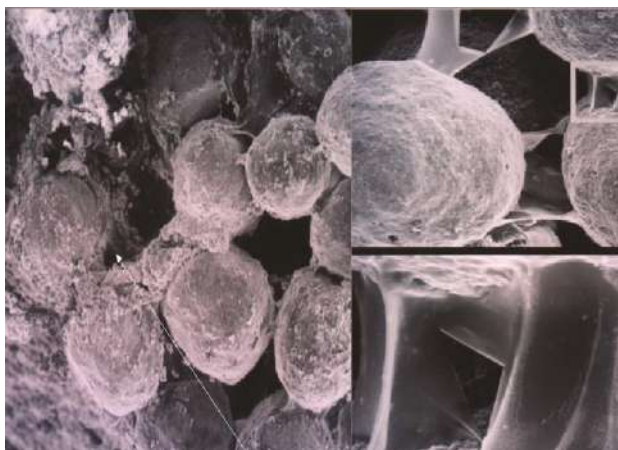


Figure I-21 Détérioration du fluide de fracturation dans le Pack de Agents de soutènement (d'après Stim-Lab, 1992)

Pendant le pompage, la pression excessive du fluide à l'intérieur de la fracture peut provoquer une fuite dans la formation et la concentration de polymère sur le front de la fracture créée. Avec le temps, et en fonction de la nature de la carotte et du fluide de fracturation, des fuites importantes de polymère peuvent se produire et du fluide de fracturation, un gâteau de filtration important peut être généré et atteindre 0,1 pouce.

Les concentrations de polymères peuvent atteindre plus de 200 à 300 lbm/1 000 gal pendant ce processus et peuvent être très difficiles à nettoyer. Des gradients de pression significatifs du fluide de post-fermeture peuvent être nécessaires pour initier le flux et même commencer le processus de nettoyage.

Un phénomène de " fingering " visqueux, où le fluide de production de viscosité beaucoup plus faible s'écoule à travers le gel non rompu peut se produire, en particulier dans les puits de

gaz. Dans les réservoirs à faible énergie, une grande partie du fluide de fracturation risque de ne jamais être nettoyée, ce qui entraîne une très faible perméabilité retenue et une longueur de fracture contributive limitée (Duenckel et al. 2017).

I.7. Conclusion

Les agents de soutènement et la conductivité de la fracture sont les paramètres clés pour l'optimisation de la conception de la fracturation hydraulique. De multiples types d'agent de soutènement avec des caractéristiques différentes sont fabriqués pour une meilleure perméabilité retenue par le paquet de fractures qui est affecté par des facteurs variables.

Par conséquent, une grande attention doit être accordée à la conception de cette voie d'écoulement afin d'optimiser la production et la récupération du réservoir.

En général, il faut répondre à deux questions principales : "quel type d'agent de soutènement ?" et "quelle quantité est nécessaire ?". Bien que la taille optimale de la fracture (l'étendue latérale et verticale du contact avec le réservoir) soit brièvement abordée, il s'agit avant tout de comprendre la conductivité effective de la fracture étayée et les caractéristiques des différents types de Agents de soutènements. Les impacts des différentes conditions du réservoir sur l'agent de soutènement sont examinés avec les procédures de laboratoire pour mesurer les propriétés des agents de soutènement et comment elles sont utilisées dans la conception de l'opérations de la fracturation.

II. Chapitre II

Etablissement d'un design de fracturation hydraulique

II.1.Introduction

La modélisation de la fracturation hydraulique a été largement étudiée par les chercheurs en ingénierie pétrolière et en mécanique des fractures. De nombreux modèles de ont été développés afin d'améliorer le Design de fracturation ou la compréhension de certains mécanismes spécifiques tels que le Screenout, la tortuosité à proximité du puits, etc.

La période entre les années 1950 et 1980 a vu le développement d'une série de modèles classiques de fracturation hydraulique, tels que le modèle Kristianovich-Geertsma-de Klerk (KGD), le modèle Perkins-Kern-Nordgren (PKN), le modèle pseudo 3D (P3D) et le modèle planaire 3D (PL3D).

Jusqu'à récemment, les modèles P3D et PL3D restaient populaires dans les simulateurs commerciaux pour la conception de la fracturation hydraulique. Au cours des dernières décennies, un plus grand nombre de méthodes numériques ont été appliquées et adaptées pour modéliser la fracturation hydraulique, telles que la méthode des éléments finis (FEM), la méthode des éléments finis étendus (XFEM) et la méthode des éléments discrets (DEM).

Afin de comprendre le mécanisme de la fracturation hydraulique et d'améliorer les conceptions de l'opération, il est essentiel d'effectuer une modélisation pour prédire les fractures stimulées.

Dans ce chapitre, les processus physiques liés à la fracturation hydraulique sont d'abord discutés et leurs effets sur les processus sont analysés. Ensuite, les modèles numériques historiques pour la fracturation hydraulique sont passés en revue, les avantages et les inconvénients des différentes méthodes numériques sont soulignées.

Ensuite, les logiciels disponibles dans le commerce pour la conception de la fracturation hydraulique sont examinés et leurs principales caractéristiques sont résumées. Enfin, des conclusions des discussions précédentes en ce qui concerne la physique, la méthode et les applications ont été fourni avec des recommandations pour des recherches ultérieures.

II.2.Mécanique des roches appliquée à la fracturation hydraulique

II.2.1. 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 :

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

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 :

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

Notez que la déformation est définie dans la même direction que la force appliquée F , et perpendiculairement au plan dans lequel la contrainte agit (Barree RD, 2015).

II.2.2. 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.

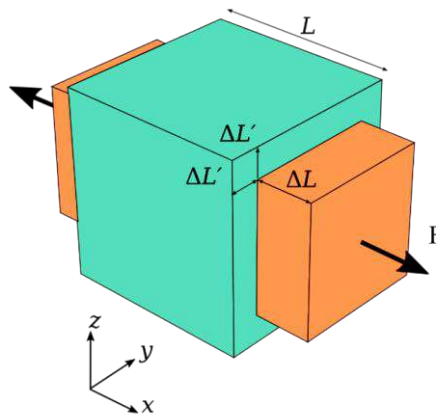


Figure II-1 Application of force F in the x -direction will also produce a deformation in the y -direction

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

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

Le coefficient de Poisson ν , est défini par :

$$\nu = -\frac{\varepsilon y}{\varepsilon x} \quad \text{II-4}$$

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 (Berchenko I et al, 1997).

II.2.3. 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.

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

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) (Budynas, R.G, 1987).

II.2.3.1. 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 (Kim, C. M et al, 1985).

II.2.3.2. 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 compressé rapidement (Kim, C. M et al, 1985).

II.2.4. Module de déformation dans le plan

Dans la fracturation hydraulique, la déformation dans la direction perpendiculaire au plan de rupture est effectivement nulle. En effet, dans cette situation, le dénominateur (le x) est si grand que la déformation est effectivement nulle, même s'il y a eu une déformation mesurable du matériau (Al-Busaidi A et al, 2005).

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.

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

Pour tenir compte de cette anomalie, les modèles de fracture utilisent le module de déformation plane E' , pour calculer la largeur de la fracture (Asahina D et al, 2014).

II.2.5. 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 (Bai M, Green S et al, 2005).

II.2.6. 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 II-2**.

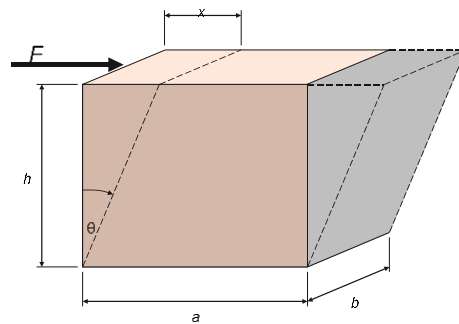


Figure II-2 Force F applied to produce a shear stress

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

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 $\mathbf{a} \times \mathbf{b}$. La déformation de cisaillement, γ , est définie comme suit (Biot, M.A, 1956) :

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

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

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F h}{A x} \quad \text{II-9}$$

II.2.7. 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 (Biot, M.A, 1956).

$$K = \frac{(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)/V_2} = -\frac{V_1(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)} \quad \text{II-10}$$

$$K = -V \frac{dp}{dV} \quad \text{II-11}$$

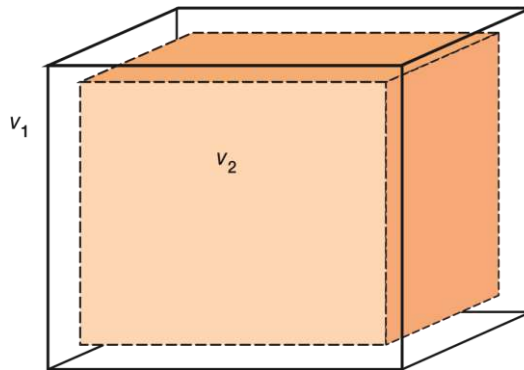


Figure II-3 Le volume passe de V1 à V2 lorsque la pression augmente de p1 à p2.

Un bloc de matériau, auquel est appliquée à l'origine une pression p₁, a un volume V₁. Cette pression est augmentée à p₂, ce qui entraîne une diminution du volume à V₂, comme l'illustre la **Figure II-3** (Biot, M.A, 1956).

II.2.8. Loi de Hooke

Il existe un régime de contraintes tridimensionnel complexe. Pour simplifier les choses, les contraintes sont résolues en trois composantes de contrainte mutuellement perpendiculaires dans les directions x, y et z.

De plus, comme les contraintes sont tridimensionnelles, les déformations le sont également. La relation élastique entre ces contraintes et déformations dans les directions mutuellement perpendiculaires, x, y et z, est régie par la loi de Hooke (Broek, D, 1986) :

$$\epsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad \text{II-12}$$

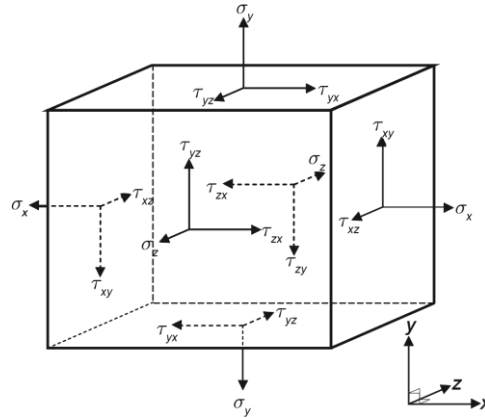


Figure II-4 General state of stress (after Budynas, 1999)

L'état tridimensionnel de la contrainte en tout point est décrit par la matrice suivante :

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad \text{II-13}$$

En utilisant les techniques standard de transformation tridimensionnelle (voir Budynas, 1999, par exemple), ces contraintes peuvent être résolues dans un système de coordonnées tel que (Broek, D, 1986) :

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma'_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma'_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma'_z \end{bmatrix} \quad \text{II-14}$$

II.2.9. Contraintes in-situ

Elles proviennent principalement 'Overburden', et ces contraintes sont relativement faciles à prévoir. Cependant, des facteurs tels que la tectonique, le volcanisme et l'écoulement plastique dans les formations adjacentes peuvent affecter de manière significative les contraintes in-situ. Ces facteurs sont beaucoup plus difficiles à prévoir (Broek, D, 1986).

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. Dans toutes les autres directions, des contraintes de cisaillement existeront (Broek, D, 1986).

II.2.9.1. Contrainte verticale

Également appelée contrainte Overburden, 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 [85]:

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h_n \quad \text{II-15}$$

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 $h_1 + h_2 + \dots + h_n = H$.

Ceci est souvent exprimé plus simplement en termes de gradient de surcharge, g_{ob} (Asahina D et al, 2014) :

$$\sigma_v = g_{ob}H \quad \text{II-16}$$

II.2.9.2. 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 $\varepsilon_x = \varepsilon_h = 0$, $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$ et $\sigma_z = \sigma_v$, alors (Asahina D et al, 2014) :

$$\sigma_h = \sigma_v \frac{\nu}{1 - \nu} \quad \text{II-17}$$

II.2.9.3. 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 :

$$\sigma_v = g_{ob} - \alpha p_r \quad \text{II-18}$$

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 (Adachi J et al, 2007).

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 (Adachi J et al, 2007) :

$$\sigma_h = (\sigma_v - \alpha p_r) \frac{\nu}{1 - \nu} + \alpha p_r \quad \text{II-19}$$

II.2.9.4. Contraintes aux alentours du puits

Un puits de forage est essentiellement un récipient sous pression à paroi très épaisse. La **Figure II-5** 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.

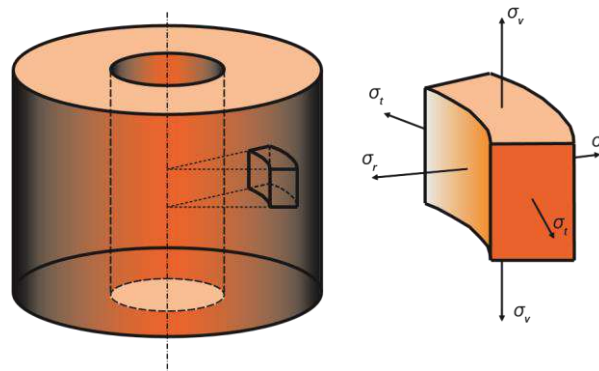


Figure II-5 Three-dimensional stresses around a wellbore

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_w , à un rayon, R , du centre du puits (rayon du puits r_w).

$$\sigma_t = \left(\frac{2\nu}{1-\nu} \right) (g_{ob}H - \alpha p_r) - (p_w - \alpha p_r) \quad \text{II-20}$$

$$\sigma_r = (p_w - p_r) \quad \text{II-21}$$

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).

II.2.10. 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 (Adachi J et al, 2007).

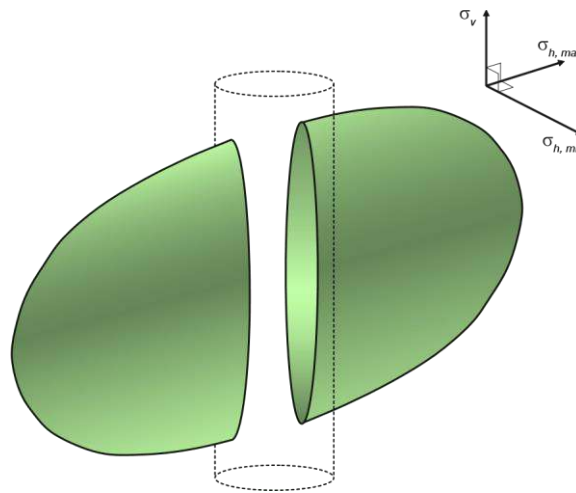


Figure II-6 Propagation de la fracture perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale

La propagation perpendiculaire à la moindre contrainte principale ($\sigma_{h,min}$) signifie que la fracture se propage presque toujours sur un plan vertical (Figure II-6). Cependant, il existe quelques exceptions (Adachi J et al, 2007).

II.2.11. Pression de rupture (Breakdown Pressure)

La pression de rupture est la pression nécessaire pour amorcer une fracture à partir du puits de forage. En raison des effets des contraintes induites par la présence du puits de forage, la pression de rupture est supérieure au gradient de fracture, qui est une mesure de la pression nécessaire pour propager la fracture à travers la formation, loin de l'influence des effets du puits de forage (Asahina D et al, 2018).

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 (Asahina D et al, 2018) :

$$p_{if,upper} = 3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} - p_r + \sigma_t \quad \text{II-22}$$

$$p_{if,lower} = \frac{3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} - 2\eta p_r + \sigma_t}{2(1 - \eta)} \quad \text{II-23}$$

Où $p_{if, supérieure}$ est la pression de rupture en supposant qu'il n'y a pas d'invasion de fluide dans la formation (c'est-à-dire la pression de rupture théorique maximale possible), $p_{if, inférieure}$ est la limite inférieure de la pression de rupture, en supposant une altération significative de la pression interstitielle à proximité du puits due au fluide, et η est un paramètre défini par le coefficient de Poisson et la constante de Biot, comme suit (Asahina D et al, 2018) :

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)} \quad \text{II-24}$$

II.2.12. 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 : radial, KGD (Kritianovitch et Zheltov, Geertsma et DeKlerk, développé par Daneshy) et PKN (Perkins et Kern, Nordgren) (Bai M et al, 2005).

II.2.12.1. 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 (Abousleiman Y, 1991).

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 (Abousleiman Y, 1991):

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

Où $f_L = x/L$, $f_{Lw} = r_w/L$, h est la hauteur de la fracture, L la longueur totale de la fracture, p la pression locale du fluide, p_w la pression du fluide au niveau du puits de forage, Q le taux d'injection du fluide dans une aile de la fracture, r_w le rayon du puits de forage, w la largeur locale de la fracture, et μ la viscosité du fluide de la fracture (Abousleiman Y, 1991).

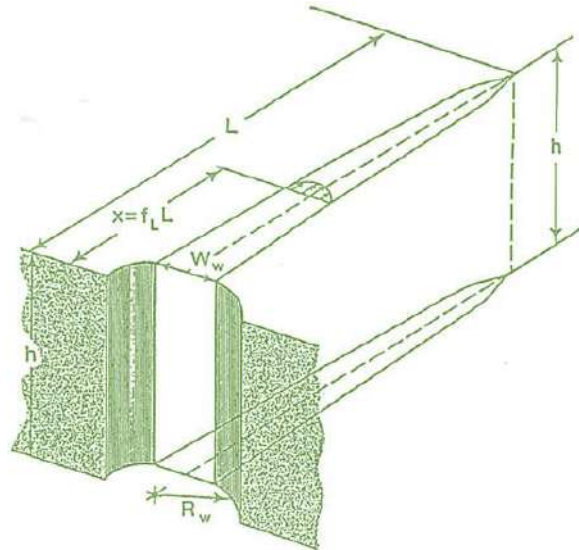


Figure II-7 The KGD constant height fracture model. (Abousleiman Y, 1991)

L'équation ci-dessus a deux inconnues, p et w . La solution d'England et Green pour une fracture plane dans un milieu élastique infini fournit une autre relation entre p et w comme suit :

$$w = \frac{4(1-\nu)L}{\pi G} \left[\int_{f_L}^1 \frac{f_L df_2}{\sqrt{f_2^2 - f_L^2}} \int_0^{f_2} \frac{p(f_1) df_1}{\sqrt{f_2^2 - f_1^2}} - \frac{\pi}{2} \sigma_{min} \sqrt{1 - f_L^2} \right] \quad \text{II-26}$$

Où G et ν sont le module de cisaillement et le coefficient de Poisson de la roche, respectivement, f_1 et f_2 la fraction de l'étendue de la fracture ($=x/L$), et σ_{min} la contrainte minimale in situ. L'histoire temporelle de la largeur de la fracture $w(t)$ et de la pression du fluide $p(t)$ peut être obtenue en résolvant les équations avec les conditions aux limites appropriées. La condition de pointe de fracture lisse suivante proposée par Barenblatt est utilisée par Geertsma et de Klerk (Bai M et al, 2005) :

$$\left(\frac{dw}{df_L}\right)_{f_L=1} = 0 \quad \text{II-27}$$

La même condition est également utilisée par Khristianovic et Zheltov dans leur étude de la fracturation hydraulique. Notez que l'équation est dérivée en appliquant la théorie de l'élasticité. La condition limite appropriée à l'extrémité de la fracture devrait être $f_L=1$, $w=0$.

En supposant que la zone sèche devant la pointe de la fracture est petite et que la forme de la partie humide dans la fracture peut être approximée par une ellipse, les solutions approximatives suivantes (sans fuite de fluide) sont obtenues par Geertsma et de Klerk (Bai M et al, 2005) :

Longueur de la fracture

$$L = 0.48 \left[\frac{8GQ^3}{(1-\nu)\mu} \right]^{1/6} t^{2/3} \quad \text{II-28}$$

Largeur maximale de l'ouverture de la fracture

$$w_0 = 1.32 \left[\frac{8(1-\nu)Q^3\mu}{G} \right]^{1/6} t^{1/3} \quad \text{II-29}$$

Pression du puits

$$p_w = \sigma_{min} - 0.96 \left[\frac{2G^3Q\mu}{(1-\nu)^3L^2} \right]^{1/4} \quad \text{II-30}$$

On constate que la largeur d'ouverture de la fracture augmente proportionnellement à $t^{1/3}$ et que la pression du puits diminue avec l'augmentation de la longueur de la fracture et se rapproche de la contrainte in situ pour une grande valeur de L . Puisque la fracture est supposée être dans une condition de déformation plane dans le plan horizontal, le modèle KGD convient mieux aux fractures dont le rapport longueur/hauteur est proche de l'unité ou inférieur (Bai M et al, 2005).

II.2.12.2. 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 (Abousleiman Y, 1991).

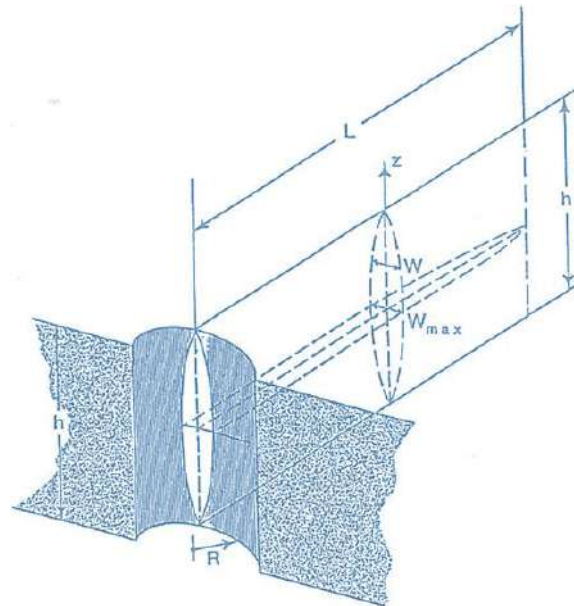


Figure II-8 The PKN constant height fracture model. (Abousleiman Y, 1991)

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

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_l + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \tag{II-31}$$

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 (Abousleiman Y, 1991).

La largeur d'ouverture elliptique de la fracture w est directement liée à la pression nette P_{net} par l'équation :

$$w = \frac{(1 - \nu)}{G} (h^2 - 4z^2)^{1/2} p \quad \text{II-32}$$

Connaissant la géométrie de la fracture, l'aire de section transversale de la fracture peut être écrite comme suit (Abousleiman Y, 1991) :

$$A = \int_{-h/2}^{h/2} w dz = \frac{\pi}{4} W h \quad \text{II-33}$$

Où $W = w_{\max}$ est la largeur maximale d'ouverture de la fracture.

Le débit volumique du fluide q est lié au gradient de pression par la solution pour l'écoulement laminaire d'un fluide newtonien dans un tube elliptique, à savoir.

$$q = - \frac{\pi W^3 h}{64 \mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad \text{II-34}$$

Le taux de fuite du fluide q_ℓ est exprimé comme suit

$$q_\ell = \frac{2 c_\ell h}{\sqrt{t - \tau(x)}} \quad \text{II-35}$$

Où c_ℓ est le coefficient de perte de fluide et $t(x)$ le temps auquel la fuite de fluide commence à la position x .

La substitution des équations donne l'équation directrice pour la propagation d'une fracture induite hydrauliquement (Abousleiman Y, 1991).

$$\frac{G}{64(1 - \nu)\mu h} \frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} = \frac{8 c_\ell}{\pi \sqrt{t - \tau(x)}} + \frac{\partial W}{\partial t} \quad \text{II-36}$$

La condition initiale de l'équation ci-dessus est

$$W(x, 0) = 0 \quad \text{II-37}$$

Et, les conditions aux limites sont

$W(x, t) = 0$ à $x \geq L(t)$ (longueur de la fracture à déterminer dans le cadre de la solution)

$$\left[\frac{\partial W^4}{\partial t} \right]_{x=0} = - \frac{256(1 - \nu)\mu}{\pi G} Q \quad \text{II-38}$$

Les équations ci-dessus sont résolues numériquement. Il est intéressant de noter que la pression du puits de forage prédite par le modèle PKN, contrairement au modèle KGD, augmente lorsque la longueur de la fracture augmente. Dans les cas extrêmes de petites et grandes fuites de fluide, une solution analytique peut être dérivée comme suit (Abousleiman Y, 1991) :

Pour une fuite importante de fluide : Longueur de la fracture

$$L = \frac{Q}{\pi c_p h} t^{1/2} \quad \text{II-39}$$

Largeur de l'ouverture de la fracture

$$w_0 = 4 \left[\frac{2(1-\nu)\mu Q^2}{\pi^3 G c_p h} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad \text{II-40}$$

Pression du puits (nette)

$$p_w = 4 \left[\frac{2G^3 \mu Q^2}{\pi^3 (1-\nu)^3 c_p h^5} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad \text{II-41}$$

Pour une absence de fuite de fluide :

Longueur de la fracture

$$L = 0.68 \left[\frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h^4} \right]^{1/5} t^{4/5} \quad \text{II-42}$$

Largeur de l'ouverture de la fracture

$$w_0 = 2.5 \left[\frac{(1-\nu)\mu Q^2}{Gh} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad \text{II-43}$$

Pression du puits (nette)

$$p_w = 2.5 \left[\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-\nu)^4 h^6} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad \text{II-44}$$

En raison de l'hypothèse d'une condition de déformation plane dans le plan vertical, le modèle PKN a été généralement considéré comme le mieux adapté aux fractures dont le rapport longueur/hauteur est important (Abousleiman Y, 1991).

II.2.12.3. 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.

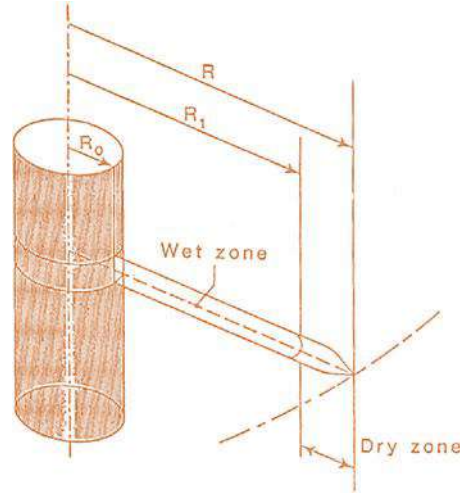


Figure II-9 Une fracture circulaire avec une zone sèche. [62]

Geertsma et de Klerk [10] ont montré que les équations qui régissent leur fracture à hauteur constante peuvent être facilement converties en équations pour une fracture circulaire comme suit :

$$p_w - p = \frac{6\mu Q}{\pi} \int_{f_{rw}}^{f_r} \frac{df_r}{f_r w^3} \quad \text{II-45}$$

$$w = \frac{4(1-\nu)R}{\pi G} \left[\int \frac{df_2}{\sqrt{f_2^2 - f_r^2}} \int \frac{f_1 p(f_1) df_1}{\sqrt{f_2^2 - f_1^2}} - \sigma_{min} \sqrt{1 - f_r^2} \right] \quad \text{II-46}$$

D'ou $f_r=r/R$, $f_{rw}=r_w/R$, r_w et R ont les rayons du puits de forage et de la fracture circulaire, respectivement (Berchenko I et al, 1997).

Les solutions approximatives des équations ci-dessus sont les suivantes :

Rayon de la fracture

$$R = 0.548 \left[\frac{GQ^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9} \quad \text{II-47}$$

Largeur maximale de l'ouverture de la fracture

$$W_o = 21 \left(\frac{\mu^2 Q^3}{G^2} \right)^{1/9} t^{1/9} \quad \text{II-48}$$

Pression du puits (Berchenko I et al, 1997)

$$p_w = \sigma_{min} - \frac{5}{4\pi} \frac{G W_o}{R} \ln \left(\frac{r_w}{R} \right) \quad \text{II-49}$$

II.3.Processus de fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique commence généralement par un test de calibrage où des tests de pré-injection sont effectués avant l'opération principale de fracturation [66].

II.3.1. Test de calibration

Nolte et al. (1997) ont décrit plusieurs types de tests qui peuvent être inclus dans un test de calibration de fracture. Un essai de " mini-fracture " avec une injection courte et à faible débit pour l'estimation de la transmissibilité de la formation peut précéder un second essai de calibration réalisé avec un débit d'injection beaucoup plus élevé et un fluide plus visqueux pour caractériser le comportement de la fracture (Constien, V.G, 1989).

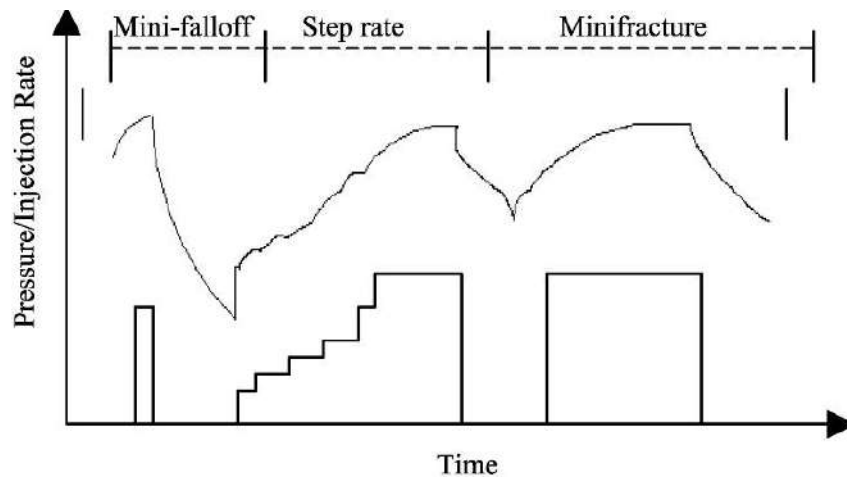


Figure II-10 Séquence d'essais de calibrage de la formation (Constien, V.G, 1989)

II.3.1.1. Pressions dans la fracturation hydraulique

Dans le domaine de la fracturation hydraulique, il est courant de faire référence à un grand nombre de pressions différentes rencontrées au cours des opérations et des analyses. Chacune a son propre nom qui se réfèrent soit à l'endroit où la pression est mesurée, soit à ce que fait la pression (Constien, V.G, 1989) :

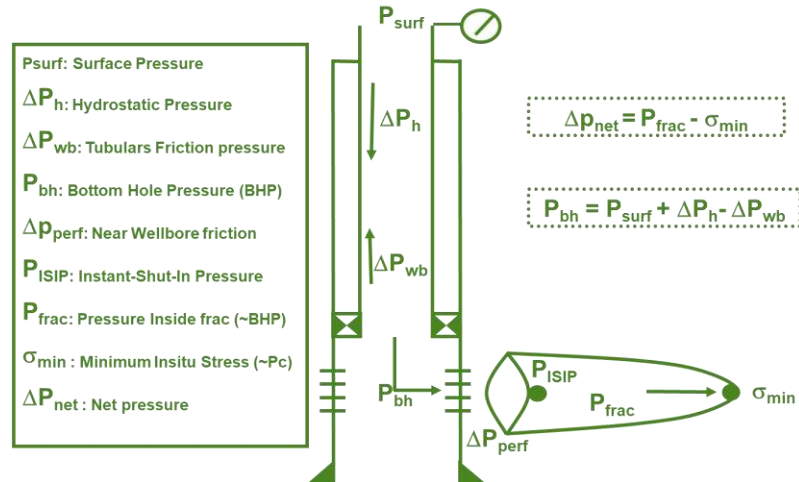


Figure II-11 Pressions en fracturation hydraulique [115]

(a) Pression d'injection P_{inj}

Également appelée pression en tête de puits (WHP), pression de l'opération de surface (STP) ou simplement pression de l'opération. Il s'agit de la pression à la tête du puits, contre laquelle les pompes de fracturation doivent agir (Behrman, L.A, et al, 1999).

(b) Pression hydrostatique P_h

Appelée aussi tête hydrostatique HH, ou tête de fluide. Il s'agit de la pression exercée par le fluide du puits de forage en raison de sa profondeur et de sa densité (Behrman, L.A, et al, 1999).

(c) Pression de frottement du tubage $P_{frottement\ du\ tubage}$

Connue aussi comme pression de friction du tubing ou pression de friction du puits. Il s'agit de la perte de pression due aux effets de friction dans le puits de forage lors de l'injection de fluides (Behrman, L.A, et al, 1999).

(d) Pression de fond de puits BHP

Également appelée pression de l'opération du fond du puits (BHTP) ou pression d'injection du fond du puits (BHIP). Il s'agit de la pression en fond de puits, dans le puits de forage, au centre de l'intervalle traité. La BHTP peut être calculée à partir des données de surface comme suit (Behrman, L.A, et al, 1999) :

$$BHP = P_{inj} + P_h - P_{pipe\ friction}$$

II-50

(e) Frottement à proximité du puits (NWBF)

En général, le frottement à proximité du puits est la somme des effets causés par la tortuosité et le frottement de la perforation. Il existe différentes techniques pour traiter chacun d'entre eux, et un test de décompression peut être nécessaire pour déterminer quel phénomène est à l'origine du problème. Le NWBF se manifeste par une chute de pression due au frottement (Behrman, L.A, et al, 1999).

(f) Pression de friction de la perforation ΔP_{pf}

Il s'agit de la pression perdue lorsque le fluide de fracturation passe dans la zone d'écoulement restreint des perforations. La pression de friction de la perforation peut être calculée par :

$$\Delta P_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2} \quad II-51$$

Où ρ est la densité de la boue (ppg), q est le débit total (bpm), N_{perf} est le nombre de perforations (de sorte que q/N_{perf} est le débit par perforation) et D_p est le diamètre des perforations (pouces) et C_d est le coefficient de décharge (Behrman, L.A, et al, 1999).

(g) Pression de tortuosité $P_{tortuosité}$

Il s'agit de la pression perdue par le fluide de fracturation lorsqu'il traverse une zone d'écoulement restreint entre les perforations et la ou les fractures principales (Hawkins, G., 1988).

La tortuosité commence là où les perforations se terminent. Dans un monde idéal, il y aurait une connexion droite, lisse et large entre les perforations et le corps principal de la ou des fractures. Cependant, il arrive que ce ne soit pas le cas et que le chemin d'écoulement soit restreint. Parfois, cette voie d'écoulement peut être si restreinte qu'elle affecte considérablement l'opération. En fait, la tortuosité est probablement la principale cause de dégrillage prématuré (Hawkins, G., 1988).

(h) Pression d'arrêt instantanée ISIP

Également appelée pression d'arrêt instantanée (ISDP). Il s'agit de la pression d'injection au fond du trou immédiatement après l'arrêt des pompes, de sorte que les effets de toutes les pertes

de pression basées sur le frottement du fluide (frottement P_{pipe} , ΔP_{pf} et ΔP_{tort}) soient passés à zéro (Hawkins, G., 1988).

(i) Pression de fermeture P_c

Il s'agit de la pression exercée par la formation sur le proppant. C'est aussi la pression minimale requise à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte. Pour une couche unique, P_c est égale à la contrainte horizontale minimale, compte tenu des effets de la pression interstitielle (Hawkins, G., 1988).

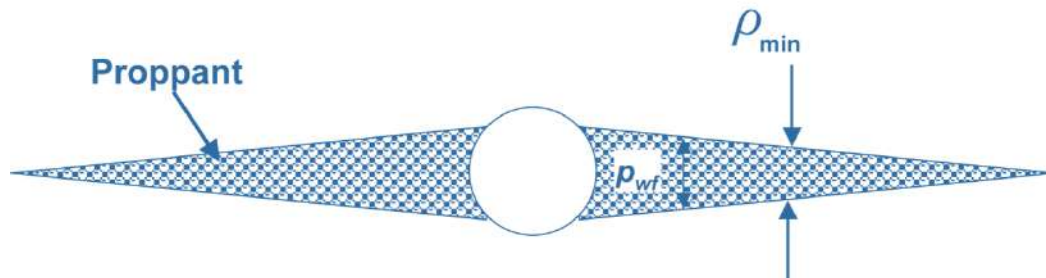


Figure II-12 Contrainte effective sur l'agent d'étayage (Kim, C. M et al, 19985)

Sinon, P_c est le résultat d'un processus naturel de moyennage impliquant toutes les couches. Pour les formations nettement multicouches, il est possible d'observer plus d'une pression de fermeture (Kim, C. M et al, 19985).

(j) Pression d'extension P_{ext}

Également connue sous le nom de pression d'extension de la fracture. Il s'agit de la pression requise à l'intérieur de la fracture afin de faire croître cette dernière.

Par définition, $P_{\text{ext}} > P_c$ car la fracture doit être maintenue ouverte avant de pouvoir gagner en longueur, hauteur et largeur. La pression d'extension n'est pas une constante et varie en fonction de la géométrie de la fracture (Kim, C. M et al, 19985).

(k) Pression du fluide de fracturation

Bien qu'elle soit utilisée dans diverses situations, la pression du fluide de fracturation est, à proprement parler, la pression du fluide de fracturation à l'intérieur du corps principal de la fracture, après qu'il soit passé par les perforations et toute tortuosité.

La pression du fluide de fracturation peut ne pas être constante sur l'ensemble de la fracture en raison des effets de friction (Kim, C. M et al, 19985).

(I) Pression nette P_{net}

Elle représente l'excès de pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture, par rapport à la pression nécessaire pour maintenir simplement la fracture ouverte. En d'autres termes, il s'agit de l'énergie du fluide de fracturation disponible pour la propagation de la fracture et la production de largeur et peut être calculée comme suit :

$$P_{net} = P_f - P_c \quad II-52$$

$$P_{net} = P_{iw} - \Delta_{ppf} - \Delta_{ptort} - P_c \quad II-53$$

La pression nette définit également la largeur de la fracture. la largeur maximale est définie comme suit :

$$w_{max} = \frac{2p_{net}d(1 - \nu^2)}{E} \quad II-54$$

Où ν est le coefficient de Poisson, E est le module de Young et d est la dimension minimale de l'ellipse, de sorte que pour une fracture avec un bon confinement de la hauteur, $d = h_f$. Le terme $E/(1 - \nu^2)$ est souvent abrégé en E' , le module de déformation plan (Abousleiman Y, 1991).

II.3.1.2. Analyses de Nolte-Smith

Nolte et Smith (1981) ont introduit une méthode d'analyse de la réponse en pression d'une formation pendant le pompage, afin d'interpréter la géométrie de la fracture produite. Basée sur la géométrie de fracture 2-D (PKN), (KGD), et des modèles radiaux, la méthode analyse la réponse en pression attendue de la formation pendant la propagation de la fracture, et prédit ensuite la réponse en pression lorsque certains types de comportement se produisent.

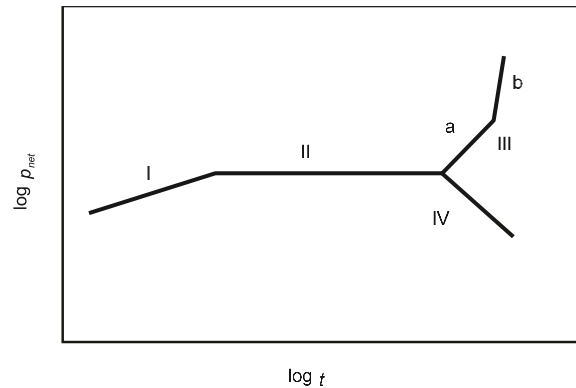


Figure II-13 Réponse à la pression de l'analyse de Nolte-Smith

Nolte et Smith ont ensuite défini la réponse en pression d'autres comportements pendant la fracturation. Les résultats de ces travaux sont illustrés à la figure et au tableau.

Tableau II-1 Modes de réponse à la pression de l'analyse de Nolte-Smith

Mode	Comportement
I	Propagation avec une géométrie de fracture PKN. Le gradient est égal à e pour une rhéologie constante du fluide de fracturation.
II	Gradient constant = 0. Représente une croissance en hauteur en plus de la croissance en longueur, ou une perte de fluide accrue, ou les deux. Peut également s'expliquer par un changement de la relation entre p_{net} et w_f .
IIIa	Pente unitaire. Cela signifie que p_{net} est maintenant directement proportionnel au temps (et aussi au taux, car celui-ci est généralement constant par rapport au temps). Ce comportement est généralement associé à une croissance supplémentaire de w_f , comme lors d'un dégrillage de pointe.
IIIb	Pente > 2 . Écran, généralement un événement proche du puits avec une augmentation très rapide de la pression.
IV	Pente négative. Croissance rapide de la hauteur. Géométrie de fracture potentiellement KGD ou radiale.

II.3.1.3. Tests de fréquence par paliers (Step Rate Test)

Les tests de fréquence par paliers, ainsi que les minifracs, sont appelés collectivement tests d'étalonnage. Les essais par paliers sont réalisés avec la fracture initialement fermée. L'objectif de l'essai est d'obtenir la pression d'extension de la fracture, p_{ext} , en injectant dans la formation une série d'étapes de taux croissants, puis en analysant les données sur un graphique croisé de la pression et du taux (Constien, V.G, 1989).

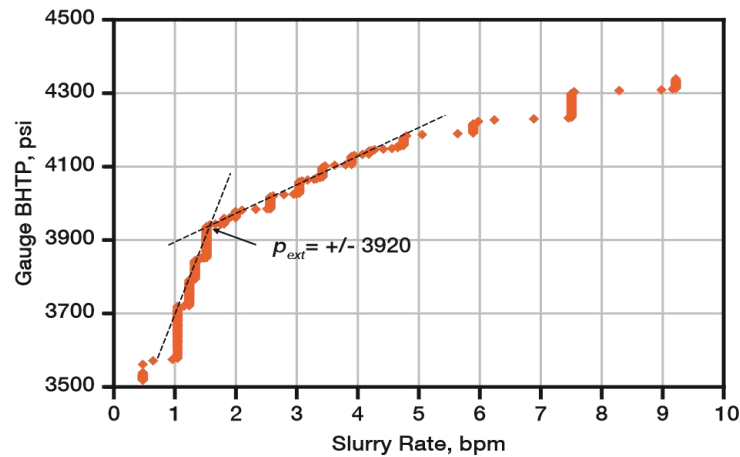


Figure II-14 Diagramme croisé pression-débit typique d'un step rate test

L'essai de Step Rate test est le moins utile des essais de calibration, mais il fournit une limite supérieure utile pour trouver le p_c à partir d'une baisse de pression.

Essais Step-Down sont généralement pompés afin de différencier le frottement près du puits dominé par la perforation de celui dominé par la tortuosité, comme l'ont montré (Cleary et al. 1993).

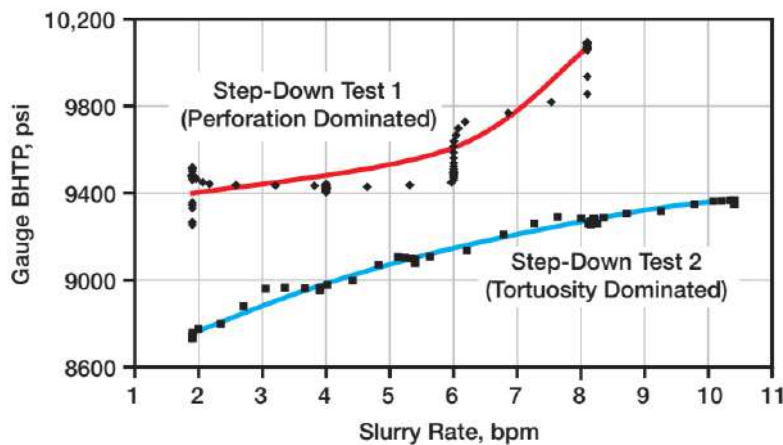


Figure II-15 Résultats de deux tests Step-Down effectués sur le même intervalle, avant et après la re-perforation.

II.3.1.4. Minifrac

Le but du minifrac est de fournir les meilleures informations possibles sur la formation, avant le pompage de l'opération proprement dit. L'analyse des données jusqu'à la fermeture de la fracture fournira les informations suivantes, comme illustré.

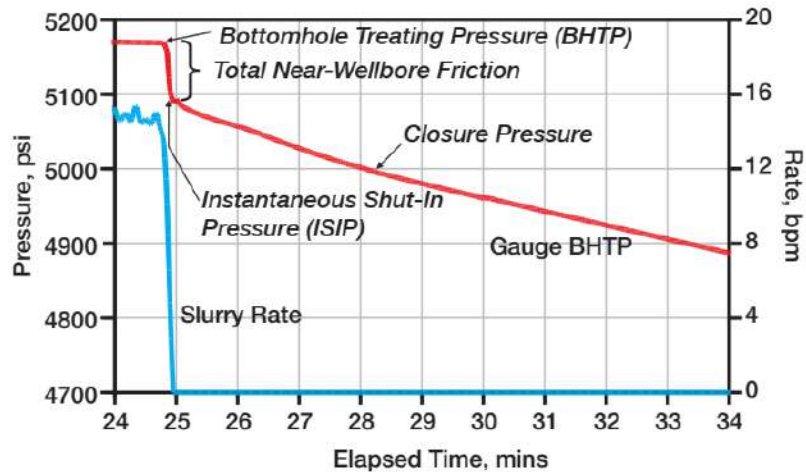


Figure II-16 Exemple de tracé de la racine carrée de la baisse de pression dans un minifrac, montrant la dérivation et la fermeture de la fracture.

1. Évaluation quantitative du frottement à proximité du puits, à partir de la différence entre p_{inj} (BHTP) et p_{ISI} (ISIP).
2. ISIP. À l'arrêt, lorsque toute friction devient nulle, $P_{ISIP} = P_f$ - la pression du fluide à l'intérieur de la fracture. Cette valeur est nécessaire pour le calcul de la pression nette.
3. Fermeture de la fracture. La pression de fermeture est la pression sur le graphe de déclin au moment où la fracture se ferme. Ce point est généralement marqué par un changement de gradient, indiquant le passage d'un écoulement linéaire de Darcy à travers les faces de la fracture à un écoulement radial de Darcy depuis le puits de forage.
4. Pression nette. C'est la différence entre P_{ISIP} et P_c .
5. Fuite de fluide. Après avoir identifié la pression de fermeture, on peut mesurer le temps nécessaire à la fermeture de la fracture. L'analyse pendant le pompage donnera la géométrie de la fracture et, par conséquent, sa surface. La surface de la fracture et le temps de fermeture donneront le taux de fuite et, par conséquent, le coefficient de fuite (Constien, V.G, 1989).

(a) Analyse par racine carrée du temps

Une méthode pour déterminer la fermeture d'une fracture consiste à tracer un graphique du BHTP en fonction de la racine carrée du temps. Comme la perte de fluide à travers le front de fracture dépend de la racine carrée du temps, en théorie, lorsque les données de pression sont tracées en fonction de \sqrt{t} , il devrait y avoir une ligne droite lorsque la fracture est ouverte et une courbe après sa fermeture (Constien, V.G, 1989).

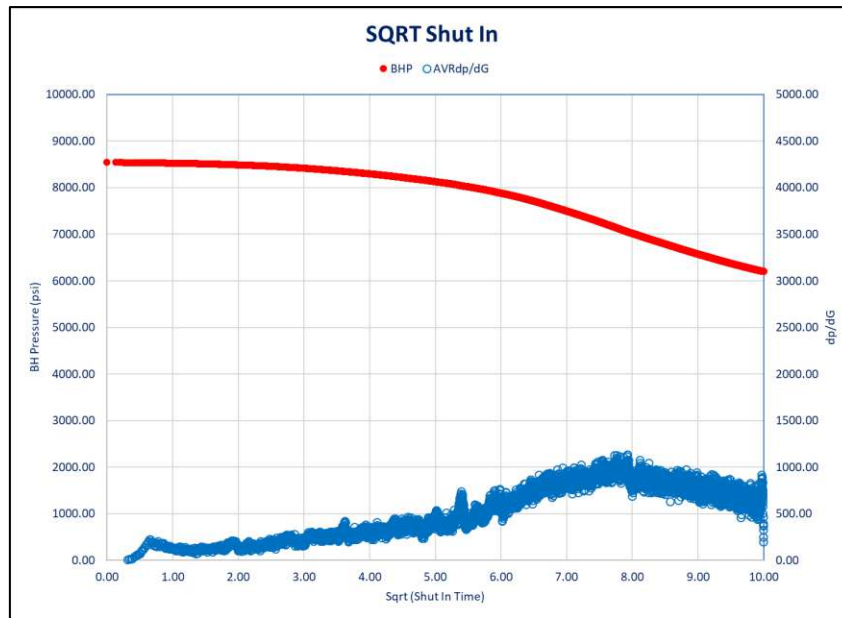


Figure II-17 Exemple de tracé de la racine carrée du temps de la baisse de pression minifrac, montrant la dérivée et la fermeture de la fracture.

(b) Analyse de la fonction G de Nolte.

Nolte (1979, 1986a) a développé une méthode d'analyse des baisses de pression minifrac qui s'applique directement aux trois modèles de fracturation 2-D. Cette analyse est basée sur l'utilisation de la fonction G pour aider à identifier la fermeture de la fracture et, à partir de là, la fuite de fluide et la géométrie de la fracture. Nolte a dérivé les relations suivantes pour la courbe de déclin :

$$g(\Delta t_D) = \left(\frac{4/3(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2}}{(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2}} \right)$$

$$\Delta t_D = \left(\frac{t - t_i}{t_i} \right)$$

Où t est le temps écoulé depuis le début de l'injection du fluide et t_i est le temps d'injection. La partie supérieure de l'équation représente la limite supérieure, et la partie inférieure représente la limite inférieure. L'extrapolation est réalisée entre deux valeurs de la variable α . A la frontière inférieure, $\alpha = 0,5$ et à la frontière supérieure $\alpha = 1$.

Notons que pour $\alpha = 1$ et $\alpha = 0,5$, $g(\Delta t_D = 0)$ est égal à $4/3$ et $\pi/2$ respectivement. À partir du temps $g(\Delta t_D)$ à la fermeture $[= g(\Delta t_c D)]$, l'efficacité du fluide peut être déterminée comme suit :

$$\eta \approx \frac{G_c}{2 + G_c}$$

Le coefficient de perte de fluide (constant, indépendant de la pression) peut être calculé comme suit :

$$C_L = \frac{p_m \beta_s}{r_p \sqrt{t_i} E'} X$$

Où p_m est la pression de correspondance, β_s est un facteur dépendant de la géométrie, r_p est le rapport entre la surface de la fracture dans la formation perméable et la surface totale de la fracture (c'est-à-dire le rapport entre la surface nette et la surface brute de la fracture), E' est le module de déformation plan et X est un facteur dépendant du modèle de géométrie utilisé (Behrman, L.A, et al, 1999).

Enfin, le temps de Nolte G peut être utilisé pour trouver les dimensions de la fracture :

$$A_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{2g(\Delta t_D = 0)C_L r_p \sqrt{t_i}}$$

Alors la longueur de la fracture ou le rayon de la fracture peuvent être facilement trouvés. La largeur moyenne de la fracture peut également être obtenue :

$$w_{ave} = \frac{2g(\Delta t_D = 0)C_L r_p \sqrt{t_i} \eta}{(1 - \eta)}$$

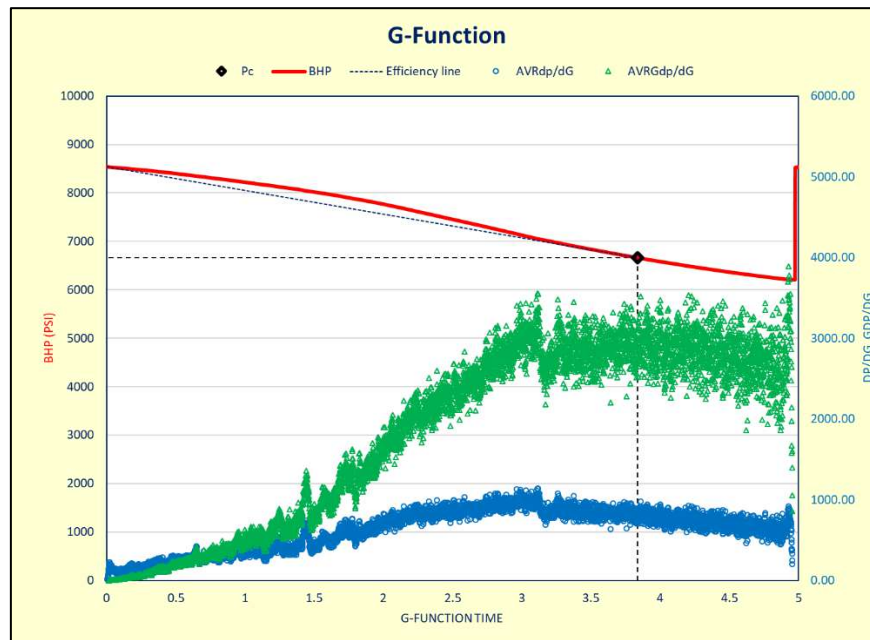


Figure II-18 Exemple d'analyse par fonction G

La fonction G souligne que la fuite pendant et après le pompage est quantitativement prise en compte et permet une relation linéaire entre la pente de pression et le coefficient de fuite.

La fermeture est indiquée par la pente de pression (dP/dG) et la superposition (GdP/dG). La fonction G permet de relier quantitativement G (temps de fermeture) à l'efficacité du fluide où la déviation du comportement idéal indique un événement non idéal (Behrman, L.A, et al, 1999).

II.3.2. Opération principal de fracturation hydraulique

Afin de créer la fracture, cette opération se déroule selon les étapes suivantes :

- Pompage d'une phase de fluide visqueux appelé tampon (Pad).
- Elle est ensuite suivie de plusieurs phases de fluide chargé de proppant (Slurry) qui sera transporté dans la fracture. Le fluide et le proppant sont mélangés à la volée pour former une boue, puis injecter dans le puits à l'aide d'un équipement spécialement conçu pour pomper un mélange de liquides et de solides.
- Enfin, l'ensemble du fluide est déplacé vers les perforations (Flush).

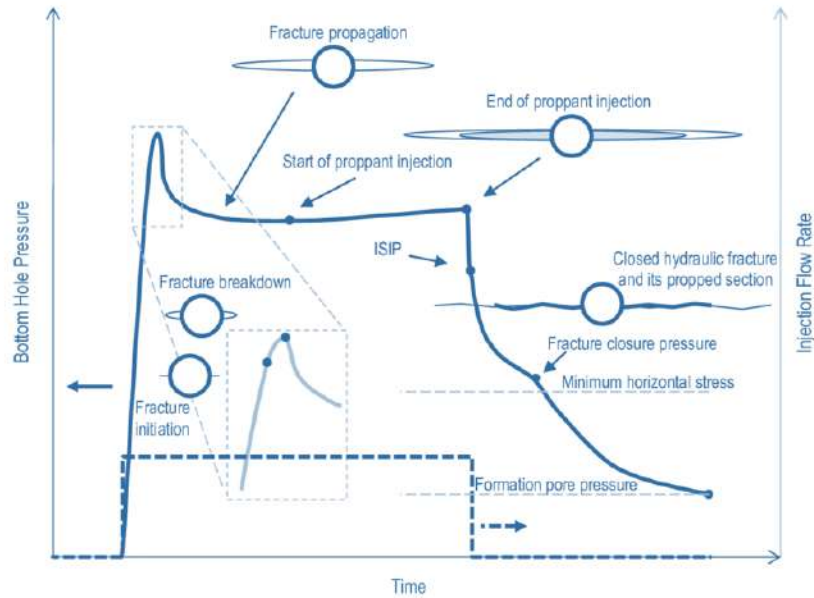


Figure II-19 Graphique d'une opération typique de fracturation hydraulique

Ces étapes de pompage sont exécutées consécutivement, sans aucune pause. Une fois le déplacement terminé, les pompes sont arrêtées pour permettre à la fracture de se refermer sur le proppant.

Le volume du tampon et du Slurry, le nombre de phases, la concentration de proppant pour chaque phase, le débit de la pompe et le type de fluide peuvent être modifiés afin d'obtenir les caractéristiques de fracture requises. En général, un graphique des variables de l'opération ressemble à (**Figure III-19**).

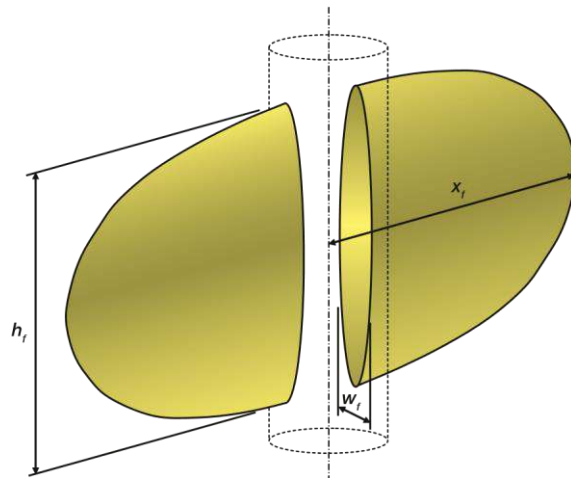


Figure II-20 Idealized elliptical fracture showing length, height and width

Les opérations de fractures hydrauliques placent des centaines de tonnes de proppant dans des fractures de plusieurs centaines de pieds de long, en utilisant des dizaines de mètres cubes de fluide de fracturation et des milliers de chevaux-vapeur hydrauliques.

La figure montre une fracture idéalisée avec deux fractures symétriques, de forme elliptique, placées de part et d'autre du puits de forage. En réalité, la situation est souvent un peu plus complexe. Cependant, cette figure illustre les caractéristiques de base de la fracture, à savoir la longueur X_f , la hauteur H_f , et la largeur W_f (Advanti, S.H et al, 1985).

II.4. Conclusion

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.

III. Chapitre III

Rhéologie du fluide de fracturation

III.1. Introduction

En 1949, J.B. Clark a publié une description du procédé "Hydrafrac" pour augmenter la productivité des puits. Parmi les exigences de ce procédé innovant figurait une liste des propriétés nécessaires du fluide, à savoir :

1. Une viscosité suffisante pour créer une fracture et transporter l'agent de soutènement,
2. Compatibilité du fluide avec la formation pour minimiser les endommagements de celle-ci,
3. Une réduction de la viscosité du fluide après la mise en place de l'agent de soutènement pour maximiser la conductivité de la fracture (Asadi, M et al, 2002).

Les principales fonctions d'un fluide de fracturation sont de créer et d'étendre la fracture, de transporter l'agent de soutènement à travers l'équipement de pompage et dans la fracture, et de placer l'agent de soutènement à l'endroit souhaité dans la fracture. L'incapacité à remplir correctement l'une de ces fonctions peut compromettre le bénéfice de la stimulation du traitement. Cette section examine le rôle du fluide de fracturation dans la création de la fracture et le transport de l'agent de soutènement. Les méthodes typiques d'évaluation des fluides pour confirmer qu'ils répondent à ces exigences sont également détaillées (Aud, W.W et al, 1990).

III.2. Type des fluides de fracturation

III.2.1. Fluides à base d'eau

En raison de leur faible coût, de leurs performances élevées et de leur facilité de manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés. De nombreux polymères hydrosolubles peuvent être utilisés pour fabriquer une solution viscosifiée capable de mettre en suspension des agents de soutènement à température ambiante (Acharya, A et al, 1988).

III.2.1.1. Gomme de guar

La gomme de guar a été l'un des premiers polymères utilisés pour viscosifier l'eau destinée à la fracturation. Le guar est un polymère à longue chaîne, de poids moléculaire élevé, composé de sucres mannose et galactose (Whistler, 1959). Les polymères composés d'unités de sucre sont appelés polysaccharides (Acharya, A et al, 1988).

La gomme de guar (**Figure III-1**) est obtenue à partir de la graine du *Cyamopsis tetragonolobus*, qui se compose d'une partie externe constituée principalement de guaran et d'un noyau interne (germe) constitué de protéines. Le guaran est composé d'une chaîne linéaire de résidus de D-mannose liés entre eux par des liaisons glycosidiques. À intervalles irréguliers, des unités galactosyles sont attachées à son squelette (Acharya, A et al, 1988).

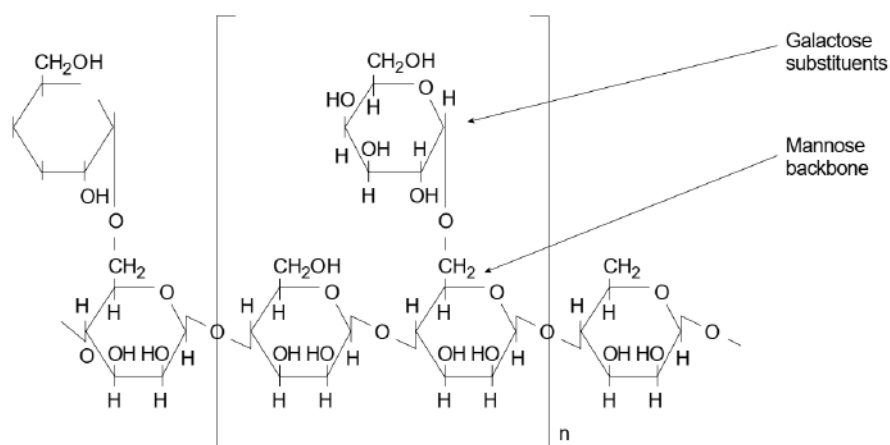


Figure III-1 structure du Guar (Acharya, A et al, 1988)

Des études récentes sur le Guar indiquent que la disposition des unités de galactose peut être plus aléatoire, le galactose apparaissant sur deux ou trois unités de mannose consécutives (Guar and Derivatives, 1986). De plus, le rapport mannose/galactose peut varier de 1,6:1 à 1,8:1. Jusqu'à 6 à 10 % de résidus insolubles peuvent être présents dans les fluides de guar.

Le polymère de guar a une grande affinité pour l'eau. Lorsqu'elles sont exposées à l'eau (**Figure III-2**), les parties non substituées du squelette du mannane de deux ou plusieurs molécules de polymère s'associent (s'enchevêtrent), tandis que les parties substituées sont fortement hydratées et empêchent la précipitation (Acharya, A et al, 1988).

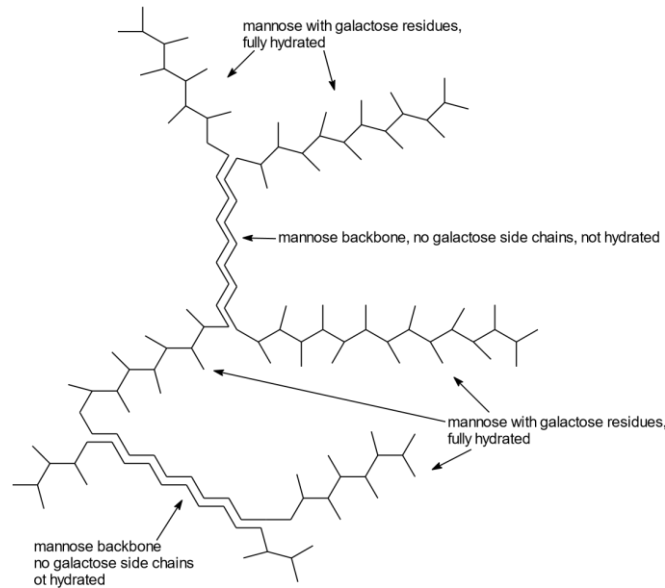


Figure III-2 Structure proposée d'un gel de galactomannane en solution aqueuse (Asadi, M et al, 2002)

Une fois que les particules sont entrées en contact avec la phase aqueuse, elles absorbent l'eau et gonflent. Dans le cas où les particules individuelles ne sont pas bien séparées, seul l'extérieur de l'amas commence à s'hydrater, ce qui empêche les particules intérieures d'entrer en contact avec l'eau (Asadi, M et al, 2002).

III.2.1.2. Hydroxypropylguar (HPG)

La dérivation du guar pour former de l'hydroxypropylguar (HPG) se fait en faisant réagir les hydroxyles du sucre avec du caustique et de l'oxyde de propylène (**Figure III-3**). Cette réaction transforme certains des sites OH en $-O-CH_2-CHOH-CH_3$, éliminant ainsi certains des sites de réticulation (Barati, R et al, 2011).

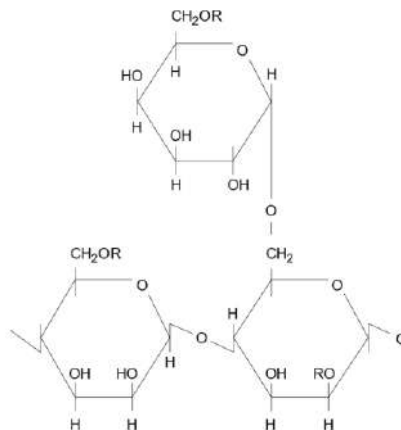


Figure III-3 Structure d'unité répétée d'hydroxypropylguar, $R-CH_2-CHOH-CH_3$. (Barati, R et al, 2011)

Le traitement et le lavage supplémentaires éliminent une grande partie de la matière végétale du polymère, de sorte que le HPG ne contient généralement qu'environ 2 à 4 % de résidus insolubles.

L'HPG était autrefois considéré comme moins endommageant le front de formation et le pack d'agents de soutènement que le guar (Barati, R et al, 2011).

III.2.1.3. Carboxyméthylhydroxypropylguar (CMHPG)

Un autre dérivé du guar utilisé ces dernières années est le carboxyméthylhydroxypropylguar (CMHPG). Le traitement du guar avec de l'oxyde de propylène suivi d'acide chloro-acétique donne le CMHPG, qui est plus soluble que le HPG et contient moins de contaminants insolubles (environ 1 % en poids).

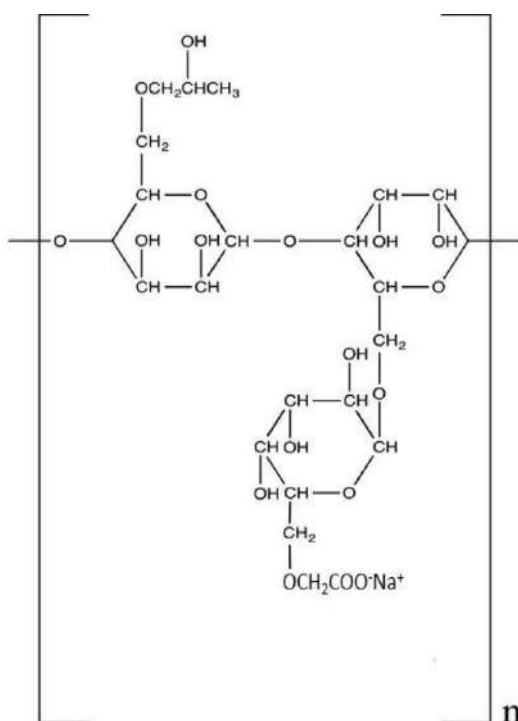


Figure III-4 Carboxyméthylhydroxypropyl Guar (CMHPG) (Brannon H.D et al, 1990)

Ce guar " doublement dérivé " contient la fonctionnalité hydroxypropyle du HPG ainsi qu'un substituant acide carboxylique. Le CMHPG a d'abord été utilisé pour les puits à basse température (Almond et Garvin, 1984). Pour ces applications, il est généralement réticulé avec de l'Al (III) par l'intermédiaire des groupes carboxy. Cela permet d'obtenir un fluide moins coûteux que le HPG réticulé avec des complexes de Ti et Zr (Brannon H.D et al, 1990).

Plus récemment, le CMHPG a été réticulé avec un réticulant Zr pour produire des fluides ayant une viscosité plus élevée à haute température que ceux fabriqués avec des quantités comparables de HPG (Brannon H.D et al, 1990).

III.2.1.4. Dérivés de la cellulose

Les dérivés de la cellulose ont été utilisés occasionnellement dans les fluides de fracturation (Carico et Bagshaw, 1978). L'hydroxyéthylcellulose (HEC) (**Figure III-5**) ou l'hydroxypropylcellulose (HPC) sont utilisés lorsqu'un fluide très propre est souhaité. Ces polymères ont un squelette composé d'unités de sucre de glucose.

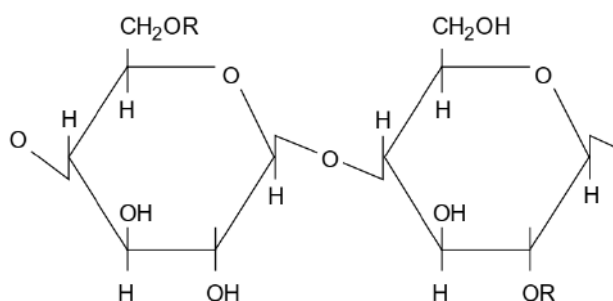


Figure III-5 Structure des unités répétées de l'hydroxyéthylcellulose, R-CH₂CH₂OH. (Brannon, H.D et al, 1992)

Le guar contient des paires d'hydroxyle qui sont positionnées du même côté de la molécule de sucre (orientation cis). Dans le CHE, les groupes OH sont sur des carbones adjacents, mais ils sont sur des côtés opposés du cycle (orientation trans).

En raison de leur proximité, l'arrangement cis du guar est facilement réticulé, tandis que la séparation accrue de l'arrangement trans rend le CHE plus difficile à réticuler. Cependant, le CHE peut être réticulé à un pH de 10 à 12 avec du Zr(IV) (Underdown et al., 1984) ou avec des lanthanides (Dovan et Hutchins, 1993).

Pour réticuler l'HEC dans des conditions plus douces, le groupe carboxyméthyle peut être ajouté pour obtenir de la carboxyméthylhydroxyéthylcellulose (CMHEC), qui permet la réticulation avec des ions métalliques tels que Al(III), Ti(IV) et Zr(IV) à un pH d'environ 4 à 6 (Brannon, H.D et al, 1992).

III.2.1.5. Gomme xanthane

Un autre type de polymère est la gomme xanthane (**Figure III-6**). Le xanthane est un biopolymère, produit métaboliquement par le micro-organisme *Xanthomonas campestris*

(Lipton et Burnett, 1976). 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 (Card, R et al, 1999).

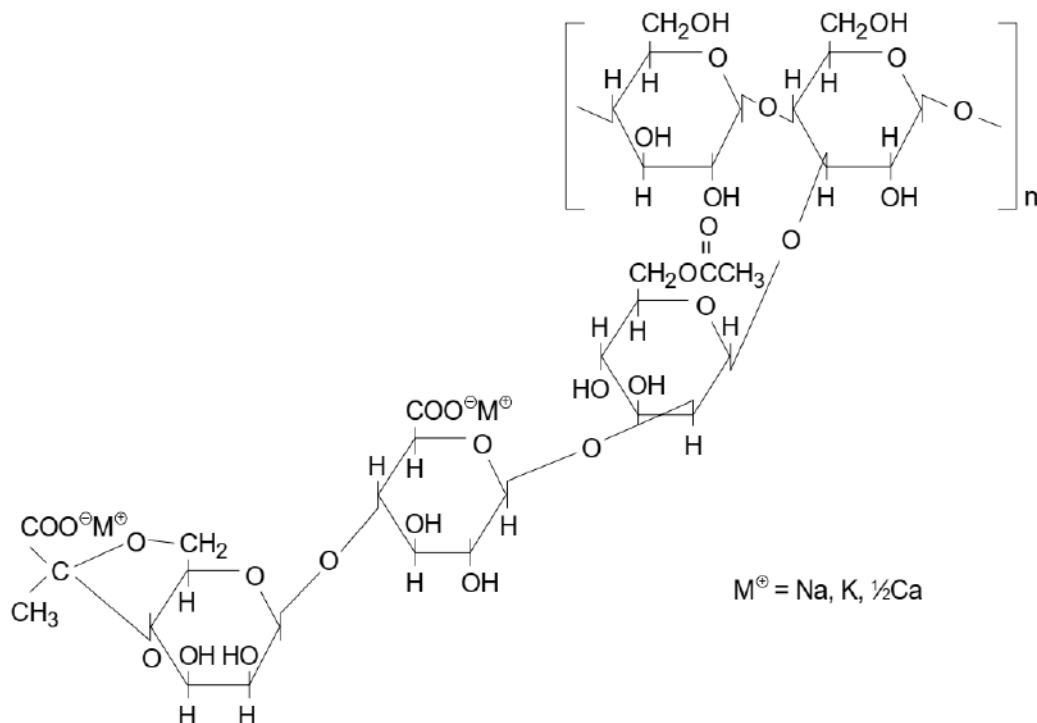


Figure III-6 Structure des unités répétées de la gomme xanthane (Card, R et al, 1999)

III.2.1.6. Fluides de fracturation à base d'eau, sans polymère

Les fluides de fracturation à base d'eau, sans polymère, peuvent être préparés à l'aide de tensioactifs viscoélastiques (VES) (Stewart et al., 1995).

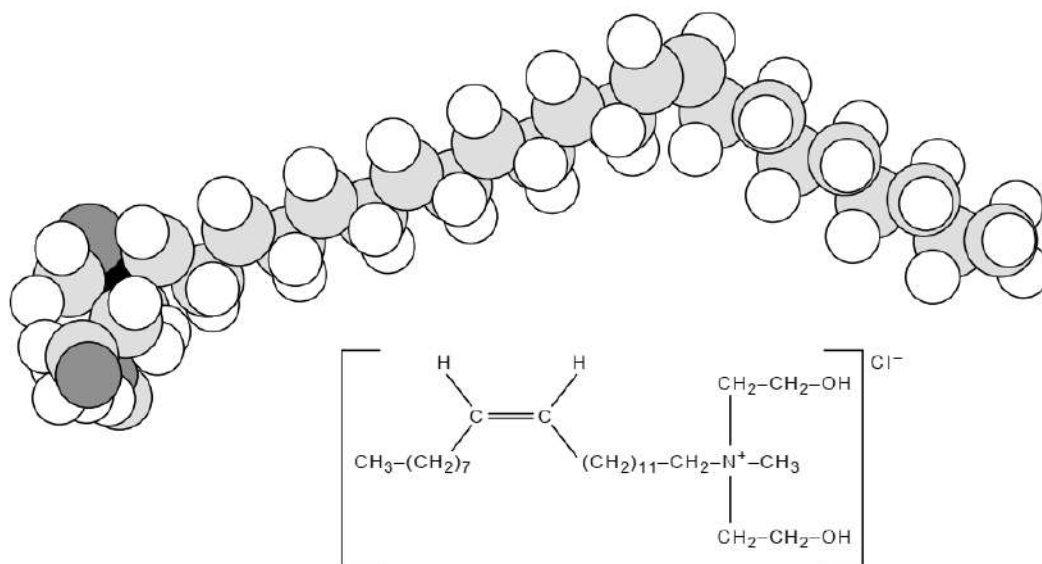


Figure III-7 Formules moléculaires et structurales d'un épaississant tensioactif viscoélastique (Acharya, A, 1986)

Ces tensioactifs (généralement un sel d'ammonium quaternaire d'un acide gras à longue chaîne ; **Figure III-7**) sont constitués de deux régions : le groupe de tête est la partie ammonium quaternaire de la molécule et le groupe de queue est la partie hydrocarbure à longue chaîne de la molécule. Le groupe de tête est hydrophile. Le groupe de queue est hydrophobe. Lorsque le surfactant est ajouté à l'eau, les molécules s'associent en structures appelées micelles (**Figure III-8**) (Acharya, A, 1986).

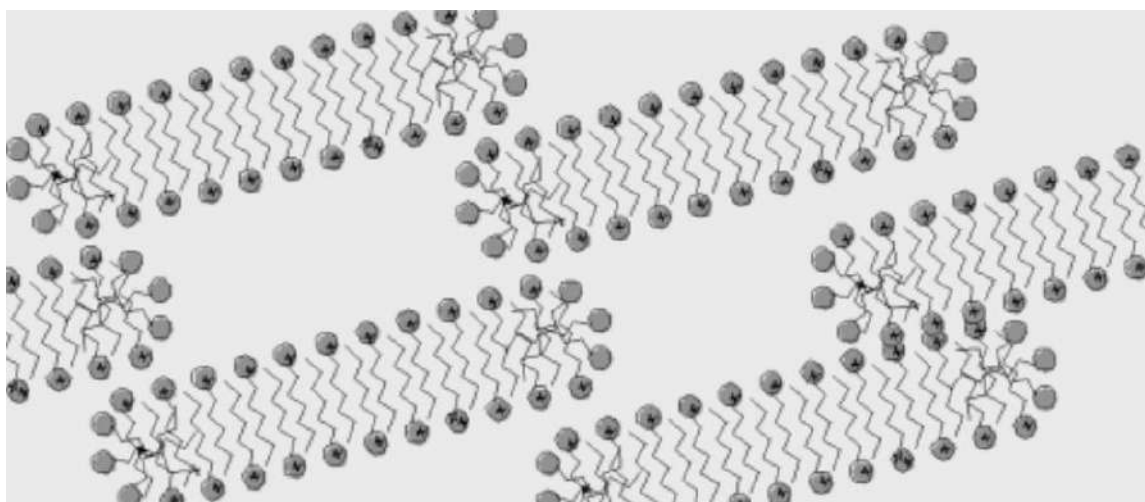


Figure III-8 Association micellaire (Acharya, A, 1986)

Dans une micelle, les groupes de tête hydrophiles sont à l'extérieur, en contact direct avec la phase aqueuse. Les groupes de queue hydrophobes forment un noyau interne, isolé de

l'environnement aqueux. Lorsque l'environnement aqueux contient une concentration optimale de sels (généralement des solutions de chlorure de potassium ou d'ammonium [KCl ou NH₄Cl]), les micelles prennent une forme de bâtonnet (Acharya, A, 1986).

Si le tensioactif est présent à une concentration suffisante (généralement >1% en volume), les micelles s'associent les unes aux autres. L'entrave au mouvement qui en résulte rend le fluide à la fois visqueux et élastique. Ces associations sont de nature électrostatique ; par conséquent, les fluides VES ne sont pas aussi sensibles à l'histoire du cisaillement que les fluides à base de polymères. Si les micelles sont perturbées par le cisaillement, elles se réassemblent rapidement et se rétablissent lorsque le cisaillement cesse (Acharya, A, 1986).

La structure micellaire des fluides VES est perturbée en permanence par deux mécanismes : le contact avec les hydrocarbures et la dilution par des fluides aqueux tels que l'eau de formation. Dans les deux cas, la viscosité du fluide VES diminue fortement (Brown et al., 1996 ; Samuel et al., 1997).

Comme l'un ou les deux scénarios se produisent normalement pendant la production post-fracture, aucun produit chimique de rupture supplémentaire n'est nécessaire. Le principal avantage des fluides VES est que, contrairement aux fluides à viscosité polymère, il reste peu de résidus après le nettoyage. Par conséquent, on observe moins d'endommagements du paquet d'agents de soutènement et du front de fracture (Acharya, A.R, 1988).

La perméabilité retenue typique des packs d'agents de soutènement traités avec des systèmes de fluides VES est >95%. Les systèmes VES peuvent également être moussés avec de l'azote. Aucun agent moussant supplémentaire n'est nécessaire (Acharya, A.R, 1988).

III.2.2. Fluides à base d'huile

Les fluides à base d'huile sont coûteux à utiliser 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.

La chimie des esters de phosphate d'aluminium reste la méthode privilégiée pour gélifier les hydrocarbures à des fins de fracturation. Comme le suggèrent (**Figure III-9**), les interactions entre les complexes d'aluminium et les molécules d'esters de phosphate produisent une longue chaîne polymère (Ballard, T.J et al, 1987).

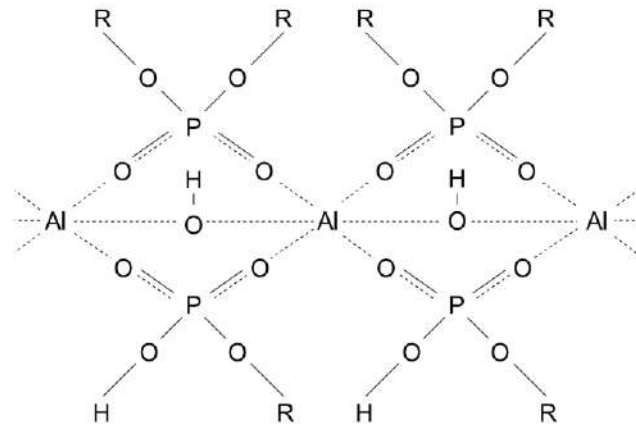


Figure III-9 Structure proposée de la chaîne polymère de l'ester phosphate d'aluminium (Ballard, T.J et al, 1987)

Les groupes R indiqués dans (**Figure III-9**) sont des chaînes d'hydrocarbures qui doivent être solubles dans l'huile à gélifier. Les groupes R solubles maintiennent le polymère d'ester de phosphate d'aluminium en solution.

Certains composés de poids moléculaire élevé, notamment les paraffines et les asphaltènes, ne sont pas compatibles avec le système gélifiant à base de phosphate d'aluminium.

III.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, des parties du front de fracture sont dissoutes. Comme l'acide qui s'écoule a tendance à attaquer de manière non uniforme, des canaux conducteurs sont créés et restent généralement en place lorsque la fracture se referme (Assem, A.I et al, 2017).

III.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.

III.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.

Le gaz sous pression (azote ou dioxyde de carbone) contenu dans une mousse se dilate lorsque le puits est refoulé et force le liquide à sortir de la fracture. En outre, la phase liquide est minimale car les mousses contiennent jusqu'à 95 % de gaz en volume. Dans le cas d'un fluide à base d'eau, le fait de mousser le fluide réduit considérablement la quantité de liquide en contact avec la formation. Par conséquent, les mousses fonctionnent bien dans les formations sensibles à l'eau (Khade, S.D et al, 2004).

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 :

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

En dessous de 52%, une mousse stable n'existe pas car il n'y a pas d'interactions bulle/bulle pour fournir une résistance à l'écoulement ou à la séparation par gravité (Mitchell, 1969). Au-dessus de 52% de gaz, la concentration de gaz est suffisamment élevée pour que les surfaces des bulles se touchent.

III.2.4.2. Émulsions

Une émulsion est une dispersion de deux phases non miscibles. 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 élevé, plus la résistance au mouvement des gouttelettes est importante, d'où une viscosité plus élevée.

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.

L'émulsion se brise généralement en raison de l'adsorption de l'émulsifiant sur la roche de la formation ; étant donné la faible quantité de polymère utilisée, ce type de fluide est connu pour

causer moins d'endommagements à la formation et pour se nettoyer rapidement (Khade, S.D et al, 2004).

Les inconvénients des polyémulsions sont une pression de friction élevée et un coût élevé du fluide (sauf si l'hydrocarbure est récupéré). Les polyémulsions s'amincissent également de manière significative lorsque la température augmente, ce qui limite leur utilisation dans les puits chauds.

III.3. Additives du fluide de fracturation

III.3.1. Agent de réticulation

Un certain nombre d'ions métalliques peuvent être utilisés pour réticuler les polymères hydrosolubles (Conway et al., 1980). Les composés de borate, Ti (IV), Zr (IV) et Al (III) sont des réticulants fréquemment utilisés. Les composés de borate (Deuel et Neukorn, 1949) et les complexes de métaux de transition réagissent avec le guar et le HPG par l'intermédiaire de paires cis-OH sur les chaînes latérales du galactose pour former un complexe.

III.3.1.1. Réticulant du Borate

L'un des réticulants les plus simples, l'ion borate, est utilisé pour produire des gels très visqueux avec du guar et du HPG qui peuvent être stables au-dessus de 300°F. À un pH supérieur

L'ion borate $B(OH)_4^-$ est considéré comme l'espèce réticulant.

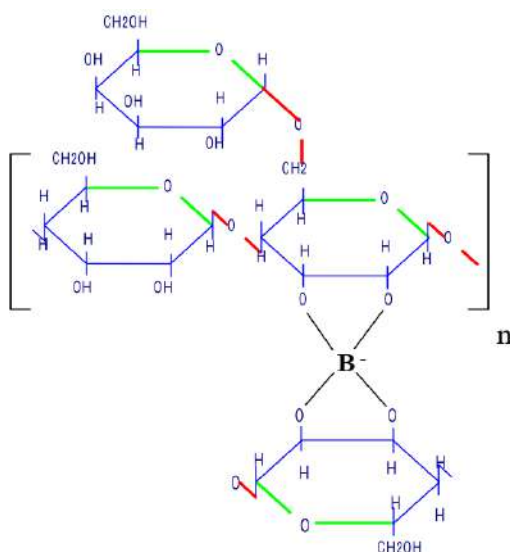
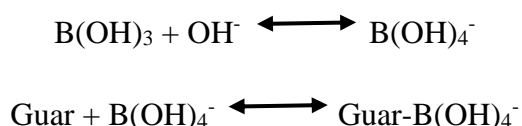


Figure III-10 Mécanisme de réticulation proposé (Acharya, A.R, 1988)

Quelle que soit la source de borate (acide borique, sel de borate ou complexe de borate), un pH élevé est nécessaire pour déplacer l'équilibre et maintenir une concentration adéquate d'ions

borate (Prud'homme, 1991) les ions borate et le guar forment un gel extrêmement visqueux en quelques secondes (**Figure III-10**) (Acharya, A.R, 1988).

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



L'ion borate réagit avec les cis-diols (=OH-groupes qui sont orientés dans la même direction) dans le guar ou pour former des réticulations (**Figure III-11**). D'un point de vue thermodynamique, la réaction de $[\text{B(OH)}_4]^-$ avec deux groupes hydroxyle est plus favorable que la réaction avec un groupe -OH en raison des effets de chélation et d'entropie (Acharya, A.R, 1988).

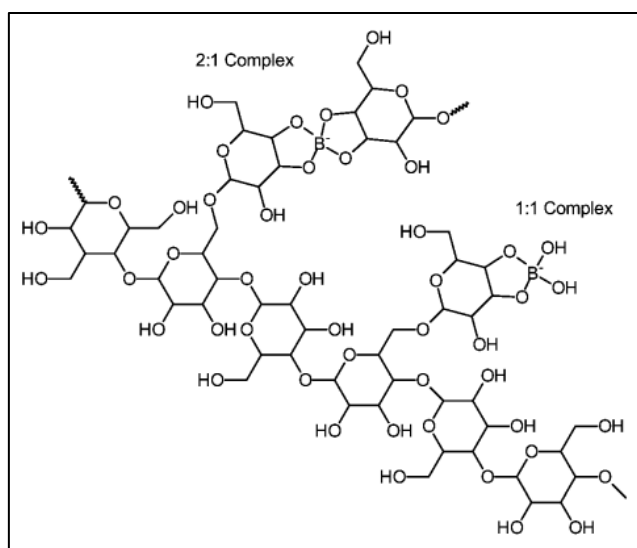


Figure III-11 Guar réticulé au borate (Acharya, A.R, 1988)

La réticulation du borate est réversible ; les réticulations se forment puis se rompent, pour se reformer ensuite (Deuel et Neukorn, 1949). Si le polymère n'est pas dégradé thermiquement, ce comportement réversible continue à s'adapter aux changements de taux de cisaillement ou de température.

III.3.1.2. Réticulants à base de métaux de transition

Les réticulants à base de métaux de transition ont été développés pour des applications à haute température et/ou des environnements à faible pH. Les complexes de titane et de zirconium ont été utilisés le plus fréquemment en raison de leur affinité à réagir avec les fonctionnalités de l'oxygène (groupes cis-OH et carboxyle), de leurs états d'oxydation +4 stables (Cotton et Wilkinson, 1972) et de leur faible toxicité.

La liaison métal de transition-polymère est sensible au cisaillement. Un fort cisaillement dégrade de manière irréversible les fluides réticulés par un métal de transition (Craigie, 1983). La (**Figure III-12**) présente trois des complexes de titane les plus couramment utilisés ; les complexes de zirconium respectifs peuvent avoir des structures similaires (Boles, J.L et al, 1996).

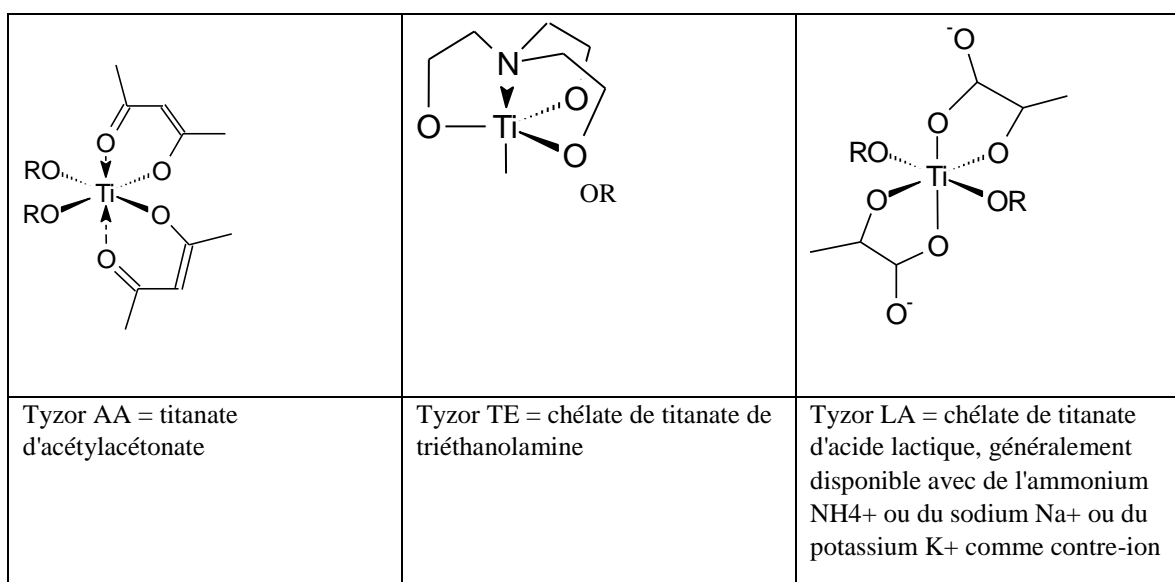


Figure III-12 Exemples d'agents de réticulation à base de titanate complexé (Boles, J.L et al, 1996)

Les complexes de titane et de zirconium utilisés sont généralement à base aqueuse. L'espèce thermodynamiquement préférée est l'oxyde TiO₂ ou ZrO₂ respectivement, ce qui signifie que la force motrice de toutes les réactions dans l'eau ciblera l'oxyde.

Tableau III-1 Caractéristiques des réticulants couramment utilisés (Boles, J.L et al, 1996)

Réticulant	Borate	Titanate	Zirconite	Aluminium
Polymères réticulables	Guar, HPG,	Guar, HPG,	Guar, ‡ HPG, ‡	CMHPG, CMHEC
	CMHPG	CMHPG, CMHEC†	CMHPG, CMHEC†	
Gamme de pH	8–12	3–11	3–11	3–5

Limite supérieure de température (°F)	325	325	400	150
Dégradé par cisaillement	No	Yes	Yes	Yes
†Réticulation à faible pH (3-5) uniquement.				
‡High-pH (7-10) réticulation uniquement.				

III.3.2. Briseurs de gel (Breakers)

Les briseurs de gel sont utilisés pour réduire la viscosité du fluide mélangé au proppant. Les briseurs réduisent la viscosité en scindant le polymère en fragments de faible poids moléculaire. L'augmentation de la concentration en polymère entraîne une augmentation importante de la viscosité. Par exemple, la viscosité d'un fluide guar non cassé contenant du polymère à 200 lb/1000 gal (20 lb/1000 gal) s'est concentrée 10 fois à cause de la perte de fluide (Pope, 1994).

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 cesse (et que la fracture se ferme) et devrait alors réagir rapidement avec le gel.

III.3.2.1. Oxydant

Les brisants oxydants sont largement utilisés dans les applications de fracturation. Le processus par lequel l'oxydant agit est la libération de radicaux libres qui agissent sur les liaisons ou les sites oxydables qui sont sensibles (Almond, S et al, 1984).

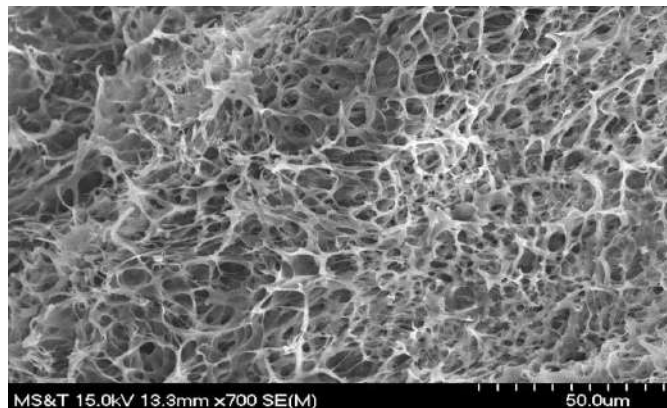


Figure III-13 Structure of RPPG before degradation (Almond, S et al, 1984)

Les radicaux libres sont des ions chargés d'électrons non appariés et sont très réactifs en raison de leur tendance naturelle à former des liaisons par paire d'électrons. Ils peuvent générer des radicaux libres en stabilisant l'activation thermique ou catalytique des espèces oxydantes

[19]. Les (Figure III-13, Figure III-14) ci-dessous montrent la structure des gels de particules réticulables (RPPG) avant et après dégradation (Almond, S et al, 1984).

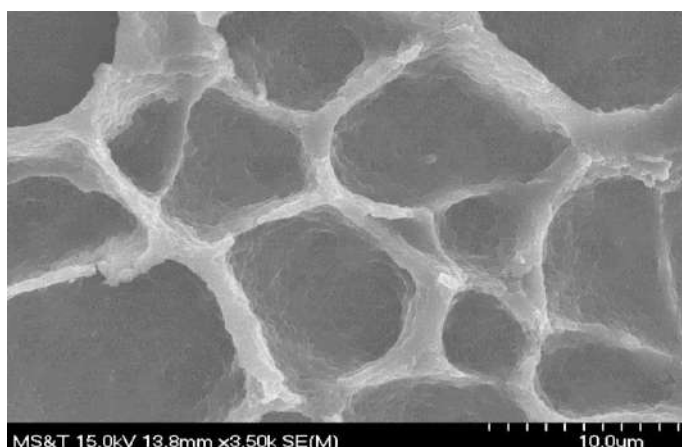


Figure III-14 Structure of RPPG after degradation (Almond, S et al, 1984)

Les briseurs oxydants les plus courants sont les sels d'ammonium, de potassium et de sodium du peroxydisulfate. La décomposition thermique du peroxydisulfate (persulfate) produit des radicaux sulfates hautement réactifs qui attaquent le polymère, réduisant son poids moléculaire et sa capacité de viscosité :

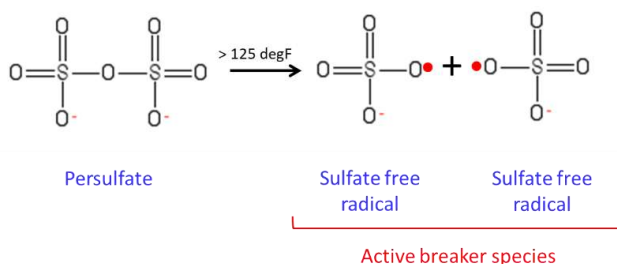


Figure III-15 Chimie de rupture du persulfate d'ammonium [154]

Le sel persulfate le plus couramment utilisé est le peroxydisulfate d'ammonium (ASP) en raison de sa plus grande solubilité dans l'eau que les autres sels persulfates. L'ASP est largement utilisé dans le traitement des fluides de fracturation, il peut dégrader plusieurs types de gels dont la gomme de guar et le guar hydroxylpropylique (HPG) (Bielewicz, V. K. L., 1998).

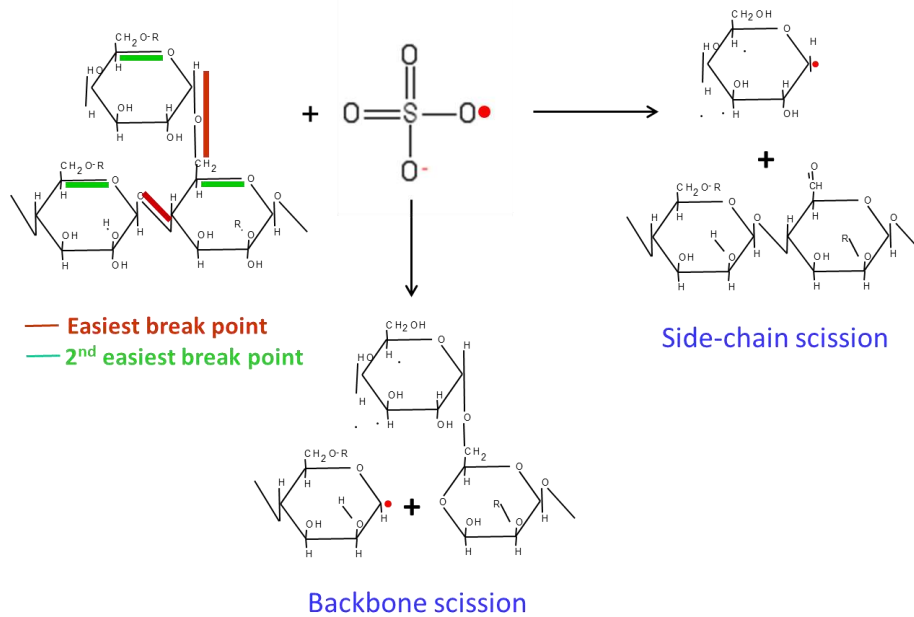


Figure III-16 Chimie du clivage des polymères (Bielewicz, V. K. L., 1998)

III.3.2.2. Briseurs enzymatiques

Les enzymes sont de grandes protéines hautement spécialisées produites par des organismes et constituées d'acides aminés à longue chaîne reliés par des liaisons peptidiques [176]. Les enzymes peuvent être considérées comme respectueuses de l'environnement car elles ne sont pas toxiques et peuvent être facilement décomposées et réabsorbées dans l'environnement.

Les enzymes ont la capacité d'accélérer les réactions chimiques en tant que catalyseurs. L'activité catalytique ne modifie pas la structure de l'enzyme pendant le début de la réaction, de sorte que l'enzyme peut déclencher une autre enzyme (Boles, J.L et al, 1996).

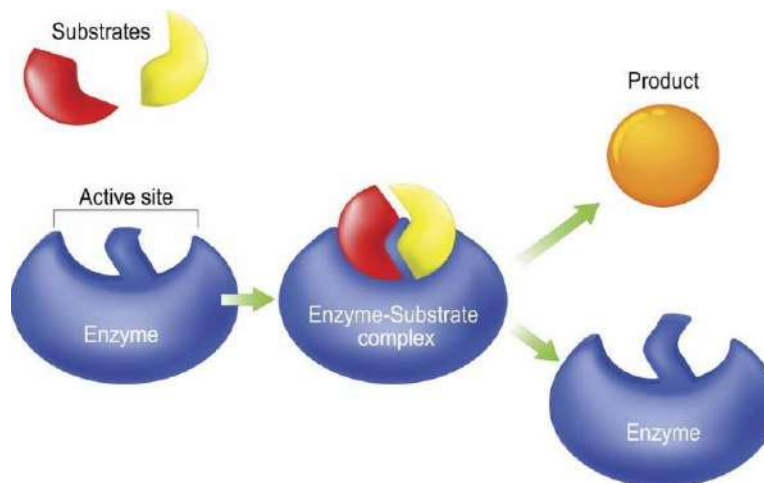


Figure III-17 Mécanisme de dégradation des enzymes (Boles, J.L et al, 1996)

Le mécanisme de dégradation des enzymes est illustré ci-dessus (**Figure III-17**). La réaction des enzymes commence par le principe de la " serrure et de la liaison ", ce qui signifie que pour réagir avec le substrat, l'enzyme particulière doit avoir une configuration tridimensionnelle et un site actif qui est spécifiquement complémentaire du site du substrat qu'elle doit faire réagir, sinon, si la forme de l'enzyme n'est pas complètement complémentaire de la forme du substrat, comme la clé de la serrure d'assemblage, la réaction ne se fera pas (Boles, J.L et al, 1996).

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

III.3.2.3. Briseurs encapsulés

Les briseurs encapsulés ont été développés pour permettre l'utilisation de concentrations élevées de briseurs sans compromettre la viscosité du fluide pendant le pompage (Gulbis et al., 1992). Dans un briseur encapsulé, le briseur actif est recouvert d'un film qui agit comme une barrière entre le briseur et le fluide de fracturation. Le briseur peut être libéré à la suite d'un écrasement (Nolte, 1985), d'une rupture osmotique (Walles et al., 1988) ou de la diffusion du produit chimique du briseur (Gupta et Cooney, 1992) à travers le polymère de barrière.

Tous les types de produits chimiques, y compris les enzymes et les acides, peuvent être encapsulés. L'encapsulation est généralement coûteuse, de sorte qu'un mélange d'agents de rupture dissous et encapsulés peut être utilisé pour obtenir le niveau d'agent de rupture souhaité au moindre coût.

III.3.3. 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.

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.

III.3.4. Bactéricides

Les biocides sont utilisés pour tuer les bactéries. Les bactéries aiment se nourrir de polymères naturels présents dans les fluides de fracturation. Elles peuvent donc réduire la viscosité du fluide de fracturation et lui faire perdre sa capacité à transporter les agents de soutènement.

En outre, les bactéries peuvent également faire en sorte que les fluides du réservoir produisent du sulfure d'hydrogène et deviennent acides, ce qui peut constituer un énorme problème. C'est pourquoi des biocides sont ajoutés aux réservoirs de mélange des fluides de fracturation. L'un des exemples les plus courants de biocides est le glutéraldéhyde qui offre une très bonne protection contre les bactéries réductrices de sulfate (SRB) (Modern Fracturing, 2007).

III.3.5. Stabilisateurs

Les stabilisateurs sont utilisés pour empêcher la dégradation des gels de polysaccharides à des températures supérieures à 200°F (Thomas et Elbel, 1979). Les stabilisateurs courants sont le méthanol et le thiosulfate de sodium ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$).

Le thiosulfate de sodium est généralement utilisé à raison de 10 à 20 lbm/1000 gal. Le thiosulfate de sodium est le plus efficace des deux, augmentant la viscosité à des températures élevées par un facteur de 2 à 10, selon la température et le temps d'exposition à la température (Thomas et Elbel, 1979).

Le pH du fluide doit également être pris en compte pour maximiser la stabilité du fluide. Le guar et ses dérivés sont hydrolysés à faible pH, en particulier à des températures élevées (>200°F). Par conséquent, si la stabilité à long terme du fluide est souhaitée, il faut utiliser un fluide à pH élevé.

III.3.6. Stabilisateurs d'argile

Les stabilisateurs d'argile sont des sels comme le chlorure d'ammonium ou le chlorure de potassium, ajoutés de potassium, ajoutés aux fluides de fracturation à base d'eau pour empêcher le gonflement des sensibles à l'eau, c'est-à-dire les formations qui contiennent des argiles pouvant être mobilisées l'eau (Modern Fracturing, 2007).

III.3.7. Tensioactifs

Les tensioactifs sont utilisés pour réduire les tensions superficielles et interfaciales, et modifier la mouillabilité des fluides pour faciliter leur récupération dans la formation.

La réduction de la tension interfaciale entre les fluides du réservoir et l'eau empêche la formation d'émulsions et réduit la perméabilité. La modification de la mouillabilité du fluide de fracturation, en changeant son angle de contact de filtration dans la formation, facilite le refoulement (Modern Fracturing, 2007).

III.4. Rhéologie du fluide de fracturation

Les exigences relatives aux fluides de fracturation sont de développer une viscosité suffisante au moment et à la température d'exposition pour créer une géométrie de fracture et transporter l'agent de soutènement tout au long de la fracture, avoir une viscosité contrôlable pendant et après le travail (profil de rupture), une faible friction dans les tubulaires pendant le pompage, une bonne propriété de filtration du fluide, être compatible avec les fluides de formation et de complétion, moins coûteux et non polluant à l'environnement (Clark, P.E, 1979).

III.4.1. Viscosité du fluide de fracturation

La viscosité est une mesure de la résistance d'un fluide à la déformation sous l'effet d'une force ou d'une pression appliquée. La plupart des fluides de fracturation sont des fluides non newtoniens, ce qui signifie que leur viscosité dépend du taux de cisaillement. La rhéologie des fluides de fracturation est définie par le modèle de loi de puissance, illustré dans l'équation (Clark, P.E, 1979) :

$$\tau = K\gamma^n \quad \text{III-2}$$

Où τ est la contrainte de cisaillement en unités de lbf/ft^2 , γ est le taux de cisaillement en sec^{-1} , K est l'indice de consistance en unités de $\text{lbf-sec}^n/\text{ft}^2$ et n est l'indice de comportement d'écoulement sans dimension. (Clark, P.E, 1979)

Les valeurs de n et K sont calculées en traçant un graphique log-log (**Figure III-18**) de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement.

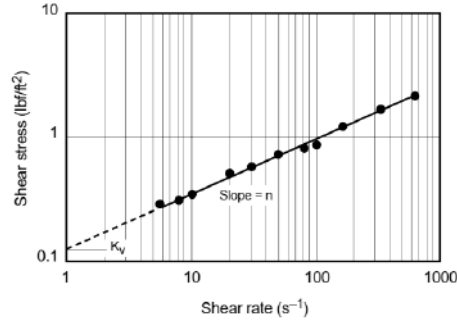


Figure III-18 Détermination des coefficients de loi de puissance à partir données du viscosimètre capillaire. (Craigie, L.J, 1983)

Les propriétés des fluides sont généralement mesurées à l'aide de viscosimètres rotatifs à géométrie cylindrique. Ainsi, les paramètres obtenus dépendent de la géométrie et sont représentés par n et K_v . Ces paramètres ont été calculés pour tous les essais de viscosité réalisés dans cette étude. (Craigie, L.J, 1983)

$$\mu_a = \frac{K}{\gamma^{1-n}} \quad \text{III-3}$$

La pente de la partie rectiligne est égale à l'indice de comportement n , et la valeur de τ à $\gamma = 1,0 \text{ s}^{-1}$ est égale à l'indice de cohérence K . Un tracé log-log de μ_a en fonction de γ a une pente rectiligne de $n - 1$ lorsque le modèle de loi de puissance est applicable selon l'équation.

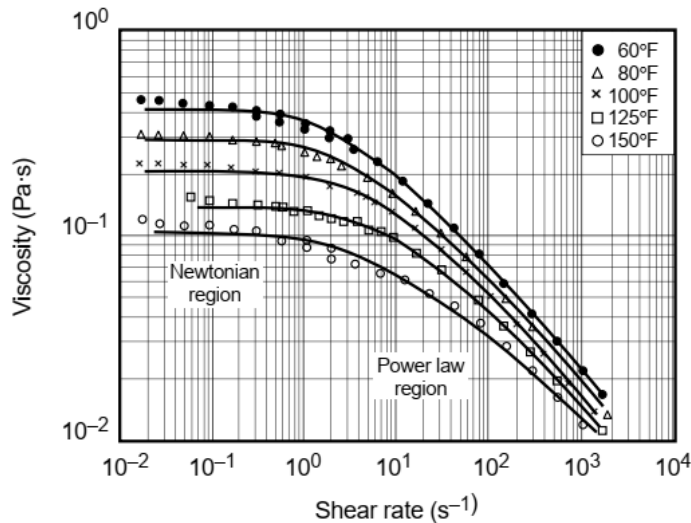


Figure III-19 Viscosité de cisaillement de l'hydroxypropylguar (0,48 %) dans l'eau) (Craigie, L.J, 1983)

III.4.2. Taux de cisaillement, γ

En mécanique des fluides, le taux de cisaillement est une mesure de la vitesse à laquelle un fluide s'écoule devant une surface fixe. Le taux de cisaillement peut être considéré comme une mesure de l'agitation d'un fluide. (Craigie, L.J, 1983)

III.4.3. Contrainte de cisaillement, τ

La contrainte de cisaillement est la résistance que le fluide oppose à un taux de cisaillement appliqué. Par exemple, il faut plus de force (ou de pression) pour pomper de l'eau à 20 bpm qu'à 10 bpm. (Goel, N et al, 2001)

III.4.4. Indice de comportement (n')

Il décrit le degré de déviation des fluides newtoniens, n' est égal à la pente de la ligne droite sur le tracé log-log et il est sans dimension. La plupart des fluides de fracturation sont pseudo-plastiques lorsque $n' < 1$ et il influence le profil d'écoulement à l'intérieur d'un tuyau. (Goel, N et al, 2001)

III.4.5. Indice de consistance (K')

K' peut être trouvé à l'intersection entre la ligne droite et l'axe Y sur le graphique log-log. Cette valeur donne une indication de la viscosité du fluide et son unité de mesure est $\text{lbf}/\text{sec}^n/\text{ft}^2$.

III.4.6. API RP 39 Essai de viscosité

Les tests rhéologiques tels que l'API RP 39 visent à caractériser les fluides de fracturation dans des conditions de fond de trou à l'intérieur de la fracture (temps, température et taux de cisaillement) afin de déterminer les paramètres techniques (connus sous le nom de loi de puissance [n',k']).

Le taux de cisaillement sur des travaux de fracturation typiques varie de quelques dizaines de s^{-1} à quelques centaines de s^{-1} comme le montre (**Figure III-20**) ci-dessous.

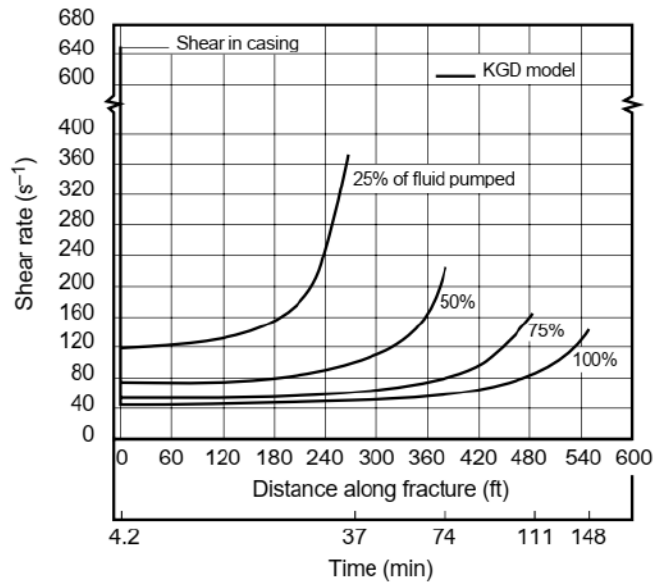


Figure III-20 Profil du taux de cisaillement pendant une opération de fracture (Goel, N et al, 2001)

L'API suppose que :

- La température de l'échantillon doit atteindre la cible (+/- 5 degF) dans les 20 minutes de l'essai.
- Les rampes de cisaillement doivent commencer lorsque la température de l'échantillon atteint 90% de la cible ou après les 20 premières minutes.
- Les rampes de cisaillement (taux de cisaillement nominal de 100s-1, 75s-1, 50s-1, 25s-1, 75s-1, 100s-1 points bleus) doivent être réparties uniformément toutes les 30 minutes avec un taux de cisaillement constant de 100s-1 entre les deux pour toute la durée de l'essai.

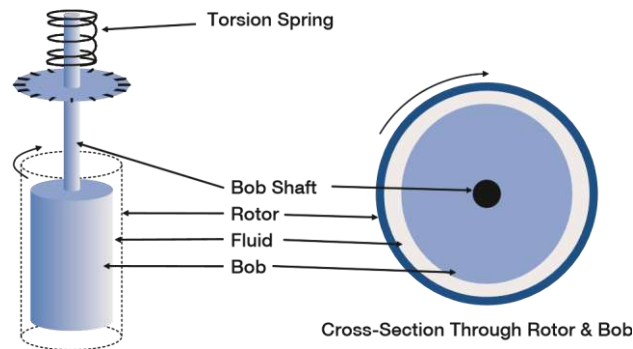


Figure III-21 Illustration schématique de la configuration du rotor et de la bobine utilisés pour mesurer la viscosité. (Hill, A et al, 2006)

Parfois, des taux de cisaillement plus faibles sont utilisés entre les rampes de cisaillement ($40s^{-1}$ au lieu de $100s^{-1}$) en faisant valoir que cela est plus proche de la réalité, mais cela a pour but de fournir une exposition au cisaillement plus faible au fluide et d'obtenir une viscosité plus élevée.

La viscosité déterminée à partir de la géométrie de couette est dite "apparente" car le régime de cisaillement n'est pas uniforme dans toute la géométrie de déformation. Elle s'approche d'un régime de déformation uniforme lorsque l'écart entre la bobine et la coupelle est à la limite de zéro. Dans les géométries normalement utilisées dans Fann 50 R1-B2, R1-B5 (**Figure III-21**). (Hill, A et al, 2006)

III.4.7. Régimes d'écoulement

La (**Figure III-22**) illustre les trois différents régimes d'écoulement qu'un fluide peut connaître, l'écoulement piston étant à la vitesse la plus faible du fluide et l'écoulement turbulent étant à la vitesse la plus élevée.

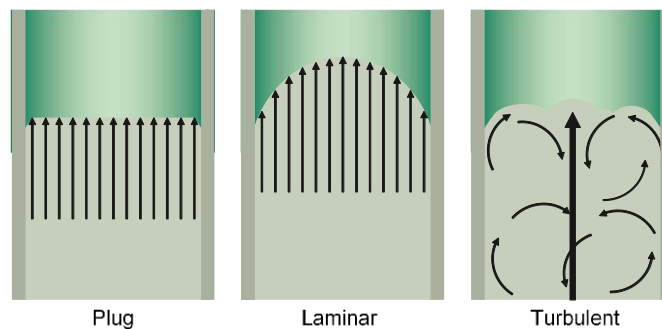


Figure III-22 Les trois régimes d'écoulement [151]

Le régime d'écoulement est déterminé à l'aide du nombre de Reynold (N_{Re}), comme suit :

$N_{Re} < 100$	Écoulement piston
$100 < N_{Re} < 2000$	Écoulement laminaire
$N_{Re} > 2000$	Écoulement turbulent

Le nombre de Reynold pour un écoulement dans un tuyau peut être trouvé à partir de :

$$N_{Re} = 15.49 \frac{\gamma_{fluid} v^{2-n'}}{K'(96/d)^{n'}} \quad III-4$$

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

$$v = 17.157 \frac{q}{d^2} \quad III-5$$

Avec q en bpm et d en pouces. (Hill, A et al, 2006)

III.4.7.1. Écoulement piston

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

III.4.7.2. Écoulement laminaire

Lorsque le débit augmente, le profil de vitesse commence à changer. Le fluide proche des parois du tuyau (ou du conduit, ou de la fracture) s'écoule le plus lentement, tandis que le fluide au centre du tuyau s'écoule le plus rapidement. La vitesse du fluide est fonction de la distance par rapport à la paroi du tuyau. Ce type d'écoulement est également connu sous le nom de flux laminaire. (Khade, S.D et al, 2004)

III.4.7.3. Écoulement turbulent

Lorsque le débit continue d'augmenter, le contraste de vitesse dans la zone d'écoulement devient insoutenable, et le fluide se décompose en un écoulement turbulent. Celui-ci se caractérise par une série de tourbillons et de remous à petite échelle, se déplaçant tous dans la même direction générale. (Khade, S.D et al, 2004)

III.5. Endommagement due au fluide de fracturation

Un gel non brisé ou un polymère peut entraîner une réduction importante de la perméabilité du Pack d'agents de soutènement 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.

Plusieurs propriétés peuvent être utilisées pour évaluer la performance de la dégradation, notamment la viscosité et la concentration des gels, ainsi que le poids des résidus des gels. Cependant, la dégradation des gels ne signifie pas le retour du fluide, car après la dégradation,

il reste beaucoup de résidus qui endommage la perméabilité des noyaux (Khade, S.D et al, 2004).

III.5.1. 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. (Kraynik, A.M et al, 1984)

III.5.2. 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.

Le peroxydisulfate d'ammonium (APS) est l'un des oxydants les plus couramment utilisés. Et l'enzyme la plus utilisée est l'enzyme spécifique de liaison (LSE). On a observé que les casseurs enzymatiques permettaient une réduction du poids moléculaire plus efficace que les casseurs oxydants. Des études ont montré que les broyeurs enzymatiques continuent à catalyser la réduction du poids moléculaire des polymères pendant au moins huit semaines (Kraynik, A.M et al, 1984).

L'augmentation de la concentration du brisant raccourcit le temps de dégradation et augmente le degré de dégradation. Cependant, une concentration élevée de rupteurs est nécessaire pour réduire les endommagements de l'emballage (Kraynik, A.M et al, 1984).

III.5.3. Température.

Bien que les différents types de rupteurs aient des plages de température d'application différentes, lorsque la température dépasse la température d'application la plus élevée, les rupteurs peuvent se décomposer, ce qui réduit l'effet de dégradation (Kraynik, A.M et al, 1984). Avec une température plus élevée, même sans ajout de rupteurs, la viscosité du gel diminuera, ce qui est similaire à la dégradation du gel.

La température peut également raccourcir le temps nécessaire pour que les gels se dégradent jusqu'à la performance de dégradation attendue, et l'utilisation de dispersants d'agrégats polymères peut réduire le blocage des pores à haute température, ce qui permet de conserver

une perméabilité jusqu'à 150 % supérieure à celle des rupteurs séparés (Kraynik, A.M et al, 1984).

Cependant, cela ne signifie pas que plus la température est élevée, meilleur est le degré de dégradation. Les différents broyeurs ont des plages d'application de température différentes, si la température est supérieure à la plage, le degré de dégradation diminuera. En particulier pour les enzymes, lorsque la température est de 75°F.

En outre, pour l'application des oxydants, il existe encore des limitations de température. Si la température est trop élevée, les brisants peuvent se décomposer et perdre la capacité de dégrader les gels.

III.5.4. 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, et diminue dans l'ordre de $Al_3^+ > Mg_2^+ > Ca_2^+ > Na^+$ avec la même concentration d'ions (Liu, Y et al, 2005).

En ce qui concerne l'effet des valeurs de pH, le pH peut affecter le processus de dégradation, en particulier pour les enzymes. Les environnements d'application des enzymes sont généralement recommandés comme légèrement acides (Liu, Y et al, 2005).

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, les enzymes sont inactives mais peuvent encore dégrader les gels lorsque le pH diminue, tandis que lorsque le pH augmente jusqu'à 12, les enzymes se dénaturent et ne peuvent plus dégrader les gels (Liu, Y et al, 2005).

III.6. Conclusion

Le polymère qui se concentre dans le pack de proppant en raison de la fuite de fluide et de la réduction de volume pendant la fermeture de la fracture est la principale cause d'endommagements du pack de proppant. Les fluides réticulés aux borates sont moins endommageants que les fluides réticulés aux organométalliques et la perméabilité du pack de proppant est liée à la quantité et à l'efficacité du briseur.

La concentration du polymère et le type de réticulant sont encore plus importants que le type de polymère lorsqu'on considère l'effet du fluide de fracturation sur la conductivité du pack de proppant.

Ainsi, une grande attention doit être accordée à la perméabilité retenue par la fracture qui conditionne le succès de l'opération de fracturation hydraulique.

IV. Chapitre IV
Etude expérimentale de la conductivité des
agents de soutènement

IV.1. Introduction

Pendant l'opération de fracturation hydraulique, d'énormes quantités de gel sont pompées dans la formation pour initier la fracture, la maintenir ouverte et transporter le proppant. La conductivité de la fracture adimensionnelle (F_{cd}) est un paramètre clé pour optimiser la conception de la fracturation, pour estimer l'indice de productivité (PI) et le Folds Of Increase (FOI).

Cependant, ces paramètres sont affectés par les résidus de gel qui diminuent la conductivité de la fracture ; ainsi, le nettoyage des agents de soutènements est une étape très importante pour éviter des endommagements supplémentaires causés par le fluide de fracturation en raison de la concentration élevée de gel et du temps de séjours de gel restant dans la fracture avant le Clean-up.

Pendant toute la durée de vie du champ de Hassi Messaoud, en Algérie, la technique de fracturation hydraulique a été utilisée principalement dans quatre formations productrices du Cambrien, avec des caractéristiques de formation dure, une gamme de perméabilité moyenne et une faible pression de réservoir (0,15 - 0,45 psi/ft) et une valeur de contrainte élevée entre 6 000 psi et 9 000 psi.

Dans ce chapitre, une simulation expérimentale est appliquée à l'aide d'une cellule autoportée pour déterminer l'effet de différents paramètres sur la conductivité de la fracture dans diverses conditions de fond où multiples variables ont été utilisées.

Tous ces tests ont été effectués à long terme. Une chute importante de la conductivité de la fracture a été observée, variant entre 10 % et 80 % sous des contraintes à intervalle de 2 000 psi et 8 000 psi, une concentration de gel allant jusqu'à 200 lb/1000 gal, à différentes concentrations de briseur de gel à temps et température prolongés.

Ensuite, la rhéologie du fluide réticulé au borate a été étudiée avec des concentrations de briseurs de courant différents dans des conditions de fond de trou à l'aide du rhéomètre Fann50.

Les résultats montrent que la viscosité du fluide, bien que l'utilisation d'un agent de rupture ait permis de conserver des fragments de gel qui bloquent les pores du Pack de proppant et limitent le flux de la source vers le puits à travers la fracture.

La viscosité des échantillons de gel de flow-back collectés montre une viscosité instable avec des pics élevés de viscosité du gel qui représente la viscosité des parties non cassées du gel.

IV.2. Problématique

L'objectif principal d'une opération de fracturation hydraulique est d'augmenter la productivité du puits en créant un chemin hautement conducteur par rapport à la perméabilité du réservoir. La conductivité des fractures fait l'objet d'études depuis le début de la fracturation hydraulique.

En janvier 2019, près de 500 puits ont été fracturés hydrauliquement à Hassi Messaoud, les opérations de fracturation réalisée dans ce champ diffèrent sensiblement des autres champs. Pour maintenir les niveaux de production actuels, des traitements de stimulation sont continuellement effectués pour améliorer la récupération du réservoir (Ricardo Jesus Soto Maldonado, 2019).

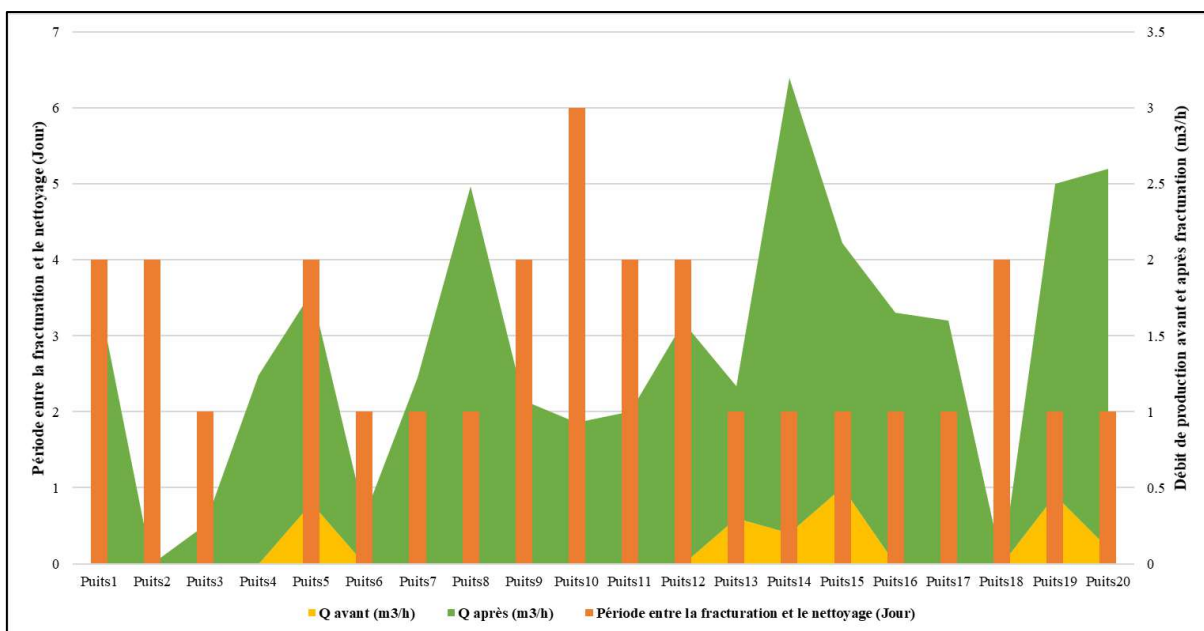


Figure IV-1 Données de 20 puits fracturés à Hassi Messaoud entre 2018 et 2020

Note : Certains puits ont été fermés avant les opérations hydrauliques en raison de la non-rentabilité.

Cependant les technologies de stimulation conventionnelles telles que l'acidification de la matrice et la fracturation hydraulique à base d'eau avec un système de fluide polymère ont souvent des résultats insuffisants (**Figure IV-1**, puits 2, 6 & 18). Cette circonstance peut être expliquée par des paramètres de géométrie de fracture non atteints et une faible conductivité de fracture retenue en raison des endommagements causés par la concentration élevée du polymère et le temps de séjours entre la fermeture et l'opération de Clean-up (**Figure IV-1**, puits 6 & 7), ce retard est principalement dû à l'indisponibilité des unités de Coiled Tubing en raison de l'activité élevée des interventions sur les puits et en raison du coût supplémentaire du travail de nuit.

Dans le champ de Hassi Messaoud ce phénomène est très couramment observé, ci-dessous repris dans le **Figure IV-1** sont 20 puits fracturés, la période entre l'opération de fracturation et l'opération de nettoyage, le taux de production avant et après l'opérations sont également regroupés.

IV.3. Plan de recherche

L'objectif de cette étude est de déterminer l'effet des facteurs suivants sur la conductivité de la fracture :

- Effet du type de proppant ;
- Effet de la concentration de gel de guar ;
- Effet de la température sur la rétention du polymère ;
- Effet de la concentration du briseur ;
- Effet de la pression de fermeture ;
- Effet de la rhéologie du fluide de fracturation.

Ce chapitre, par conséquent, mènera une série de simulation d'expériences pour identifier l'effet des paramètres mentionnés sur la conductivité de la fracture dans des conditions de fond en utilisant une cellule fabriquée qui est simple, robuste et originale.

IV.4. Caractérisation des échantillons

IV.4.1. Agents de soutènement

Deux types des agents de soutènements ont été sélectionnés pour mesurer la leurs conductivités dans les conditions de fonds :

- Agents de soutènements à base de bauxite de taille 20/40. **Figure IV-2.**
- Agents de soutènements à base de bauxite de taille 30/50. **Figure IV-3.**



Figure IV-2 Agent de soutènement en Bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences



Figure IV-3 Agent de soutènement en Bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences

Ces deux types sont largement utilisés dans le champ de Hassi Messaoud (**Figure IV-4**) à cause des contraintes élevées de la roche. Voir chapitre I pour plus d'information sur ce type d'agents de soutènement.

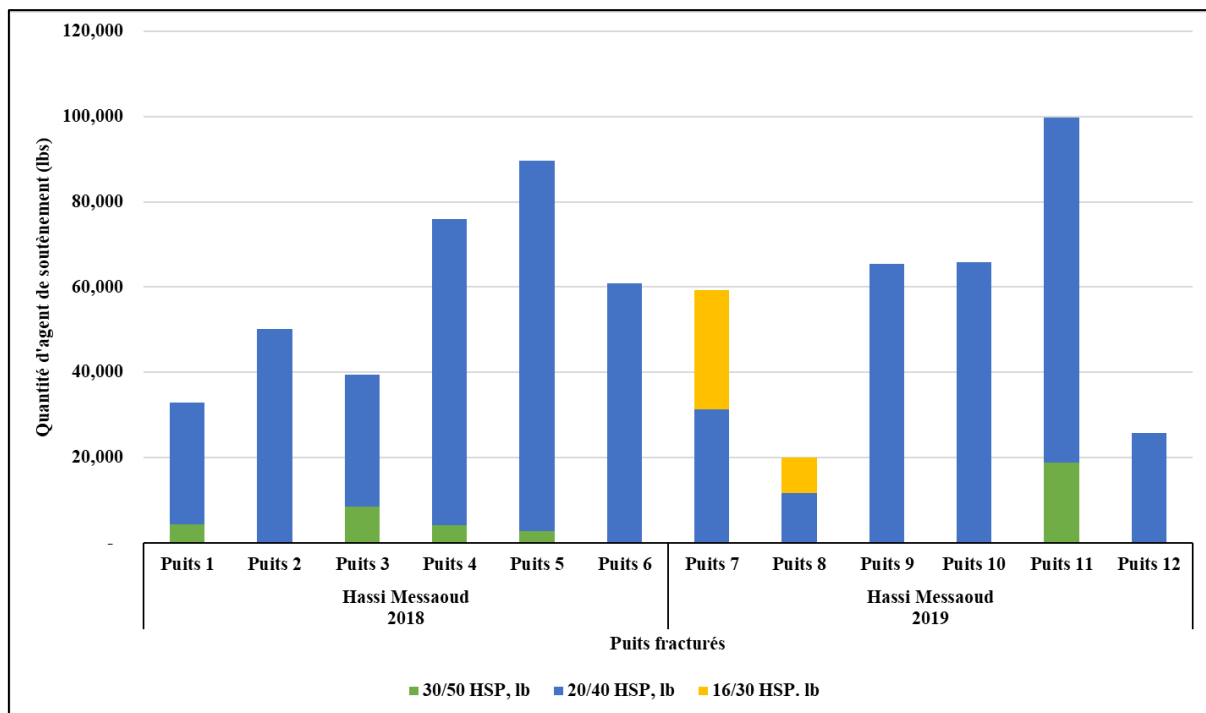


Figure IV-4 Quantité des agents de soutènement en Bauxite utilisés à Hassi Messaoud

Une fracturation à Hassi Messaoud commence généralement par le placement d'une quantité des agents de soutènement en Bauxite de taille 30/50 avec une concentration progressive de 1 à 2 PPA, suivi des agents de soutènement en Bauxite de taille 20/40 de 3 à 6, 7 ou 8 PPA (**Tableau IV-1**).

Tableau IV-1 Exemple de programme de pompage mesuré pour une fracturation dans le champ d'Hassi Messaoud.

Nom de la phase	Volum e du Slurry (bbl)	Débit du Slurry (bbl/min)	Temps de pompag e (min)	Type de fluide	Volum e du fluid (gal)	Type des agents de soutènemen t	Concentra tion des agents de soutèneme nt (PPA)	Masse des agents de soutène ment (lb)
Pre-Pad	99.8	27.2	4.4	Gel linéaire 35 lb/1000 gal	4168		0.0	0
Pad	379.4	34.9	10.9	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	15933		0.0	0

1.0 PPA	86.1	35.1	2.5	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	3501	30/50 en Bauxite	1.0	3468
2.0 PPA	90.8	35.2	2.6	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	3575	30/50 en Bauxite	2.0	7038
3.0 PPA	104.9	35.2	3.0	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	4001	20/40 en bauxite	3.0	12123
4.0 PPA	107.9	35.1	3.1	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	4003	20/40 en bauxite	4.0	15909
5.0 PPA	111.1	35.2	3.2	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	4003	20/40 en bauxite	5.0	19902
6.0 PPA	85.7	35.1	2.4	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	3002	20/40 en bauxite	6.0	17916
7.0 PPA	150.5	35.2	4.3	Gel réticulé (35 lb/1000 gal) en Borate	5129	20/40 en bauxite	7.0	36695
Flush	166.9	35.2	4.8	Gel linéaire 35 lb/1000 gal	7026		0.0	0

IV.4.2. Guar gomme

En raison de leur faible coût, de leur haute performance et de leur facilité de manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés (Economides, Michael J., 2000).

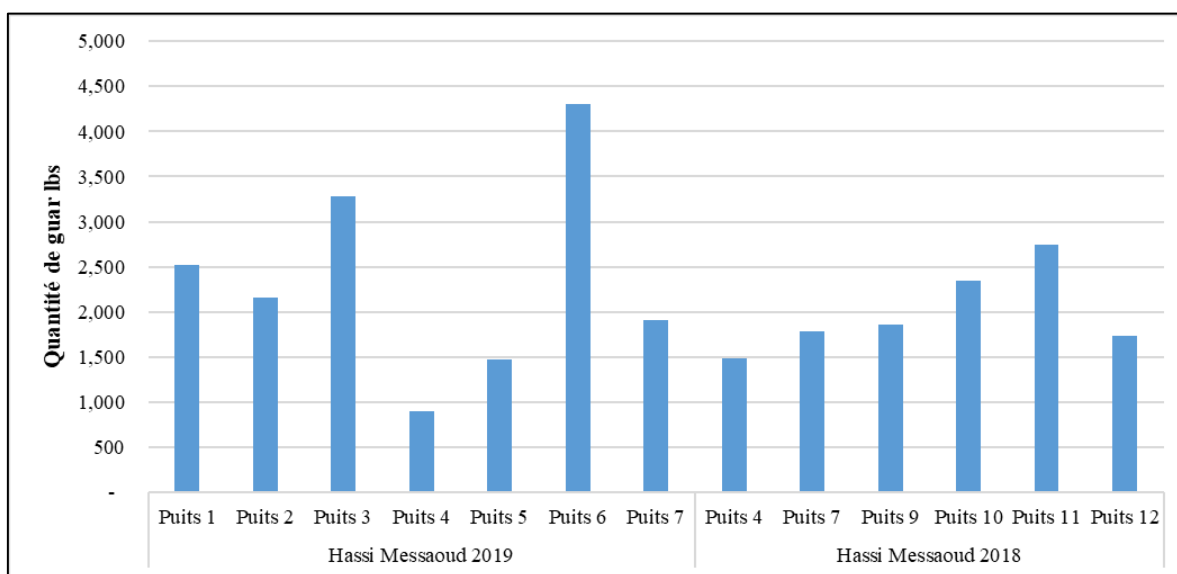


Figure IV-5 Pompage du gel de guar dans le champ de Hassi Messaoud a 35 lbs/1000 gal (2018-2019)

A Hassi Messaoud les fluides de fracturation à base d'eau composés d'un agent gélifiant de guar raffiné (**Figure IV-5**) réticulé par un agent de réticulation de type borate sont largement utilisés à une concentration comprise entre 30 et 35 lb/1000 gal, ce type de fluide est stable dans la température du gisement de Hassi Messaoud 120°C.



Figure IV-6 Échantillon de guar utilisé dans les tests

La poudre de gel de Guar Polysaccharide (**Figure IV-6**) a été utilisée pour préparer le gel linéaire dans les tests du laboratoire. On a estimé que la perte de fluide pendant l'opérations de fracturation et pendant la fermeture augmente la concentration de polymères dans la fracture après la fermeture.

Un activateur de pH comme la Soude caustique a été utilisé pour ajuster le pH du gel linéaire entre 9 et 10 afin que l'agent de réticulation puisse fonctionner correctement. La concentration de l'activateur de pH dépend de la salinité, de la concentration en bicarbonate et de la dureté de l'eau de mixage.

IV.4.4. Briseurs de gel (Breakers)

Les peroxydes inorganiques et organiques ont été décrits dans la littérature (Bielewicz, 1998). Ces matériaux dégradent les chaînes de polymères par des mécanismes d'oxydation sont habituellement utilisés comme briseurs dans la région de Hassi Messaoud, particulièrement le bromate de sodium et les sels de persulfate.



Figure IV-9 Brisure de bromate de sodium utilisée

Le briseur d'oxydation composé de bromate de sodium (**Figure IV-9**) a été utilisé dans les expériences de mesure de la conductivité des agents de soutènement parce qu'il est très soluble dans l'eau et qu'il est ajouté au fluide de fracturation sous forme de solution aqueuse.



Figure IV-10 Brisure de persulfate utilisée

Les sels de persulfate (**Figure IV-10**) ont été considérés dans les tests de rhéologie du fluide de fracturation sont les briseurs d'oxydation les plus couramment utilisés dans les fluides de fracturation.

IV.4.5. Eau distillée et Gasoil

De l'eau distillée a été utilisée pour préparer le gel linéaire et le gel réticulée.

Tableau IV-2 Spécifications du gasoil Algérien

Spécifications	Densité	Viscosité	Point de trouble	Pouvoir calorifique	Point d'éclair
Gasoil	0,820 à 15°C	4 mm ² /s à 20 °C	1°C	43 000 kJ/kg	52 à 66 °C

Du gasoil de Sonatrach a été utilisé pour être injecté et mesurer la perméabilité du proppant.

IV.5. Caractérisation des équipements

IV.5.1. Cellule de confinement

Afin de mesurer la perméabilité de l'échantillon d'agent de soutènement, une cellule de confinement a été proposée (**Figure IV-11**). Un piston en acier inoxydable a été construit pour être rempli d'agent de soutènement et de fluide de fracturation et soumis à une contrainte calculée à une température constante en utilisant différentes concentrations de gel.



Figure IV-11 Composants du piston fabriqués

La cellule (**Figure IV-15**) peut contenir un échantillon de 4 cm de diamètre, une longueur de 10 cm au maximum et une longueur de 5 cm au minimum. Deux petits filtres ont été utilisés dans le canal d'entrée et de sortie du fluide injecté pour éviter le transport de proppant en dehors de la chambre de confinement. La cellule est composée de trois parties principales :

IV.5.1.1. Cylindre :

Il est de 16 cm de longueur, 6 cm de diamètre avec un épaisseur de 1 cm. Le cylindre (**Figure IV-12**) est fileté à sa base pour pouvoir être fermé par le bouchon.

De l'autre côté le cylindre a une extension dans son épaisseur de 2 cm avec 4 trous pour les écrous afin de pouvoir fixer la pression appliquée par le piston sur le proppant.

IV.5.1.2. Piston :

Il a une largeur de 4 cm et une longueur de 11,5 cm. Le piston est équipé de 3 joints toriques pour éviter la fuite de fluide à l'extérieur de la cellule lors de la mesure de la perméabilité. Le piston (**Figure IV-13**) est percé d'un petit canal de 2 mm à l'entrée du fluide dans la chambre de confinement.

Pour pouvoir être connecté à l'installation de mesure de la perméabilité, le piston a une extension fileté de l'autre côté. Quatre trous sont construits pour les écrous pour fixer la pression appliquée pendant les expériences.

IV.5.1.3. Bouchon :

Pour pouvoir remplir la cellule avec de l'agent de soutènement, un bouchon (**Figure IV-14**) de 6,9 cm de rayon et de 4 cm d'épaisseur a été construit pour fermer la chambre de confinement. Le bouchon est fileté des deux côtés, le premier pour fermer la cellule à sa base et le deuxième pour être connecté à l'installation de mesure de la perméabilité.

Le bouchon a une forme hexagonale pour pouvoir être serré et un joint torique a également été utilisé pour éviter les fuites à l'extérieur de la cellule.

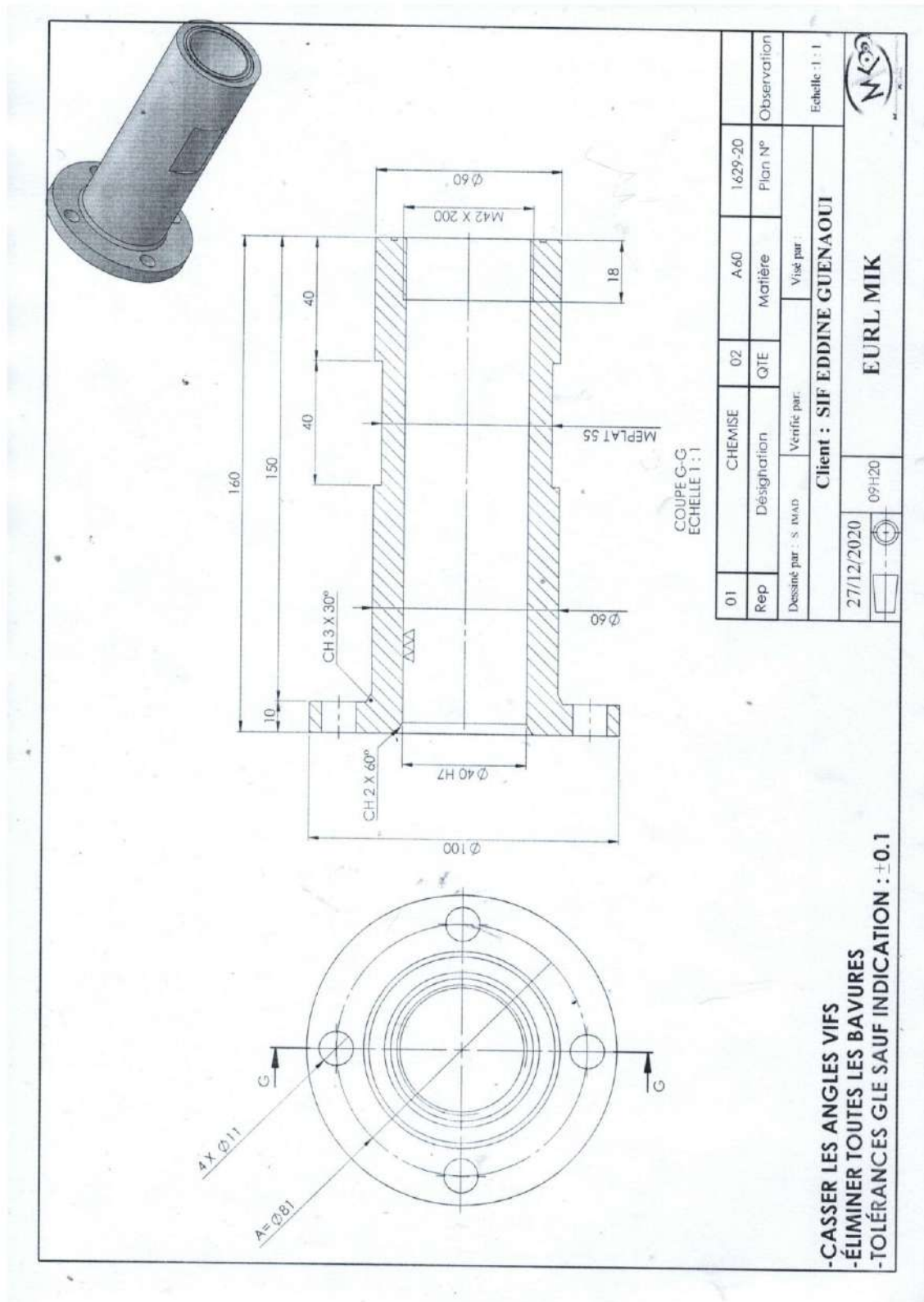


Figure IV-12 Corps du cylindre à piston pour la mesure de la perméabilité des proppants

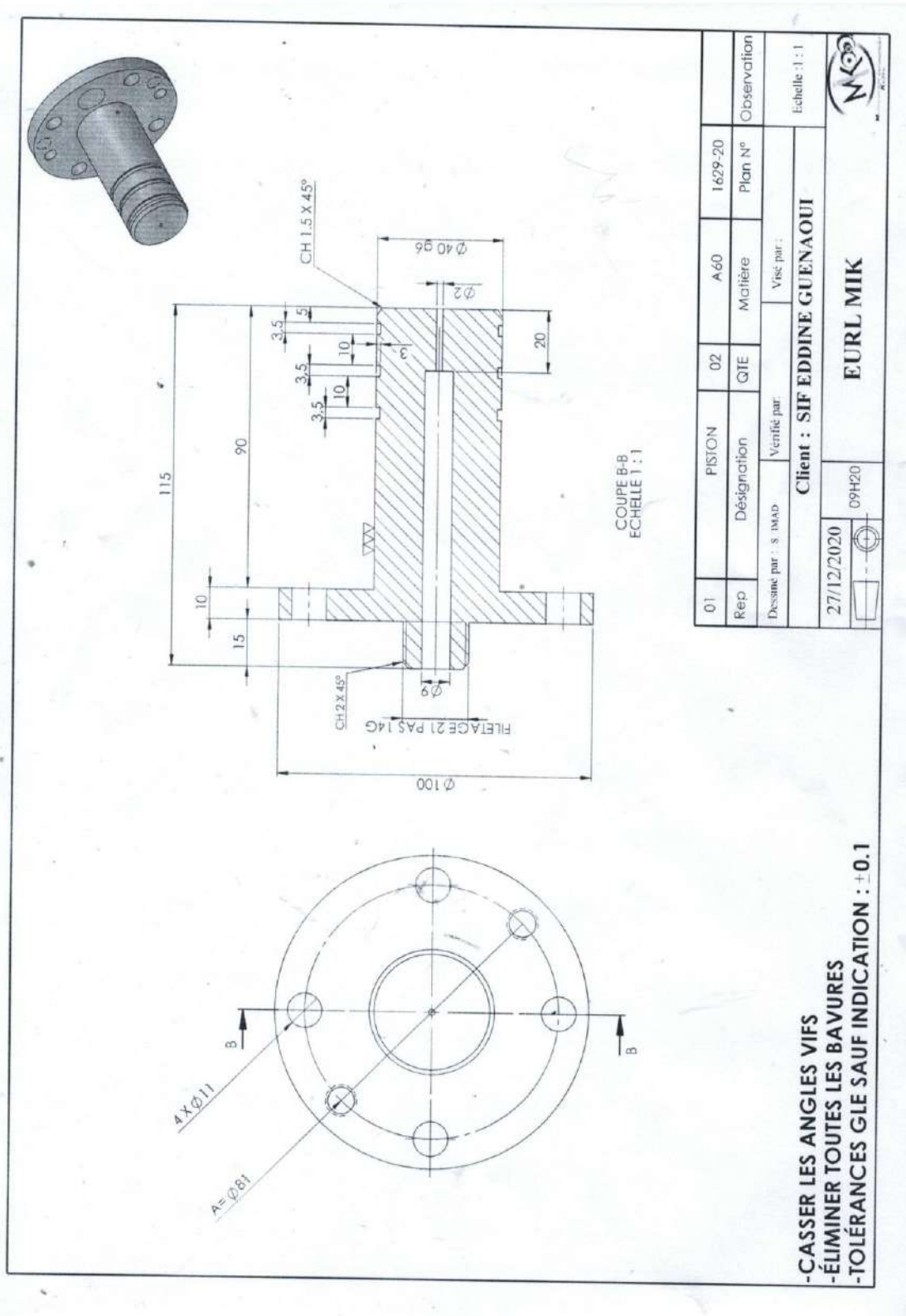


Figure IV-13 Piston fabriqué pour la mesure de la perméabilité des proppants

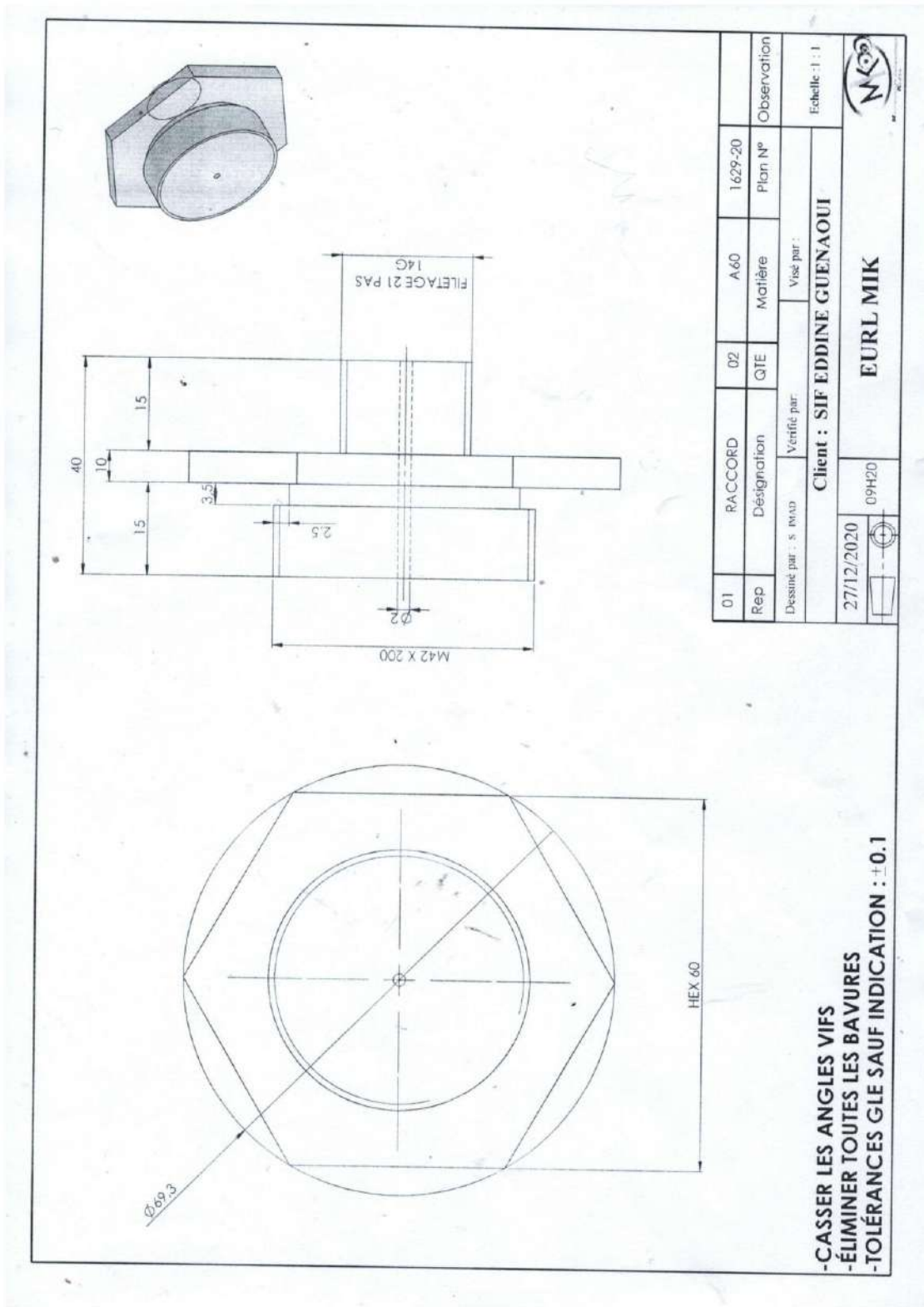


Figure IV-14 Bouchon de piston pour la mesure de la perméabilité des proppants

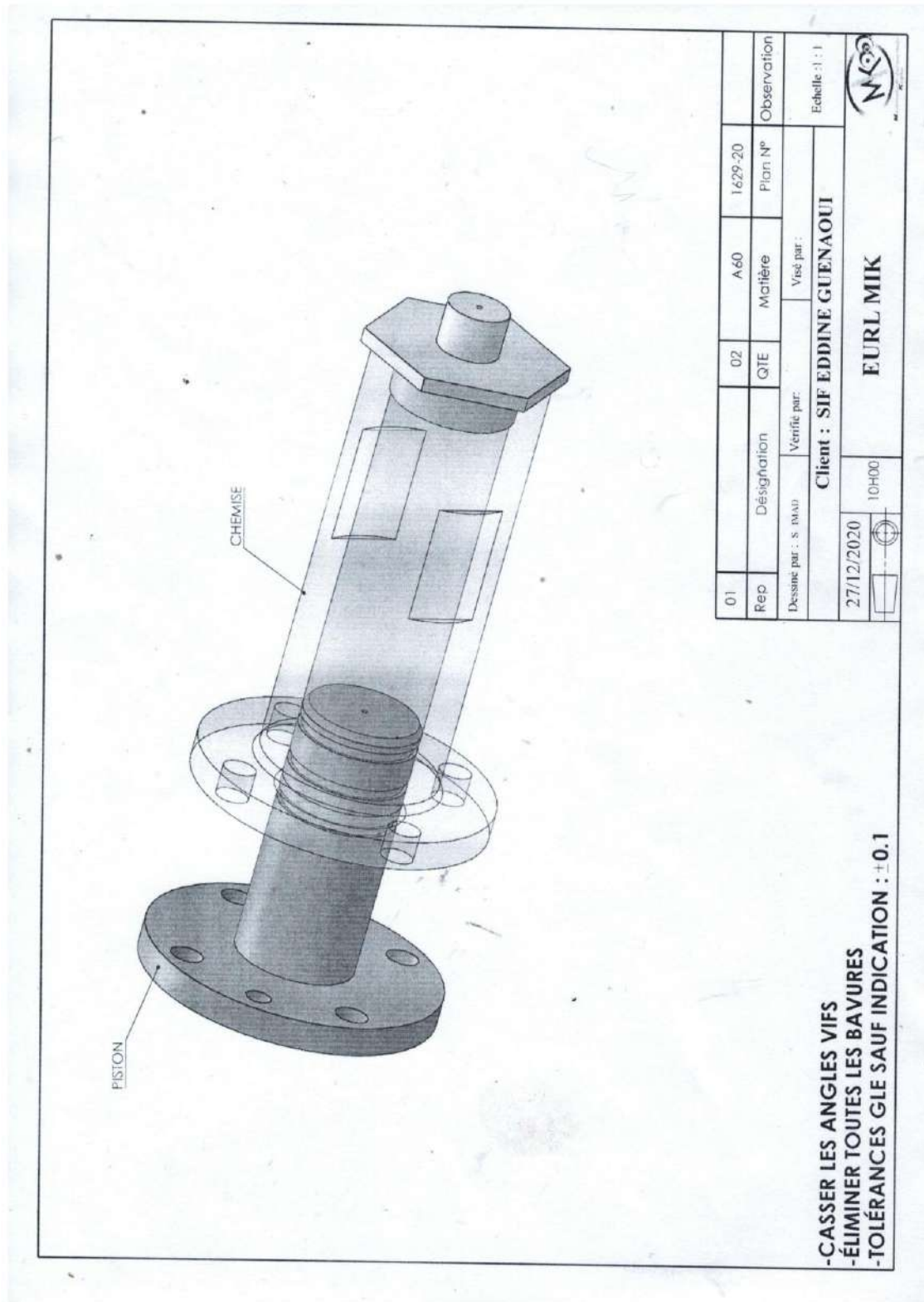


Figure IV-15 Piston complet avec ses trois parties principales

IV.5.2. Installation de mesure de la perméabilité

Pour mesurer la perméabilité du proppant, une installation (**Figure IV-16**) a été réalisée, composée de :



Figure IV-16 Schéma d'installation de la mesure de perméabilité du proppant

IV.5.2.1. Réservoir de gasoil

Un réservoir de Gasoil est utilisé pour maintenir une pression hydrostatique pour la pompe d'injection.

IV.5.2.2. Tuyaux et vannes

L'installation contient plusieurs vannes pour contrôler le chemin d'écoulement et une vanne de retour pour contrôler le débit.

L'installation est équipée d'un croisement avec filetage pour connecter la cellule de confinement pour la mesure de la perméabilité.

IV.5.2.3. Pompe à gasoil

Pour l'injection de gasoil, une Pompe à carburant électrique haute pression (**Figure IV-17**) a été utilisée pour maintenir un taux constant pendant l'injection de la perméabilité du proppant.



Figure IV-17 Pompe à carburant électrique haute pression

IV.5.2.4. Manomètres

Plusieurs manomètres (0 à 10 bars) (**Figure IV-18**) sont installés dans l'installation pour mesurer la différence de pression pendant la mesure de perméabilité.



Figure IV-18 Manomètre de pression utilisé

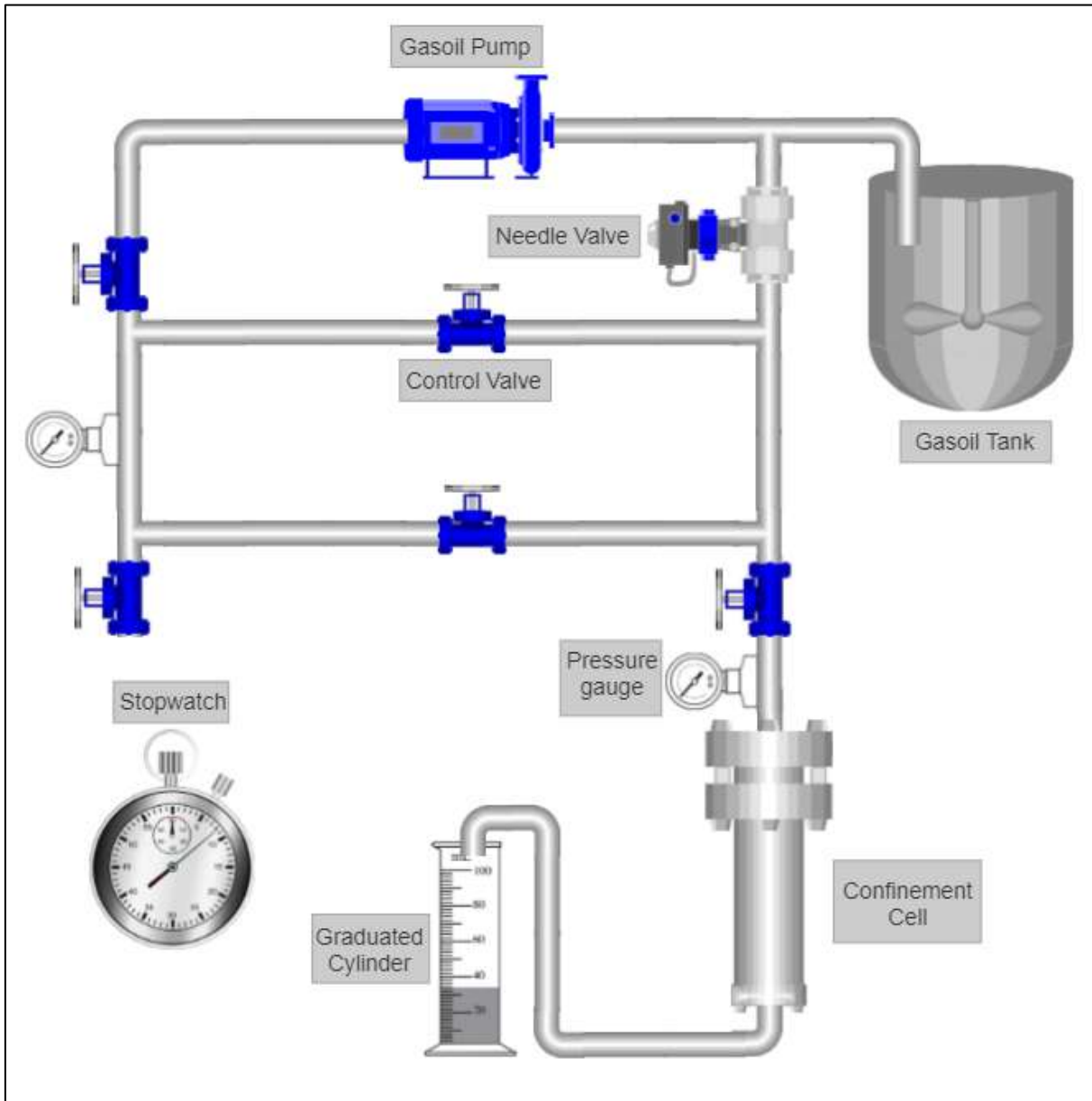


Figure IV-19 Schéma d'installation de la mesure de perméabilité

IV.5.3. Rhéomètre Fann 35

Pour vérifier la viscosité du gel linéaire, on a utilisé les viscosimètres Fann Model 35 qui sont des instruments à lecture directe disponibles en six vitesses d'utilisation.

Les viscosimètres Fann Model 35 sont utilisés dans la recherche et la production. Ces viscosimètres sont recommandés pour évaluer les propriétés rhéologiques des fluides, newtoniens et non-newtoniens.



Figure IV-20 Viscosimètre modèle 35SA

Le modèle comprend une enveloppe de rotor R1, une bobine B1, un ressort de torsion F1 et une coupelle d'échantillon en acier inoxydable pour des essais conformes à la pratique recommandée par l'American Petroleum Institute pour les essais sur le terrain des fluides de forage à base d'eau, à la spécification API RP 13B-1/ISO 10414-1.

IV.5.4. Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT

Le viscosimètre HPHT modèle 5550 est un viscosimètre à cylindre concentrique qui utilise la géométrie de rotor et de bob acceptée par l'industrie de l'énergie. Sa conception répond aux exigences définies dans les normes ISO et API pour la mesure de la viscosité des fluides de complétion à haute pression et haute température.



Figure IV-21 Viscosimètre CHANDLER 5550 HPHT

Le viscosimètre Chandler Engineering modèle 5550 a été utilisé pour tester la rhéologie du fluide fracturation. Il est un viscosimètre haute pression et haute température conçu pour tester une variété de fluides pétroliers.

IV.5.5. Presse Hydraulique

Pour simuler la pression appliquée sur le proppant dans la fracture, une presse hydraulique Big Red (**Figure IV-22**) a été utilisée avec une force maximale de 10 tonnes. Pour simuler la contrainte appliquée sur le proppant à l'intérieur de la fracture, on a utilisé une presse hydraulique qui possède une jauge pour lire la force appliquée.

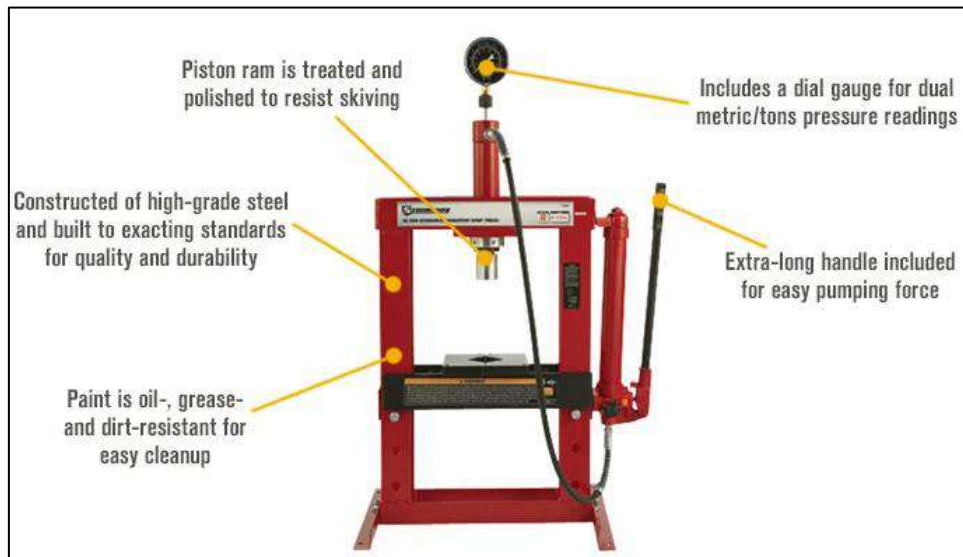


Figure IV-22 Presse hydraulique d'établi de 10 tonnes Big Red

Dans le champ de Hassi Messaoud, les pressions de fermeture sont généralement comprises entre 8 000 psi et 11 000 psi ().

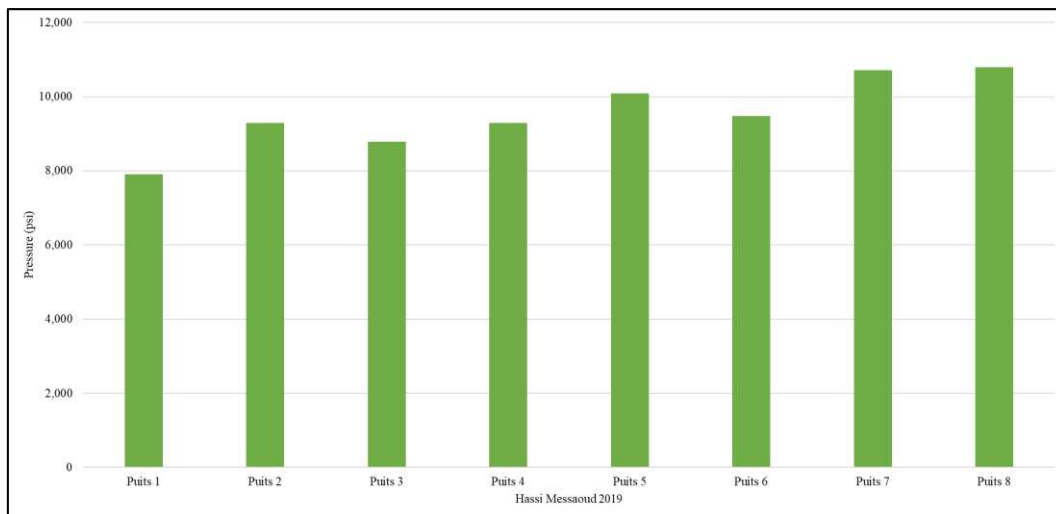


Figure IV-23 Pressions de fermeture dans le champ d'Hassi Messaoud

IV.5.6. Étude universelle UN30

La température est un paramètre très important dans la fracturation hydraulique et pour s'en assurer, l'étuve universelle UN30 (Figure IV-24) a été utilisé pour le contrôle de la température dans les essais de conductivité des agents de soutènement. Généralement la température du

réservoir de Hassi Messaoud est 120°C pour cela cette étuve a été utilisée pour pouvoir simuler les conditions de fond en sélectionnant le temps et la température souhaités pour les tests.

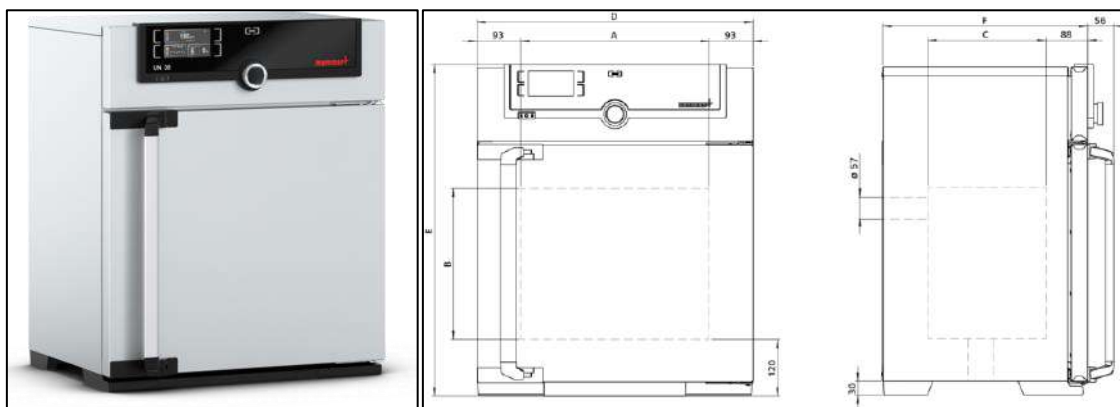


Figure IV-24 Étuve universelle UN30

IV.5.7. Mixeur

Pour préparer le gel linéaire un mélangeur AM120Z-H qui est un mélangeur numérique de laboratoire a été utilisé pour assurer une bonne hydratation de la poudre de gel de guar dans l'eau.



Figure IV-25 Overhead Stirrer AM120Z-H

Il s'agit d'un overhead numérique avec une fonction de vitesse variable, un fonctionnement simple dans une gamme de vitesse plus large, s'appliquer à une agitation liquide stable, en particulier pour le mélange d'un petit volume d'échantillons, de pétrole, de produits chimiques

et médicaux. Il est conçu pour le laboratoire de haute viscosité du liquide d'agitation et de mélange.

IV.6. Mode opératoire

IV.6.1. Essai de taille de Agents de soutènement

Un échantillon fractionné de 100 g de chaque type d'agent de soutènement a été utilisé pour les essais. Le tamiseuse Retsch A200 (Figure IV-26) a été secouée pendant 15 minutes. Le (Tableau IV-3) ci-dessous indique les tailles de tamis utilisés pour tester différentes tailles de agents de soutènements



Figure IV-26 Tamiseuse Retsch A200.

Tableau IV-3 Pile de tamis utilisée pour différentes tailles d'agents de soutènements

Agents de soutènement typique Désignations	20/40	30/50
Tamis Tailles d'ouverture, μm	850/425	600/300
Pile de	16	20
Tamis	20	30

25	35
30	40
35	45
40	50
50	70
Pan	Pan

IV.6.2. Rondeur et sphéricité

La sphéricité et la rondeur des agents de soutènement ont été mesurer parce qu'ils affectent de manière significative la résistance à l'écrasement et la conductivité des agents de soutènement.

Plus la sphéricité et la rondeur sont élevées, meilleures sont la résistance à l'écrasement et la conductivité des agents de soutènement.

Un degré plus élevé de rondeur et de sphéricité est préférable pour une meilleure distribution de la charge, moins de fines écrasées générées et une meilleure conductivité du Pack des agents de soutènements. L'amélioration de la rondeur et de la sphéricité permettra une plus grande porosité et perméabilité. (Economides, 2009 ; Kamat et al., 2011 ; Zoveidavianpoor et Gharibi, 2016).

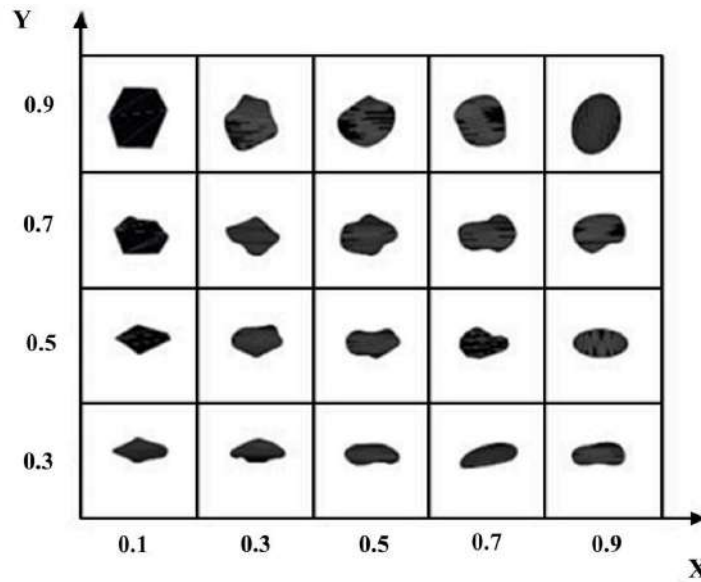


Figure IV-27 Graphique de la sphéricité et de la rondeur (d'après Krumbein et Schloss, 1963)

Conformément à la norme ISO 13503-2:2006, la sphéricité, la rondeur des agents de soutènement, un microscope Bresser 5,013,000 (300-500 μm) (**Figure IV-28**) a été utilisé. Le diagramme de Krumbein et Sloss (Krumbein et Schloss, 1963) a été utilisé, comme le montre la figure suivante (**Figure IV-27**).



Figure IV-28 microscope Bresser 5,013,000

IV.6.3. Densité apparente et gravité spécifique

IV.6.3.1. Densité apparente (Bulk Density)

Elle décrit la masse de proppant qui remplit un volume unitaire, comprenant à la fois le proppant et le volume vide (**Figure IV-30**), il est utilisé pour estimer les volumes de transport et le volume réel de la fracture. Les étapes suivantes ont été suivies afin de calculer la densité apparente.

1. Le cylindre en laiton calibré, sec et propre, a été pesé et enregistré comme W_p .
2. La température de l'échantillon de proppant était de 25°C.
3. Avec la sortie de l'entonnoir fermée et le cylindre centré sous la sortie de l'entonnoir, l'échantillon est versé du béccher dans l'entonnoir.
4. La bille a été déplacée vers le haut, à droite ou à gauche de l'ouverture au fond de l'entonnoir et l'agent de soutènement a pu tomber librement pour remplir le cylindre.
5. Immédiatement après le vidage de l'entonnoir, une cale droite est passée une fois en contact avec le bord du cylindre pour niveler la surface de l'agent de soutènement.
6. Le cylindre rempli d'agent de soutènement est pesé et enregistré comme V_c .
7. La densité apparente a été calculée comme suit :

$$\rho_b = \frac{W_p}{V_c} \quad IV-1$$

ρ_b densité apparente de l'agent de soutènement, g/cm³;

W_p poids du proppant, g;

V_c volume du cylindre, ml.



Figure IV-29 Dispositif de mesure de la densité apparente ISO

IV.6.3.2. Gravité spécifique apparente (SG)

Elle représente la densité apparente d'une seule pastille (**Figure IV-30**). Bien qu'elle inclue toute porosité interne de la particule de proppant, elle exclut la porosité entre les grains. Elle est utilisée pour estimer les temps de sédimentation du proppant.

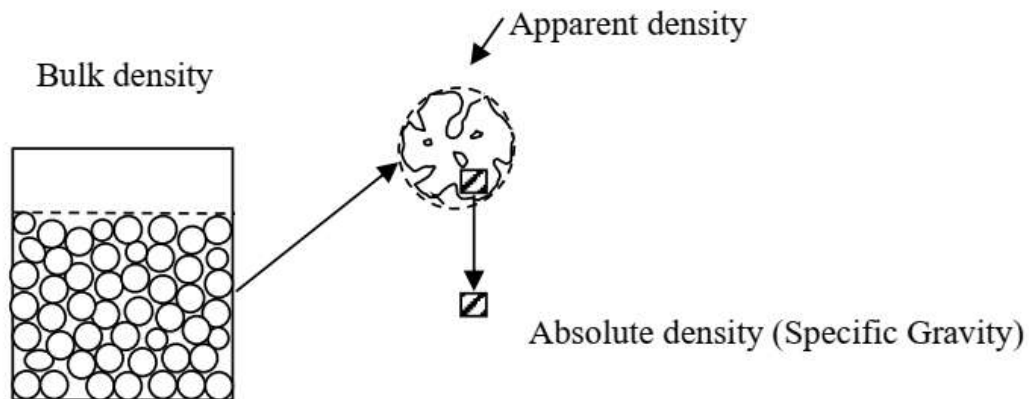


Figure IV-30 Représentation visuelle des densités volumique, apparente et absolue

La densité apparente a été mesurée en suivant les étapes qui suivent :

- Peser le pycnomètre (**Figure IV-31**) sec et vide et enregistrer la masse sous la forme m_f ;

- Remplir le pycnomètre jusqu'à la ligne de remplissage avec le fluide d'essai à température ambiante et peser le pycnomètre rempli de fluide d'essai m_{f+1} ;
- Tarer le plat de pesée, puis ajouter environ 10 g d'échantillon de proppant m_p ;
- Vider environ la moitié du volume de liquide dans le pycnomètre et transférer l'échantillon de proppant pesé du plat de pesée au pycnomètre ;
- Ajouter suffisamment de liquide d'essai à température ambiante dans le pycnomètre et le remplir jusqu'à la ligne de remplissage ;
- Peser le flacon contenant le proppant et le liquide d'essai m_{f+1+p} ;
- Densité du liquide d'essai, ρ_l , exprimée en grammes par centimètre cube ;

$$\rho_l = \frac{m_{f+1} - m_f}{V_{pyc}} \quad IV-2$$

- m_{f+1} est la masse, exprimée en grammes, de la fiole remplie du liquide d'essai à température ambiante ;
- m_f est la masse, exprimée en grammes, de la fiole vide et sèche ;
- V_{pyc} est le volume, exprimé en centimètres cubes, du pycnomètre.

$$\rho_p = \frac{m_p \rho_l}{m_{f+1} + m_p - m_{f+1+p}} \quad IV-3$$

La densité apparente, ρ_p , exprimée en grammes par centimètre cube ;

m_p est la masse, exprimée en grammes, du proppant ;

m_{f+1} est la masse, exprimée en grammes, du ballon et du liquide à température ambiante ;

m_{f+1+p} est la masse, exprimée en grammes, du ballon, du liquide et du produit de soutènement à la température ambiante ;

ρ_l la densité du liquide d'essai, exprimée en grammes par centimètre cube.



Figure IV-31 ISO 13503-2: 25 ml pycnomètres

IV.6.4. Conductivité des agents de soutènement à long terme

La conductivité à long terme du proppant a été mesurée dans des conditions multiples afin d'étudier l'effet de la pression de fermeture, des résidus de gel, du temps, de la température, du rupteur et de la concentration de gel en suivant le programme de tests et les étapes mentionnées dans la section suivante.

Tableau IV-4 Conditions d'essai pour l'effet de la pression de fermeture sur la perméabilité des proppants 20/40 et 30/50 HSP.

Pression (psi)	Type des agents de soutènement		Température (°C)	Temps (h)
2,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
3,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
4,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
5,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
6,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
7,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50
8,000	Bauxite de taille 20/40	Bauxite de taille 30/50	120	50

Tableau IV-5 Test conditions for fracturing fluid effect on 20/40 proppant permeability under 6,000 psi & 120 °C.

Concentration du gel (lb/1000 gal)					Type des agents de soutènement	Concentration du briseur (lb/1000 gal)	Temps (h)	Concentration du réticulant (lb/1000 gal)	Température (°C)	Pression (psi)
0	50	100	150	200	Bauxite de taille 20/40	20	12	6	120	6,000
50					Bauxite de taille 20/40	0	24	6	120	6,000
						5	24			
						10	24			
						15	24			
						20	24			
						25	24			
100					Bauxite de taille 20/40	0	24	6	120	6,000
						5	24			
						10	24			
						15	24			
						20	24 36			
						25	24			
150					Bauxite de taille 20/40	0	24	6	120	6,000
						5	24			
						10	24			
						15	24			
						20	24 48			
						25	24			
0	50	100	150	200	Bauxite de taille 20/40	20	60	6	120	6,000
0	50	100	150	200	Bauxite de taille 20/40	20	72	6	120	6,000

IV.6.4.1. Préparation du gel linéaire

1. Mesurez 500 ml d'eau déminéralisée dans un récipient de 1 litre.
2. Mesurez le pH initial de l'eau à l'aide d'un pH-mètre.
3. Ajouter la quantité requise du briseur dans le mixeur (exemple : pour 10 lb/1000 gal ajouter 0.6 grammes de guar à 500 ml)
4. Ajouter la quantité requise du guar dans le mixeur (exemple : pour 50 lb/1000 gal ajouter 3 grammes de guar à 500 ml), en tournant à une vitesse permettant de créer un vortex jusqu'aux lames.
5. Continuez à remuer à une vitesse plus faible pour éviter l'inclusion de bulles d'air dans le gel. Laissez un certain temps au gel pour s'hydrater.
6. Mesurez la viscosité à 300 rpm (511 sec⁻¹) sur un Fann 35 avec R1-B1.



Figure IV-32 Échantillon de gel linéaire préparé avec 50 lb/1000 gal

IV.6.4.2. Préparation du gel réticulé

1. Prendre 495 ml du gel linéaire préparé
 - (a) Préparation du réticulant :
 2. Mettre 4.3 ml d'eau dans un erlenmeyer. Remuer à l'aide d'un agitateur magnétique.
 3. Peser 0,9 g de Soude caustique et l'ajouter lentement dans l'erlenmeyer tout en remuant.
 4. Mesurez 0,36 g d'acide borique et ajoutez-le dans l'erlenmeyer tout en remuant.
 5. Laissez vieillir la solution de réticulation pendant 30 minutes

6. Poids de la solution de réticulant = 0,36 poids de borate + 0,9 poids de soude caustique + poids d'eau 5 g.

7. Mesurer la gravité spécifique à l'aide d'un hydromètre (1,3).

(b) Réticulation du gel et l'ajout des agents de soutènement

8. Mettre les 490 ml de gel linéaire dans le mixeur

9. Mesurer la quantité nécessaire des agents de soutènement à ajouter selon le volume d'échantillon dans la cellule.

10. Ajuster la vitesse d'agitation pour créer un vortex à l'extrémité de l'agitateur.

11. Ajoutez le réticulant préparé dans le gel linéaire.

12. Vérifiez le pH du gel réticulé

(c) Préparation de la cellule



Figure IV-33 Mise en place de l'échantillon de proppant et de fluide de fracturation dans la cellule de confinement.

13. Le mélange a ensuite été placé dans la cellule de confinement et pressurisé sous différentes contraintes entre (2 000 psi - 8 000 psi) à l'aide de la presse hydraulique,

14. Deux filtres métalliques sont utilisés pour éviter le transport de l'agent de soutènement en dehors de la cellule pendant la compression de l'échantillon et aussi pendant l'écoulement du fluide pour mesurer la perméabilité.

15. Les écrous ont été utilisés pour maintenir la pression appliquée sur le proppant.



Figure IV-34 Compression de la cellule de confinement

16. La cellule de confinement a été placée dans l'étuve à 120 °C, qui est la température du réservoir de Hassi Messaoud Field

17. La cellule est maintenue à différentes durées entre 12 h et 72 h.



Figure IV-35 Mise en place de l'échantillon dans une étuve

18. Enfin, la cellule de confinement a été retirée de l'étuve et connectée à l'installation.

(d) Mesure de la perméabilité

19. La perméabilité a été calculée en injectant le Gasoil.

20. Au début, le gel et le Gasoil commencent à s'écouler de la cellule de confinement, le taux stable de Gasoil est maintenu jusqu'à ce que le Gasoil soit clair.

21. Les tableaux **Tableau IV-4** et **Tableau IV-5** représente les paramètres utilisés pour la mesure de la perméabilité des proppants.

Pendant la mesure de la perméabilité du proppant, une méthode d'écoulement en régime permanent a été appliquée. Afin de maintenir un débit constant, une vanne à pointeau a été installée derrière la cellule de confinement pour maintenir une pression constante. La pression dans le cylindre est surveillée par les manomètres et le débit peut donc être calculé en mesurant le volume sorti de la cellule de confinement et le temps.

La perméabilité a été mesurée en utilisant la loi de Darcy :

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad IV-4$$

K est la perméabilité du Pack de proppants (Darcy).

μ est la viscosité du fluide d'essai à la température d'essai (cP).

Q est le débit (cm³/s).

L est la longueur entre les orifices de pression (cm).

A est la surface de la section transversale de l'unité d'essai perpendiculaire à l'écoulement (cm²).

ΔP est la perte de charge (pression amont moins pression aval) (atm).

IV.6.5. Rhéologie du fluide de fracturation

IV.6.5.1. Viscosité des fluides linéaires

Pour déterminer la viscosité des fluides linéaires, on utilise principalement le rhéomètre Fann modèle 35 (Fann 35). Les éléments suivants sont nécessaires :

- Viscosimètre Fann 35 avec les paramètres appropriés (facteur de vitesse, facteur R-B et facteur de ressort).
- Rotor et bob

- Coupe d'échantillon Fann 35
- Fluide de fracturation
- Un thermomètre

Pour mesurer la viscosité du gel linéaire, les étapes suivantes ont été respectées :

1. Installez le rotor et le bob s'ils ne sont pas déjà là.
2. Remplissez le godet d'échantillon jusqu'à la marque avec du fluide de fracturation.
3. Placez la coupe d'échantillon sur la scène. Les trois broches situées au fond de la coupelle s'insèrent dans trois trous de la platine.
4. Levez la platine jusqu'à ce que la coupelle d'échantillon soit au niveau de la marque sur le rotor.
5. Réglez le Fann 35 sur le taux de cisaillement souhaité (300 rpm).
6. Laissez le cadran arriver à une lecture stable et enregistrez la lecture.
7. Mesurez et enregistrez la température du fluide.

IV.6.5.2. Viscosité des fluides réticulés

Les éléments suivants ont été utilisés pour réaliser ce test :

- Viscosimètre haute pression et haute température (HPHT), Fann 5550 avec les paramètres appropriés (facteur de vitesse, facteur R-B et facteur de ressort),
- Rotor et bob 5 ou bob 5X ; les différents bobs auront des rampes de taux de cisaillement différentes.
- Echantillon de fluide de fracturation.

Pour effectuer les tests de rhéologie du gel HPHT :

1. Mettez le viscosimètre et son ordinateur sous tension.
2. Fournir de l'eau et de l'azote (N₂)
3. Préparer le fluide de fracturation réticulé comme décrit dans la section de préparation du fluide réticulé.
4. Activez le programme informatique du viscosimètre a puis Heat Bath.
5. Placez environ 26 ml (pour un bob 5) du gel réticulé dans la coupelle du rotor, suivi de la quantité requise de fracturant.

- Placez environ 26 ml supplémentaires du gel réticulé dans la coupe du rotor.
- Retirez le couvercle du bain d'huile et fermez la porte vitrée. 10.
- Choisir le bob 5, le taux d'agitation à intervalle (118 rpm) et le point de consigne de la température finale.

IV.7. Résultats et discussions

IV.7.1. Tests préliminaires sur les agents de soutènement

IV.7.1.1. Sphéricité, rondeur et densité

Après avoir vérifié la sphéricité, la rondeur et la densité des agents de soutènement utilisés dans les expériences, les résultats suivants ont été obtenus :

Tableau IV-6 Résultats de la sphéricité, la rondeur et la densité des agents de soutènement utilisés

Agent de soutènement	Sphéricité	Rondeur	Densité	Densité apparente
Bauxite 20/40	0.9	0.9	3.6	2.14
Bauxite 30/50	0.9	0.8	3.5	2.06

La sphéricité et la rondeur des agents de soutènement affectent de manière significative la résistance à l'écrasement et la conductivité des fractures. La sphéricité et la rondeur obtenues sont élevées (**Tableau IV-6**) se qui mènera a une meilleure résistance à l'écrasement et la conductivité des agents de soutènement. Ceci est attribué à la zone de distribution plus large de la contrainte (Economides, 2009 ; Kamat et al., 2011 ; Zoveidavianpoor et Gharibi, 2016).

Un degré plus élevé de rondeur et de sphéricité est obtenu ce qui conduit à une meilleure distribution de la charge, moins de fines écrasées générées et une meilleure conductivité du Pack d'agent de soutènements. L'amélioration de la rondeur et de la sphéricité permettra une plus grande porosité et perméabilité.

IV.7.1.2. Analyse granulométrique

Après avoir effectué l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 20/40, les résultats suivants ont été obtenus :

Tableau IV-7 Résultats de l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 20/40

Taille du tamis	Tamis Poids à vide (g)	Tamis Poids total (g)	Différence	Cumulatif (%)
-----------------	------------------------	-----------------------	------------	---------------

16	137.241	137.244	0.003	0
20	134.355	134.355	0	0.003
25	134.414	134.461	0.047	0.005
30	133.08	211.622	78.542	78.592
35	124.823	145.872	21.049	99.641
40	126.188	126.484	0.296	99.937
50	123.451	123.514	0.063	100
Pan	88.192	88.194	0.02	100
			100	99.93%

Après avoir effectué l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 30/50, les résultats suivants ont été obtenus :

Tableau IV-8 Résultats de l'analyse granulométrique pour le type de proppant bauxite 30/50

Taille du tamis	Tamis Poids à vide (g)	Tamis Poids total (g)	Différence	Cumulatif (%)
20	131.230	131.230	0.000	00
30	133.570	134.960	1.390	1.390
35	124.420	150.740	26.320	27.710
40	124.160	181.130	56.260	84.680
50	123.960	135.130	15.260	99.94
70	120.100	120.170	0.06	99.99
Pan	88.190	88.190	0.0	100
			100 %	99.94%

La taille des grains d'un agent de soutènement est caractérisée par le diamètre médian des grains discrets, et la distribution de la taille des grains se rapporte à l'étendue de la gamme de tailles. Les agents de soutènement dont la taille des grains est plus importante fournissent un Pack plus perméable. Cependant, plus la taille des grains augmente, plus la résistance diminue.

Selon la loi de Stokes, le taux de décantation des agents de soutènement augmente avec la taille, proportionnellement au carré du diamètre médian.

Bien que les agents de soutènements relativement petits offrent une conductivité moindre au départ, la conductivité moyenne sur la durée de vie du puits sera plus élevée et fera plus que compenser la productivité initiale élevée fournie par les agents de soutènements plus grands, qui est souvent suivie d'un déclin rapide de la production.

Selon La norme ISO les conditions suivantes ont été respectées (**Tableau IV-7, Tableau IV-8**) :

1. Au moins 90 % du matériau doit se situer entre les deux mailles.

2. Pas plus de 10 % du matériau peut être plus grossier que la plus grande maille.
3. Pas plus de 0,1 % du matériau peut être plus grossier que la plus grande maille suivante.
4. Pas plus de 1 % du matériau ne doit tomber sur le plateau.

IV.7.2. Effet de la pression sur la perméabilité des agents de soutènement

L'effet de la pression de fermeture sur la perméabilité du proppant a été étudié en utilisant deux types de proppant, 20/40 HSP et 30/50 HSP. La cellule de confinement a été remplie par le proppant et soumise à des valeurs de contrainte comprises entre 2000 psi et 8000 psi, le proppant a ensuite été maintenu sous contrainte et à une température de 120 °C pendant 50 heures et enfin la perméabilité a été mesurée à l'aide de Gasoil.

IV.7.2.1. Tests de perméabilité sous différentes contraintes

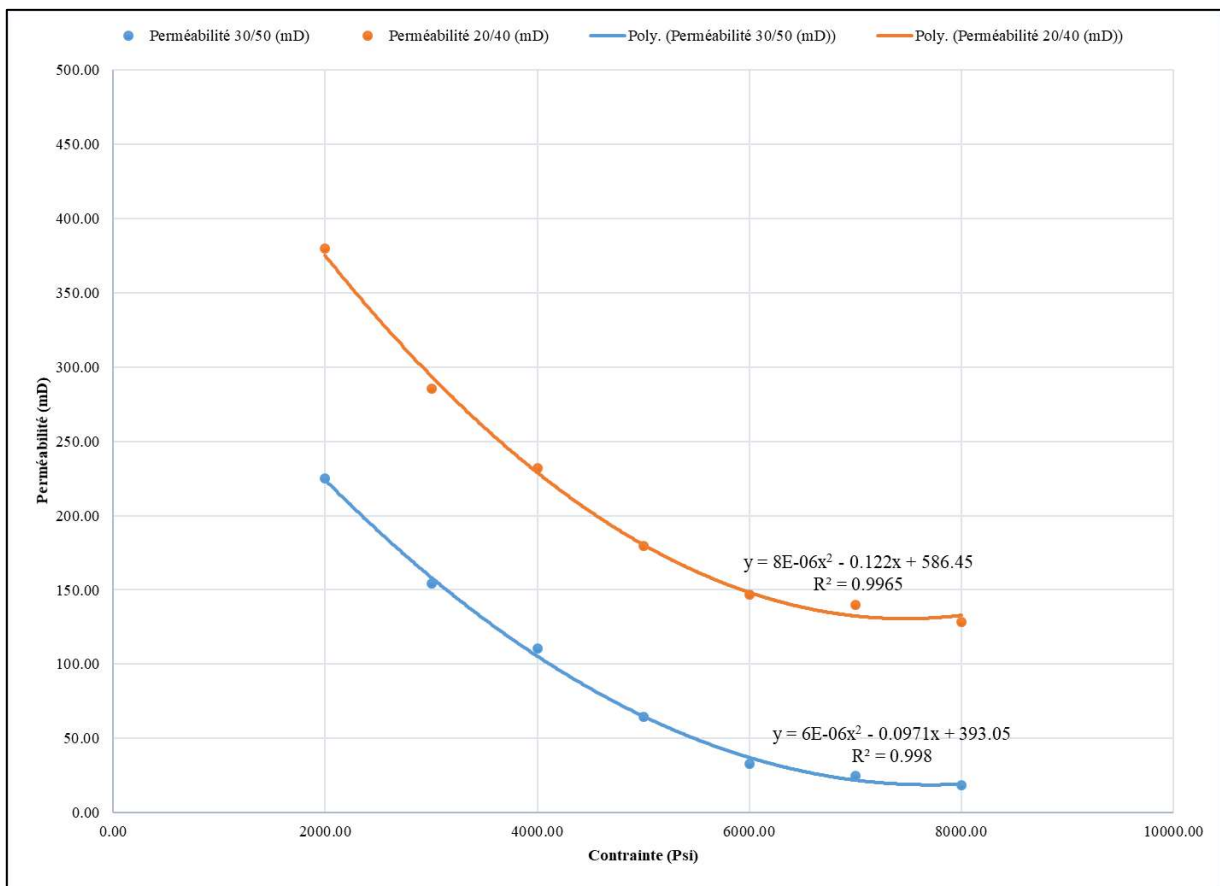


Figure IV-36 Effet de la contrainte sur la perméabilité de l'agent de soutènement en utilisant un agent de soutènement HSP de taille 20/40 et 30/50.

La Figure IV-36 montre la variation de la perméabilité du proppant en fonction de la contrainte appliquée à long terme (après 50 heures). Une diminution de la perméabilité des

agents de soutènement pour les deux types 20/40 et 30/50 a été observée avec l'augmentation de la pression appliquée.

Les valeurs de perméabilité les plus élevées ont été rapportées à 2 000 psi avec 380 mD en utilisant le type de proppant 20/40 HSP et 225 mD avec le type de proppant 30/50 HSP. Ces perméabilités ont diminué de 89 % sous 8 000 psi avec le type HSP 30/50, tandis qu'une baisse de 66 % a été observée avec le type HSP 20/40. Le taux de dégradation de la perméabilité était élevé pour les deux types de proppant de 2 000 psi à 6 000 psi par rapport à l'intervalle de 6 000 psi à 8 000 psi.

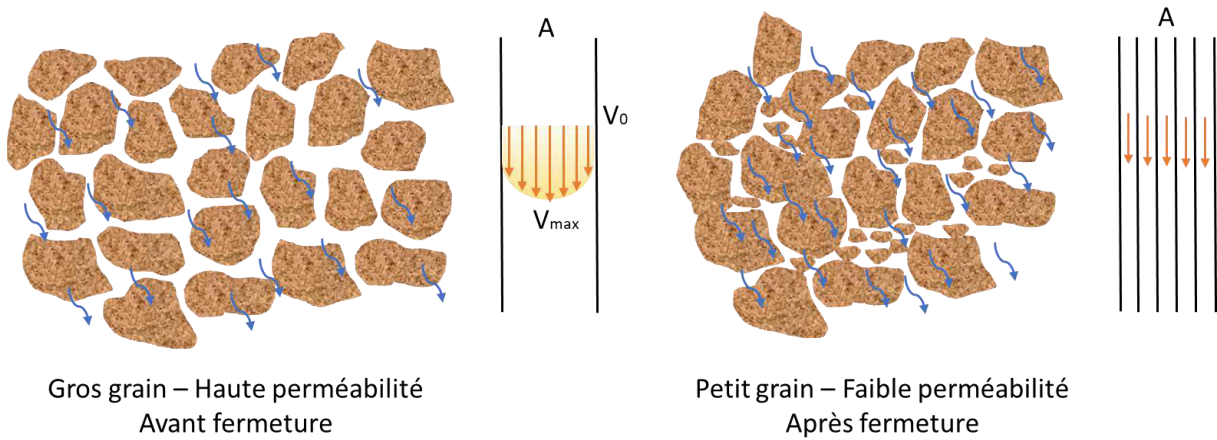


Figure IV-37 Effet de la taille des grains sur la perméabilité des agents de soutènement

Ce phénomène est expliqué par les fines générées par l'écrasement des grains des agents de soutènement dans les zones critiques sous compactage, accompagné de leur réarrangement qui réduit l'espace entre les grains des agents de soutènement et par conséquent la perméabilité diminue.

IV.7.2.2. Effet de la taille des grains sur la perméabilité

Plus la pression de compactage appliquée est élevée, plus l'agent de soutènement est écrasé et plus les fines sont générées (**Figure IV-37**). (Krumbein, 1943) a discuté de l'effet de la taille des grains sur la perméabilité, l'équation ci-dessous a été développée pour estimer la perméabilité en fonction de la taille des grains :

$$k = 760d_g^2 \exp(-1.31\sigma_D) \quad IV-5$$

k est donné en Darcies

d_g est le diamètre moyen géométrique du grain (en mm)

σ_D est l'écart type du diamètre du grain en unités phi, où $\phi = -\log_2(d)$ et d est exprimé en millimètres.

Dans le champ de Hassi Messaoud, la contrainte effective de la roche réservoir fracturée appliquée sur les agents de soutènement varie de 5 000 psi à 7 000 psi et leur écrasement est donc important, ce qui affecte leur perméabilité retenue. L'utilisation d'un agent de soutènement à très haute résistance est recommandée dans le champ de Hassi Messaoud afin d'augmenter la perméabilité retenue en réduisant l'écrasement du proppant.

IV.7.3.Effet du temps de séjours du gel sur la perméabilité des agents de soutènement

L'effet du fluide de fracturation sur la perméabilité du proppant a été étudié en utilisant un type d'agent de soutènement 20/40 HSP et un type de gel de Guar Polysaccharide avec un agent de réticulation de type borate et un briseur de bromate de sodium comme mentionné dans la section de caractérisation des échantillons.

La cellule de confinement a été remplie par l'agent de soutènement et le fluide de fracturation à différentes concentrations (50, 100, 150, 200 lb/1000 gal) et soumise à une contrainte de 6 000 psi. Le proppant a ensuite été maintenu sous contrainte et à une température de 120 °C pendant une période prolongée (12, 24, 36, 48, 60 et 72 h).

La perméabilité a été mesurée en injectant le Gasoil à température ambiante pour examiner l'effet du temps entre les opérations de fermeture et de nettoyage et de la concentration du gel sur la perméabilité retenue.

IV.7.3.1. Tests de perméabilité avec 0, 50 et 100 lb/1000 gal de concentration de gel

La (Figure IV-38) représente la perméabilité du proppant 20/40 HSP en fonction du temps prolongé, tous les graphiques montrent que plus le temps est prolongé plus la dégradation de la perméabilité est sévère.

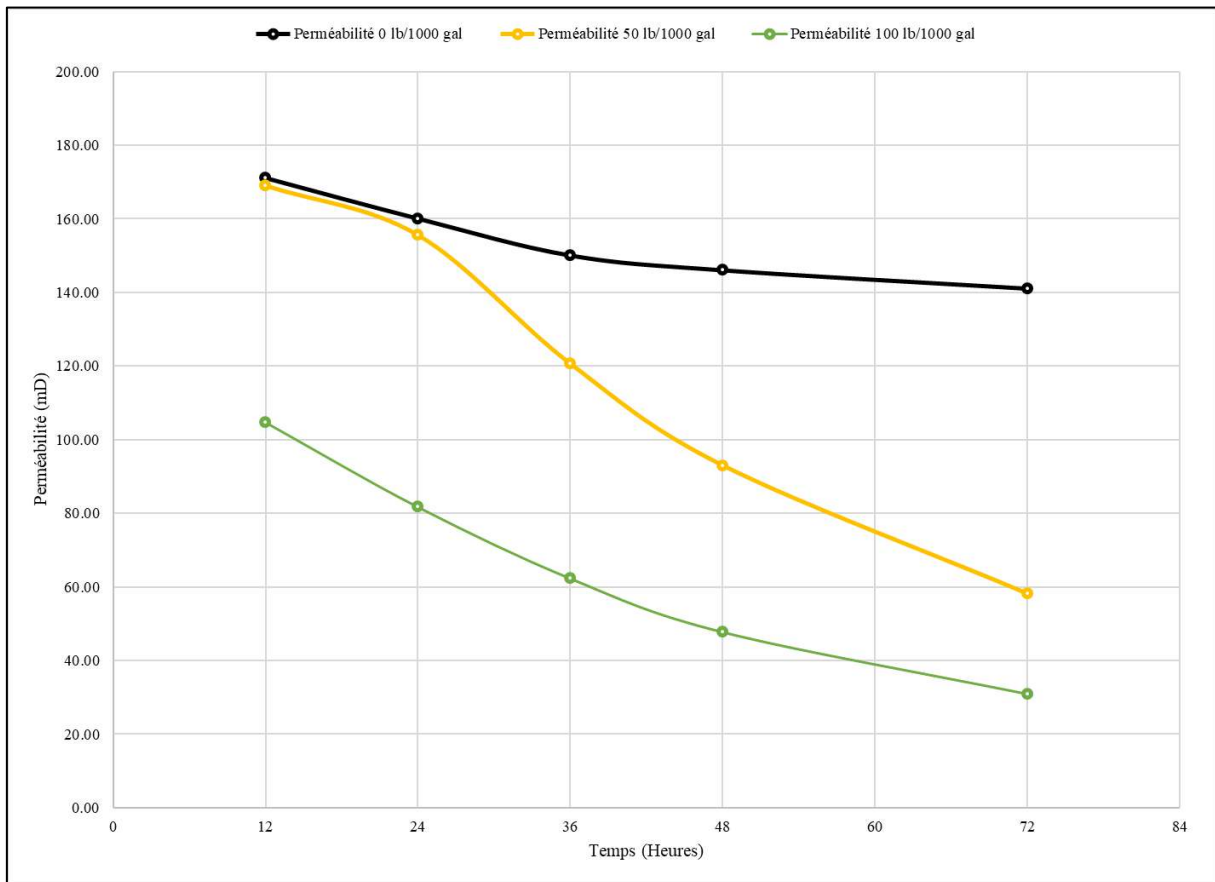


Figure IV-38 Effet du gel de la concentration du Guar (0, 50, 100 lb/1000 gal) à long terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh.

Comme le montre le graphique (**Figure IV-38**), lorsqu'aucune concentration de gel n'est utilisée, la dégradation de la perméabilité est faible, et la diminution de la perméabilité des agents de soutènement est due à la pression appliquée pendant une longue période.

En utilisant 50 lb/1000 gal de gel de guar réticulé, la perméabilité était d'environ 170 mD après 12 heures. Une chute de 25% a été signalée après 24 heures, cette chute de perméabilité continuera à atteindre 75% après 72 heures en raison de la détérioration du gel.

La (**Figure IV-38**) présente également la chute de perméabilité des agents de soutènement mesurée à 100 lb/1000 gal de gel de guar réticulé. Comme présenté la perméabilité était autour de 100 mD après 12 heures, une diminution de 20% de la perméabilité retenue a été observée après 24 heures, comme le temps s'étend les endommagements augmentent et la perméabilité enregistrée après 72 heures était moins de 3 fois moins que la valeur enregistrée après 12 heures.

IV.7.3.2. Tests de perméabilité avec 150 et 200 lb/1000 gal de concentration de gel

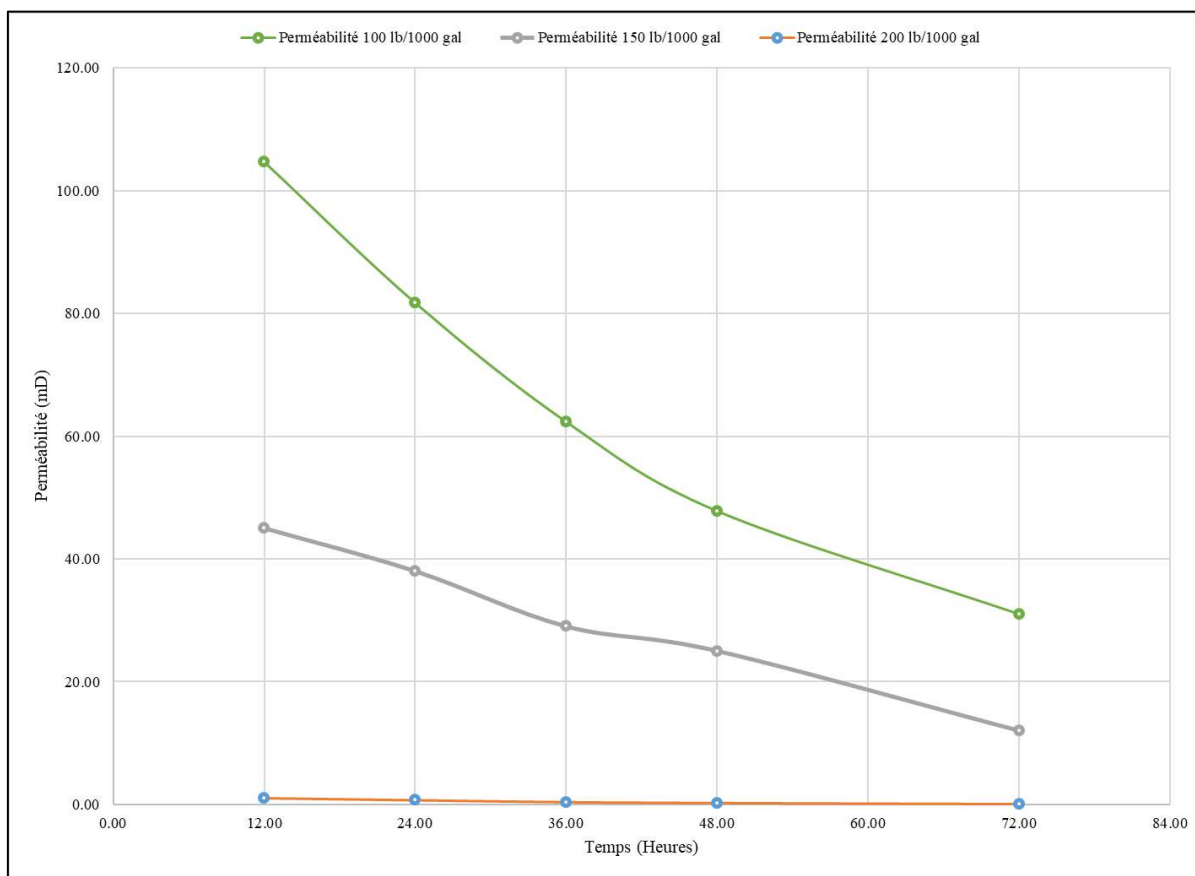


Figure IV-39 Effet du gel de la concentration du Guar (100, 150, 200 lb/1000 gal) à long terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh.

En utilisant une concentration de fluide de fracturation de 150 lbs/1000 gal, la chute de perméabilité des agents de soutènement après 12 heures a été sévère et enregistrée à 44 mD, une diminution de 50% de la perméabilité retenue a été observée après 48 heures par rapport à 12 heures, au fur et à mesure que le temps s'allonge, la gravité des endommagements augmente et la perméabilité enregistrée après 72 heures était de 12 mD.

La (Figure IV-39) montre aussi la dégradation de la perméabilité dans les mêmes conditions en utilisant une concentration de 200 lb/1000 gal de gel réticulé, le Pack d'agent de soutènement était totalement bouché après 72 heures, même si une perméabilité de 1 mD a été rapporté après 12 heures, ce qui indique la gravité des endommagements associés à la concentration de gel

dans des conditions de fond de puits. Les résidus de gel étaient très difficiles à éliminer du Pack d'agent de soutènement et la perméabilité était totalement endommagée.

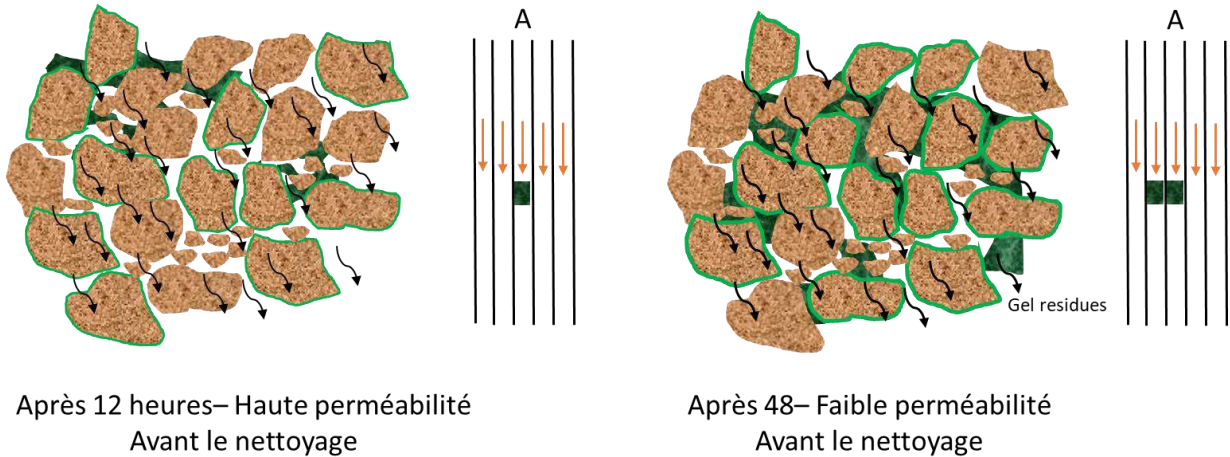


Figure IV-40 Effet du gel de guar à long terme sur la perméabilité des agents de soutènement.

Les résultats de cette étude ont prouvé que la quantité de perméabilité retenue qui peut être obtenue est directement liée au temps d'existence du fluide de fracturation à l'intérieur du Pack de proppants. Ce phénomène peut être expliqué par la rétention du gel liée au temps d'adsorption du fluide de fracturation et à l'énergie requise pour déplacer les molécules de gel (**Figure IV-40**). Ceci a été confirmé par (Saurabh Mishra, 2014) montrant que plus le temps augmente, plus les sites d'adsorption du sable sont couverts par le polymère polysaccharide ce qui entraîne une réduction de la perméabilité.

IV.7.3.3. Cinétique d'adsorption

Le modèle cinétique d'ordre pseudo seconde décrit la dépendance de la capacité d'adsorption de l'adsorbant en fonction du temps et peut être déterminé sur la base de l'équation exprimée comme :

$$t/q_t = 1/K_2 q_e^2 + t/q_e \quad IV-6$$

Où q_t et q_e sont les quantités de gel adsorbées à l'équilibre et au temps t (minute), respectivement ;

k_2 est la constante de vitesse de pseudo-second ordre (g/mg/min).

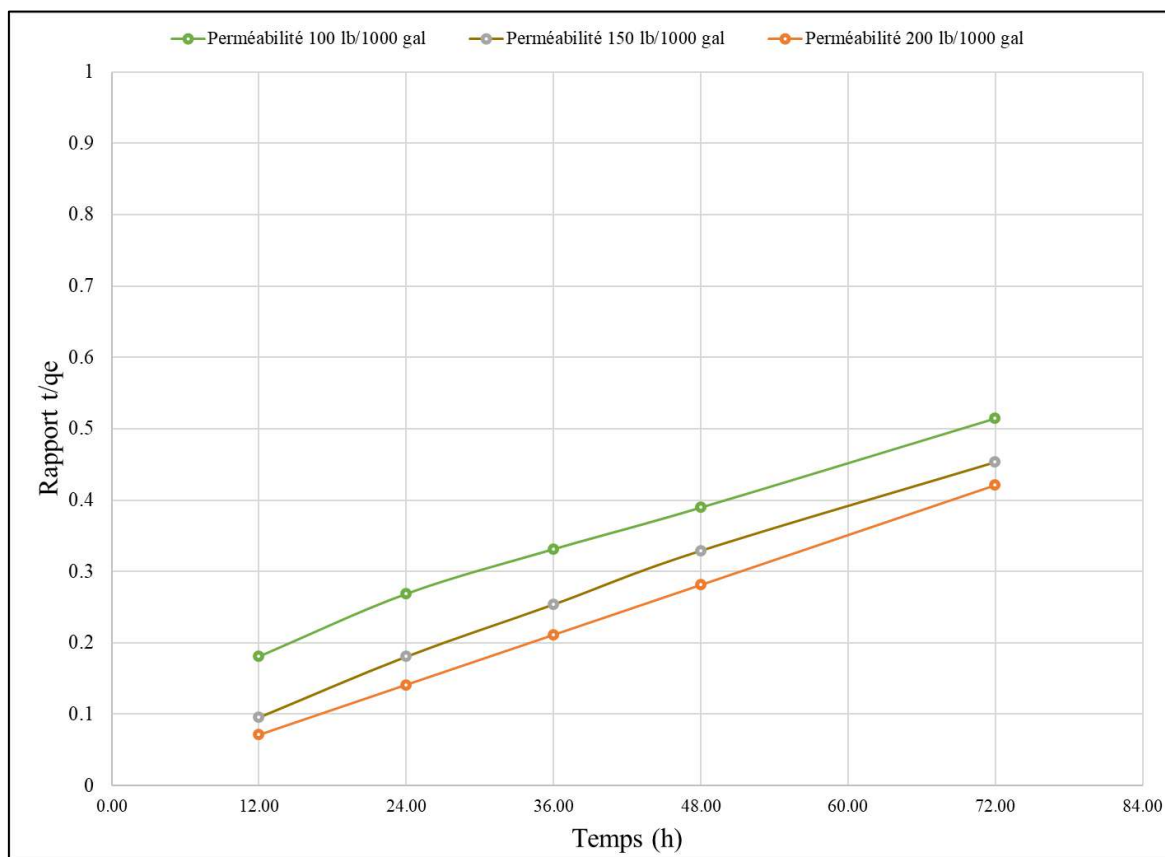


Figure IV-41 Cinétique d'adsorption du gel par les grains de Proppant terme sous une contrainte de 6 000 psi sur la perméabilité du proppant HSP de 20/40 mesh

Le tracé linéaire de t/q_t en fonction du temps est utilisé **Figure IV-41** pour déterminer q_e et k_2 à partir de la pente et de l'ordonnée à l'origine, respectivement. Ce phénomène qui est directement lié au temps de contact a également fait l'objet de (Shijie Zhu, 2021) où la relation entre la quantité d'adsorption et le temps a été établie en étudiant la capacité du sable de quartz à adsorber le polymère à partir d'une solution à différentes périodes de contact, le résultat principal était le suivant :

Lorsque la période de contact entre la solution de polymère et le sable de quartz augmente, la capacité d'adsorption de la solution de polymère augmente progressivement et tend à se stabiliser après un temps spécifique. Le phénomène d'adsorption est dû à l'effort électrique intermoléculaire de Van Der Valls entre le gel et la surface du grain.

IV.7.4. Effet de la concentration du fluide de fracturation sur la perméabilité des agents de soutènement

La **Figure IV-42** représente la perméabilité du proppant 20/40 HSP en fonction des concentrations de gel (0, 50, 100, 150, 200 lb/1000 gal) à des temps prolongés (12, 24, 36, 48, 72 heures), la figure illustre comment la perméabilité est affectée lorsque la concentration de gel après fermeture est augmentée.

IV.7.4.1. Tests de perméabilité après 12, 24 et 36 h

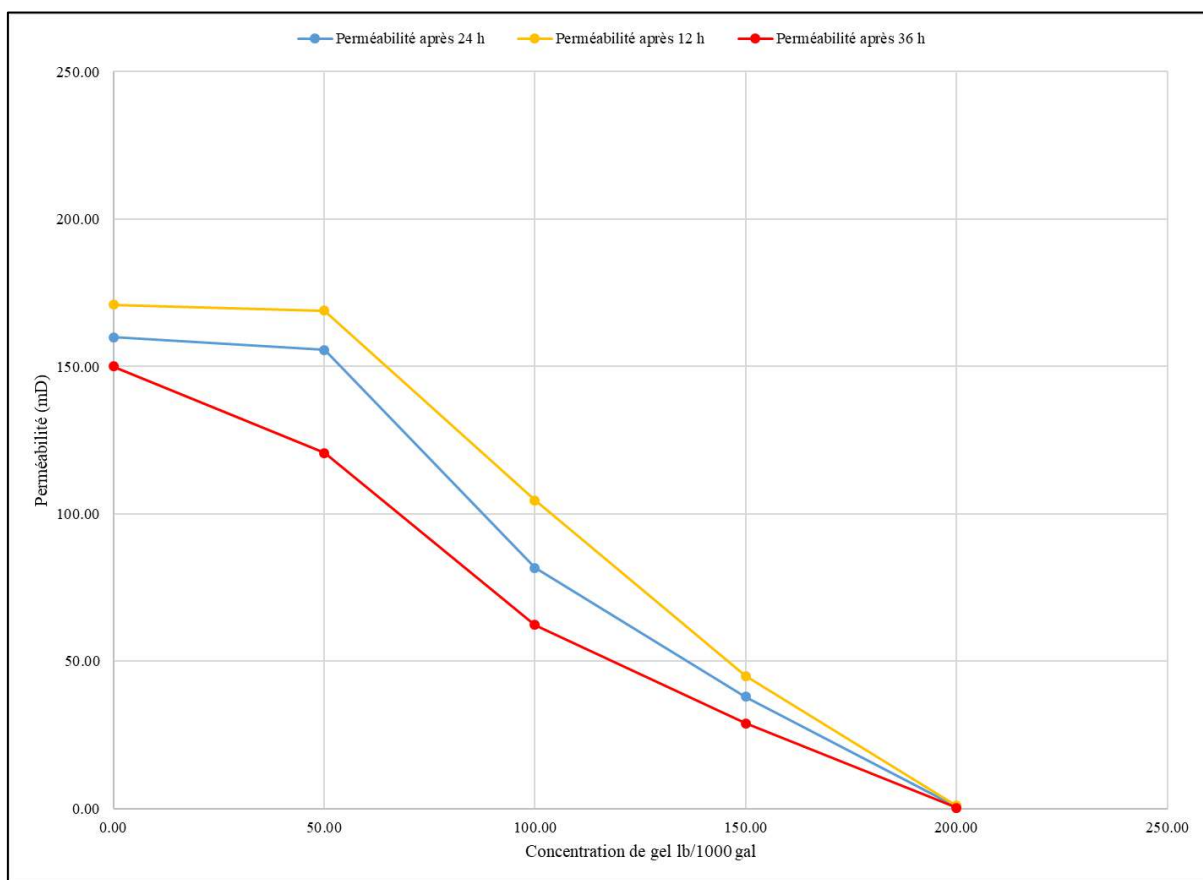


Figure IV-42 Comparaison de l'effet des concentrations (après 12, 24, 36 h) de gel de guar sur la perméabilité d'un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi.

Une chute de 16% de la perméabilité a été observée en utilisant 50 lb/1000 gal après 36 heures par rapport à la perméabilité d'agent de soutènement sans gel, tandis qu'une chute de 3 fois de perméabilité a été mesurée en utilisant 100 lb/1000 gal de fluide de fracturation. Enfin, la perméabilité retenue était approximativement de 0 mD en utilisant 200 lb/1000 gal de gel.

IV.7.4.2. Tests de perméabilité après 48 et 72 h

Un autre exemple qui montre que la gravité des endommagements augmente avec la concentration de polymère en utilisant le type 20/40 HSP d'agent de soutènement. Une

Chapitre IV Etude expérimentale de la perméabilité de la conductivité des agents de soutènement

perméabilité retenue de 36 % a été observée après 72 heures en utilisant 50 lb/1000 gal, et 20 % de perméabilité retenue en utilisant 100 lb/1000 gal. Le Pack d'agent de soutènement a été complètement colmaté en utilisant 200 lb/1000 gal comme concentration de gel.

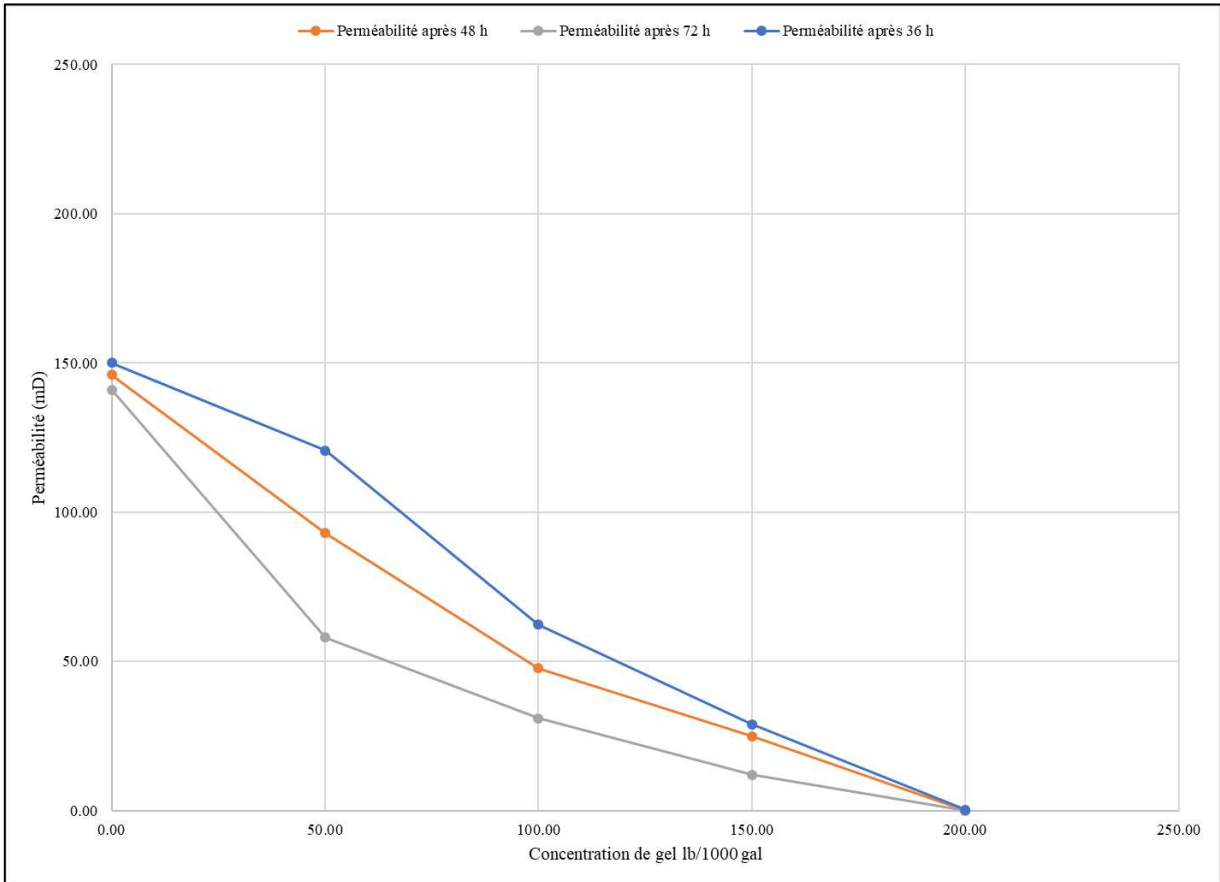


Figure IV-43 Comparaison de l'effet des concentrations (après 36, 48, 72 h) de gel de guar sur la perméabilité d'un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi.

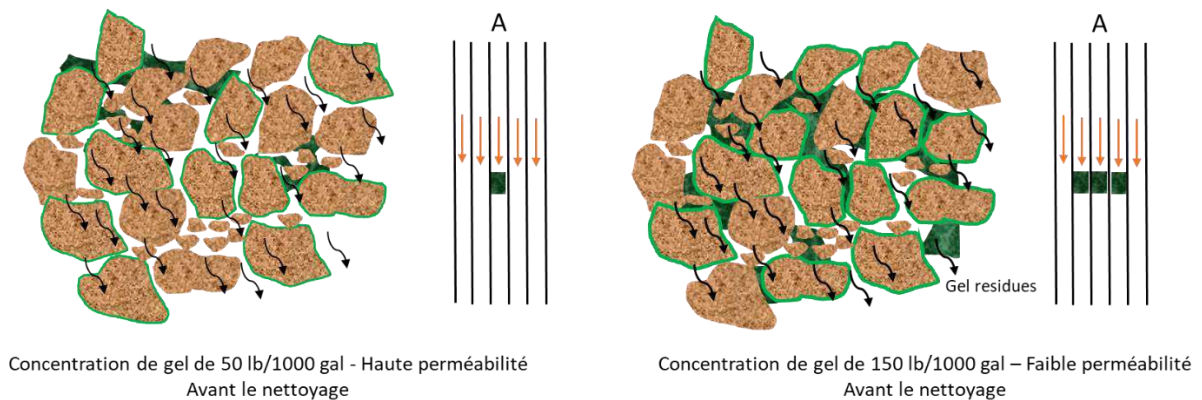


Figure IV-44 Effet de la concentration de gel de guar sur la perméabilité du proppant

IV.7.4.3. Modèle d'adsorption

Ces résultats révèlent que plus le fluide de fracturation reste dans les pores du proppant, plus il est collé et difficile à éliminer **Figure IV-44**. Ceci est expliqué par le modèle d'adsorption de Freundlich, c'est une formule empirique pour l'adsorption hétérogène donnée par l'équation suivante :

$$q_e = K_F C_e^{\frac{1}{n}} \quad \text{IV-7}$$

Où : $K_F(\text{mg}^{1-(1/n)} \text{L}^{1/n} \text{g}^{-1})$ est une constante corrélée à la capacité d'adsorption relative de l'adsorbant et n est une constante indicative de l'intensité de l'adsorption.

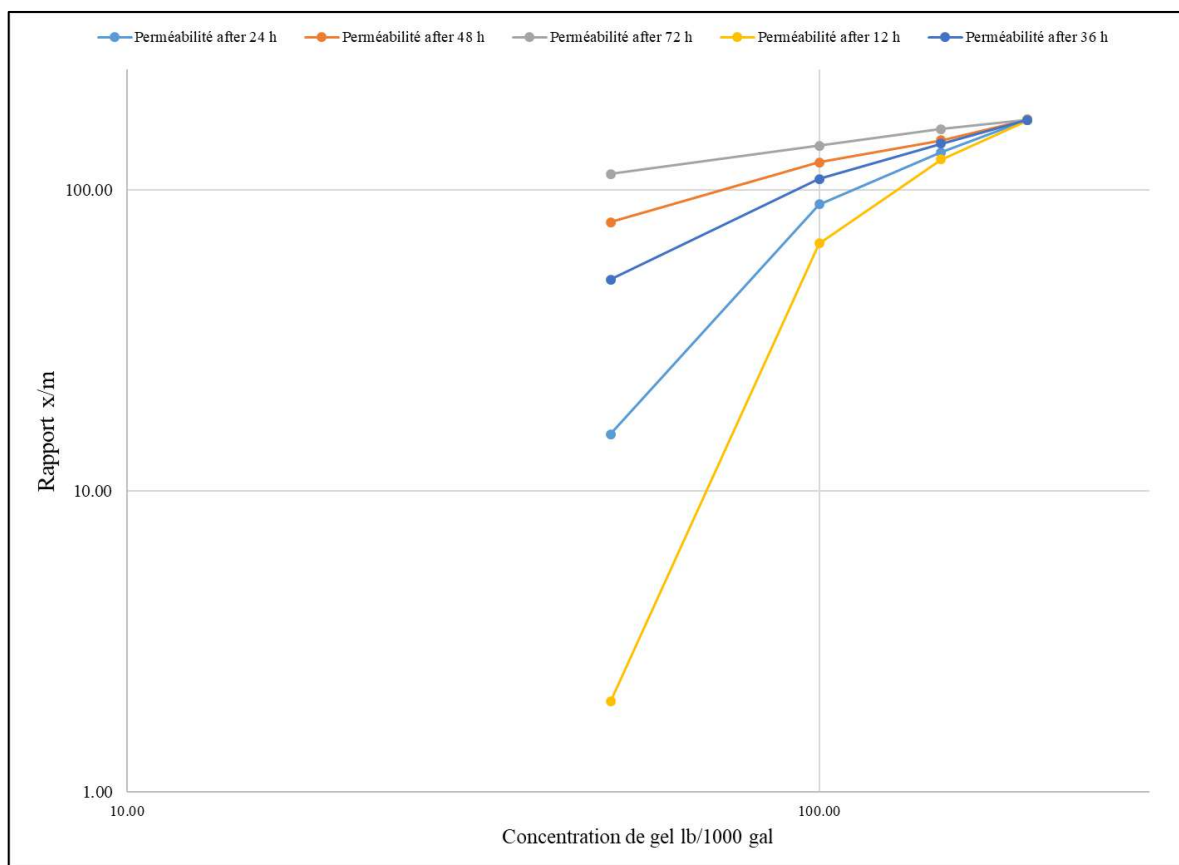


Figure IV-45 Quantité adsorbée de gel en fonction de la concentration en polymère (un agent de soutènement HSP de 20/40 mesh sous 6000 psi).

Le modèle de Freundlich étant une équation exponentielle, il suppose que la capacité d'adsorption de l'adsorbant augmente avec la concentration de l'adsorbat. Les valeurs K_F and $1/n$ peuvent être corrélées à la capacité et à l'intensité d'adsorption (Freundlich, 1926).

(Saurabh Mishra, 2014) a prouvé que lorsque la concentration en polymère augmente, l'épaisseur de la couche adsorbée augmente et la perméabilité diminue. Ceci est dû au fait que la probabilité d'interaction entre la surface du sable et les molécules de polymère augmente.

IV.7.5. Effet de la concentration du briseur sur la perméabilité des agents de soutènement

La **Figure IV-46** représente la perméabilité des agents de soutènement HSP 20/40 en fonction de la concentration du briseur (0, 5, 10, 20, 25 lb/1000 gal) après 24 h, sous une pression de fermeture de 6000 psi et à 120 °C avec une concentration de gel de 50, 100 et 150 lb/1000 gal, la figure illustre comment la perméabilité est affectée lorsque la concentration du briseur est augmentée.

IV.7.5.1. Tests de perméabilité avec différentes concentrations de breaker

Les résultats montrent qu'en augmentant la concentration du briseur, la gravité des endommagements causés par les polymères concentrés sur le Pack de proppant diminue. La quantité de perméabilité conservée qui peut être obtenue est directement liée à la concentration du briseur.

Comme présenté dans le graphique, la perméabilité retenue d'agent de soutènement est nulle lorsqu'il n'y a pas eu d'agent de brisure utilisé et que les dégâts sont importants, la perméabilité augmente ensuite avec l'augmentation de la concentration de l'agent de rupture. Il est important de noter que pour des concentrations élevées de gel, il faut plus de briseur pour obtenir plus de conductivité du proppant. Les courbes ont tendance à se stabiliser à des concentrations supérieures à 20 lb/1000 gal où le gel est totalement cassé.

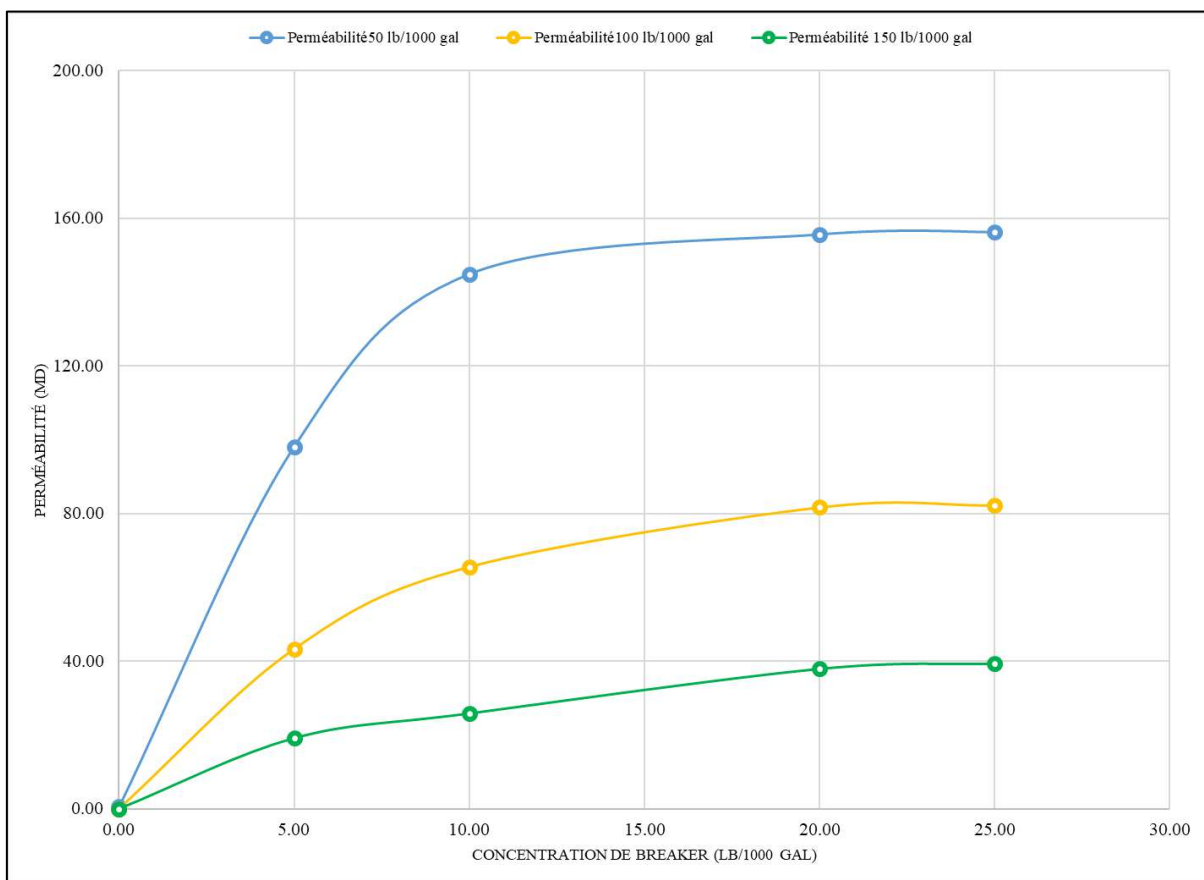


Figure IV-46 Effet de la concentration du briseur sur la perméabilité du proppant après 24 heures, sous 6000 psi et 120 °C, en utilisant une taille de proppant HSP 20/40 et différentes concentrations de gel.

En coupant la longue chaîne de polymère, les briseurs réduisent la viscosité du fluide de fracturation en réduisant ainsi son poids moléculaire qui est considéré comme étant de l'ordre de 2 à 4 millions. Pour éliminer la viscosité d'un seul polymère de guar, il faut le couper en environ 200 petits morceaux (Acton, 2013).

IV.7.5.2. Mécanisme de dégradation du gel

Les polymères réticulés au borate sont connus pour être réversibles ; ils sont donc brisés par la décomposition de leur poids moléculaire. Cependant, la dégradation des gels ne signifie pas le retour du fluide car après la dégradation il reste beaucoup de résidus qui endommagent la perméabilité des noyaux comme l'illustre la **Figure IV-47**.

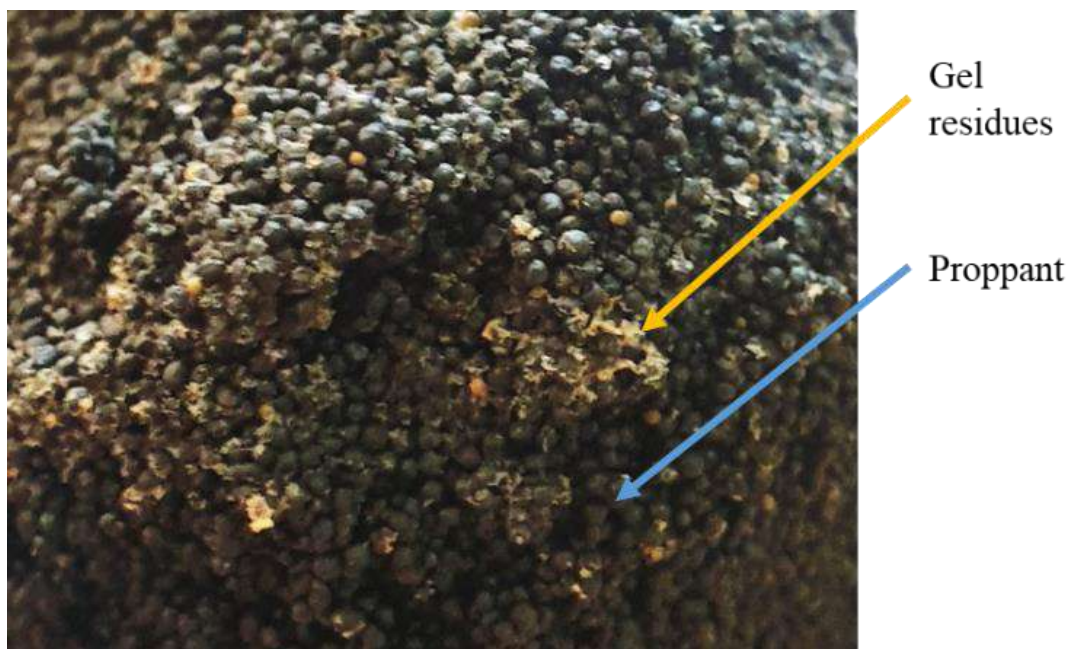


Figure IV-47 Résidus de gel après 24 heures sous 6000 psi à 120 °C avec une concentration de 5 lb/1000 gal de brisant.

Le mécanisme de dégradation du gel s'explique par le processus par lequel l'oxydant agit. Ils libèrent des radicaux libres qui agissent sur les liaisons oxydables qui sont sensibles. Les radicaux libres sont des ions chargés d'électrons non appariés et sont très réactifs en raison de leur tendance naturelle à former des liaisons par paire d'électrons. Ils peuvent générer des radicaux libres en stabilisant l'activation thermique ou catalytique des espèces oxydantes. (TjonJoePin, 1996).

Le gel non brisé dans la fracture réduit de manière significative non seulement la conductivité de l'agent de soutènement mais aussi la longueur effective de la fracture qui est un paramètre essentiel de la Fcd qui conditionne le succès de l'opération de fracturation (**Figure IV-48**).

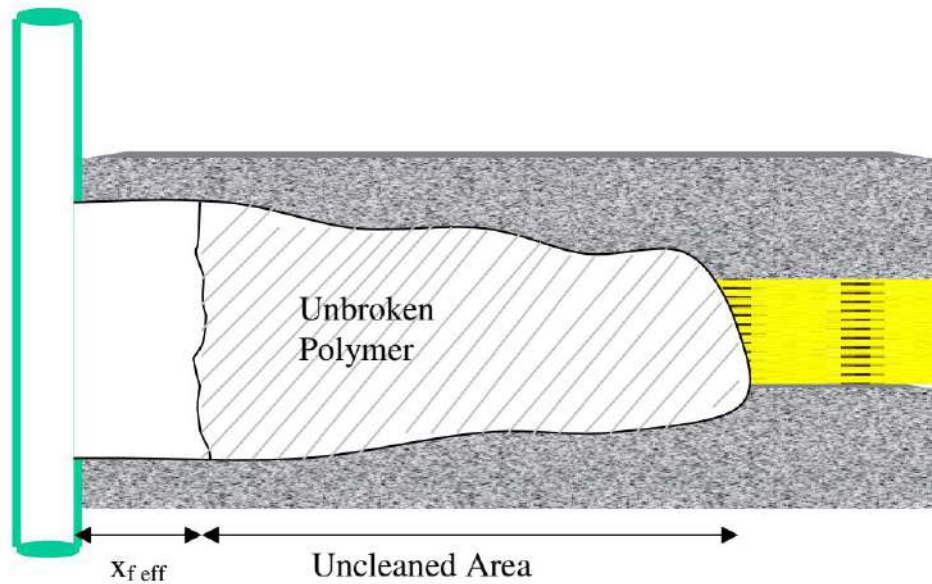


Figure IV-48 Longueur effective de la fracture dans un puits à fracturation hydraulique

IV.7.6. Effet de la concentration en polymère à long terme sur Fcd & FOI

IV.7.6.1. Conductivité de fracture adimensionnelle

En 1961, Prats a discuté de l'importance de la conductivité de fracture sans dimension Fcd :

$$Fcd = \frac{K_f W}{K X_f} \quad IV-8$$

K_f est la perméabilité de la fracture (md)

W_f est la largeur de la fracture (ft)

K est la perméabilité de la formation (md)

X_f est la demi-longueur de la fracture (ft).

Ce paramètre représente la capacité des fractures à transmettre les fluides du réservoir au puits de forage divisée par la capacité de la formation à transmettre les fluides aux fractures (Economides, Michael J., 2000). Un coefficient C peut être multiplié à l'équation Fcd pour inclure l'effet de la pression appliquée sur le proppant, le fluide de fracturation et les dommages associés au temps avant le nettoyage par Coiled Tubing.

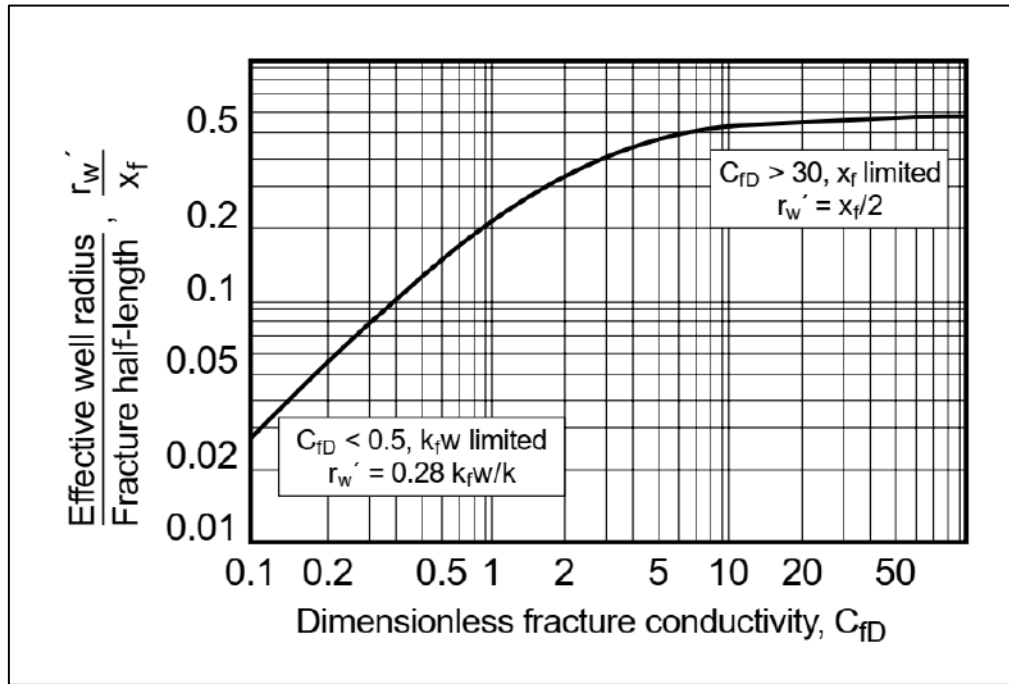


Figure IV-49 Rayon de forage équivalent en fonction de la conductivité de la fracture sans dimension et de la longueur de la fracture (Economides, Michael J., 2000).

Si l'on revient à la **Figure IV-1**, les taux de production après fracturation sont directement liés à la perméabilité des fractures, Prats a introduit un concept critique de rayon effectif de puits r_w' qui montre comment le rayon de puits peut théoriquement être augmenté après une opération de fracturation. (Cinco-Ley, août 1978) ont ensuite intégré ce concept dans une description complète de la réponse du réservoir où ils ont exprimé r_w' en fonction de la longueur et de F_{cd} (Economides, Michael J., 2000).

IV.7.6.2. Folds Of Increase

La **Figure IV-49** peut être utilisée comme un outil d'ingénierie des réservoirs pour évaluer les éventuels bénéfices de productivité post-fracture des opérations de fracturation. Le Folds Of Increase (FOI) peuvent être définis comme l'augmentation post-fracture de la productivité Puits par rapport à la productivité pré-fracture :

$$FOI = \frac{\ln(r_e/r_w) + s}{\ln(r_e/r_w')} \quad IV-9$$

r_e est le rayon du réservoir

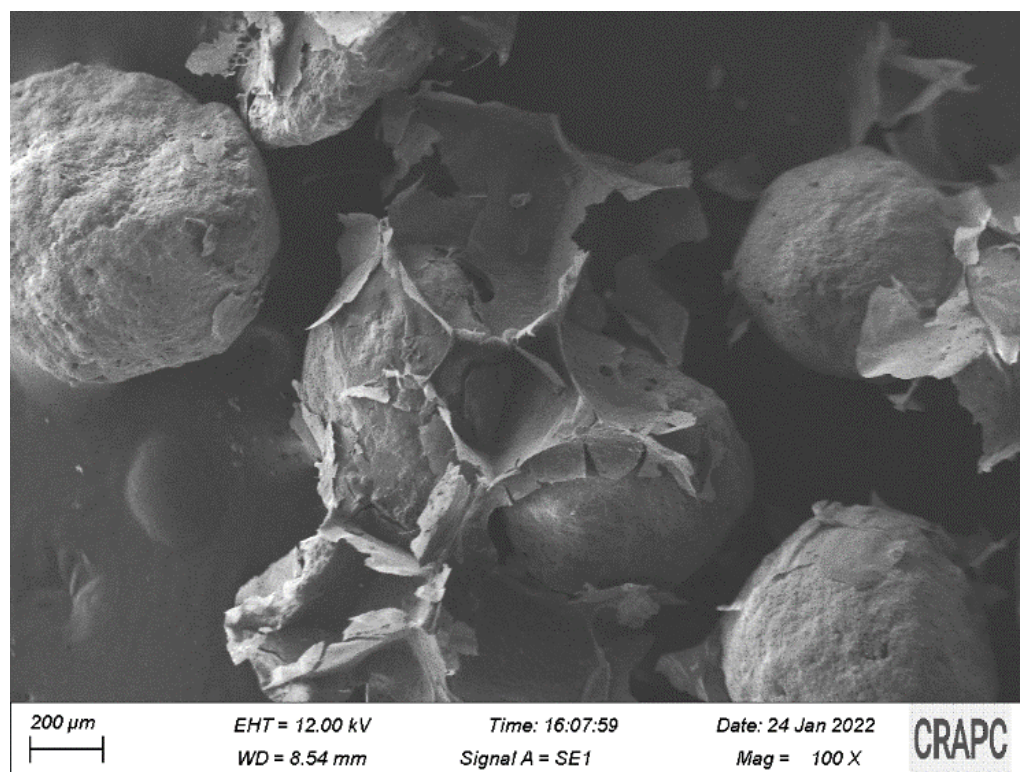
r_w est le rayon normal du puits de forage

s est l'effet de peau avant la fracturation

Enfin, cela peut expliquer de manière significative le faible taux de production post-fracturation enregistré dans certaines opérations de fracturation effectués dans le champ de Hassi Messaoud.

IV.7.7. Résultats du MEB

La **Figure IV-50** montre des grains de sable séchés avec les résidus de gel après 24 heures sous une contrainte de 6000 psi à 120 °C de température avec une concentration de 5 lb/1000 gal de brisant de Sodium de bromate. Après que le fluide de fracturation (guar) a été dégradé dans les espaces interstitiels on remarque une couche de résidus séchés qui se détache du grain en haut de la photo et montre une zone de résidus sévère.



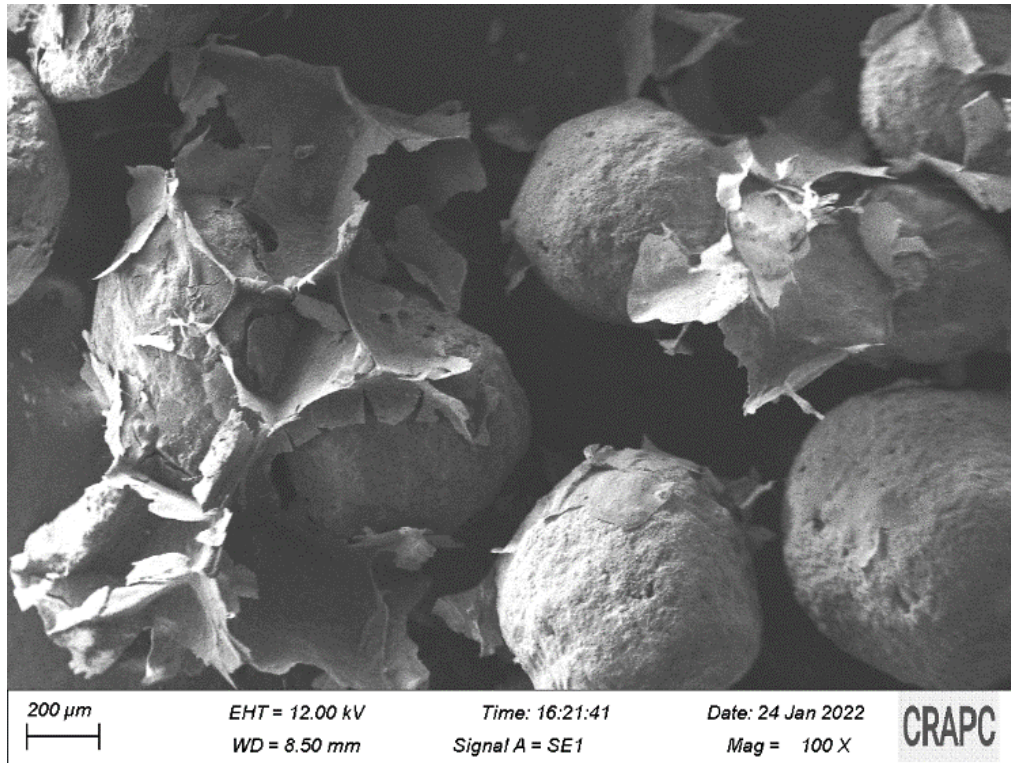


Figure IV-50 Gel residues after 24 h under 6000 psi at 120 °C with 5 lb/1000 gal breaker concentration using MEB

On a observé que le résidu enveloppe les grains des agents de soutènement. Cette enveloppe endommage la conductivité de la fracture à travers les pores et bouche les ouvertures étroites. Par conséquent, la réduction de la perméabilité due aux fluides de fracturation est sévère, et seules les modifications de la porosité sont prises en compte.

Le résidu présent dans les espaces poreux de la fracture réduira la perméabilité de l'agent de soutènement. Les essais indiquent que cette réduction sera à long terme ; le résidu ne sera pas déplacé de la fracture par la production et se dégradera lentement. Seule une petite quantité de résidus de guar a pu être déplacée d'une fracture simulée à des gradients de pression extrêmement élevés.

IV.7.8. Résultats de la rhéologie du fluide fracturation

IV.7.8.1. Test de stabilité à 120 °C

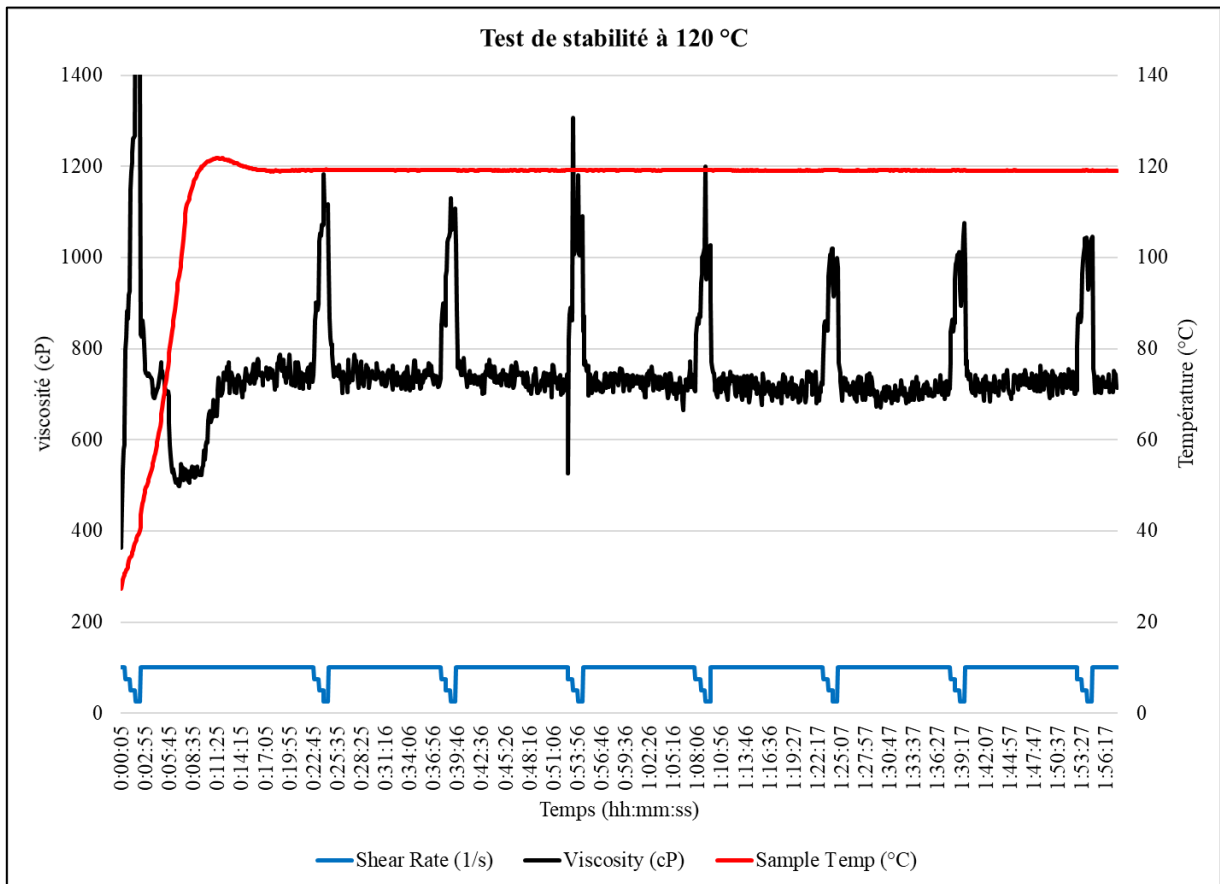


Figure IV-51 Test de stabilité a 120°C

Avant de tester les performances du briseur sur le fluide de fracturation, la rhéologie de l'échantillon a été testée pour s'assurer que le fluide est stable à haute température et les paramètres rhéologiques sont stable.

Le graphique représente la viscosité de l'échantillon en fonction du temps et de la température. Dans ce test de stabilité, un fluide réticulé au borate a été utilisé à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et 6 ppt de borate comme mentionné dans la section des procédures. Le test a été effectué à 120 °C.

Au début du test, la viscosité du fluide était très élevée, dépassant 1000 cP, puis elle s'est stabilisée entre 700 et 800 cP. En appliquant un fort cisaillement, le fluide de fracturation montrait une bonne réversibilité et une bonne guérison de la viscosité.

IV.7.8.2. Tests de rupture de gel à 120°C

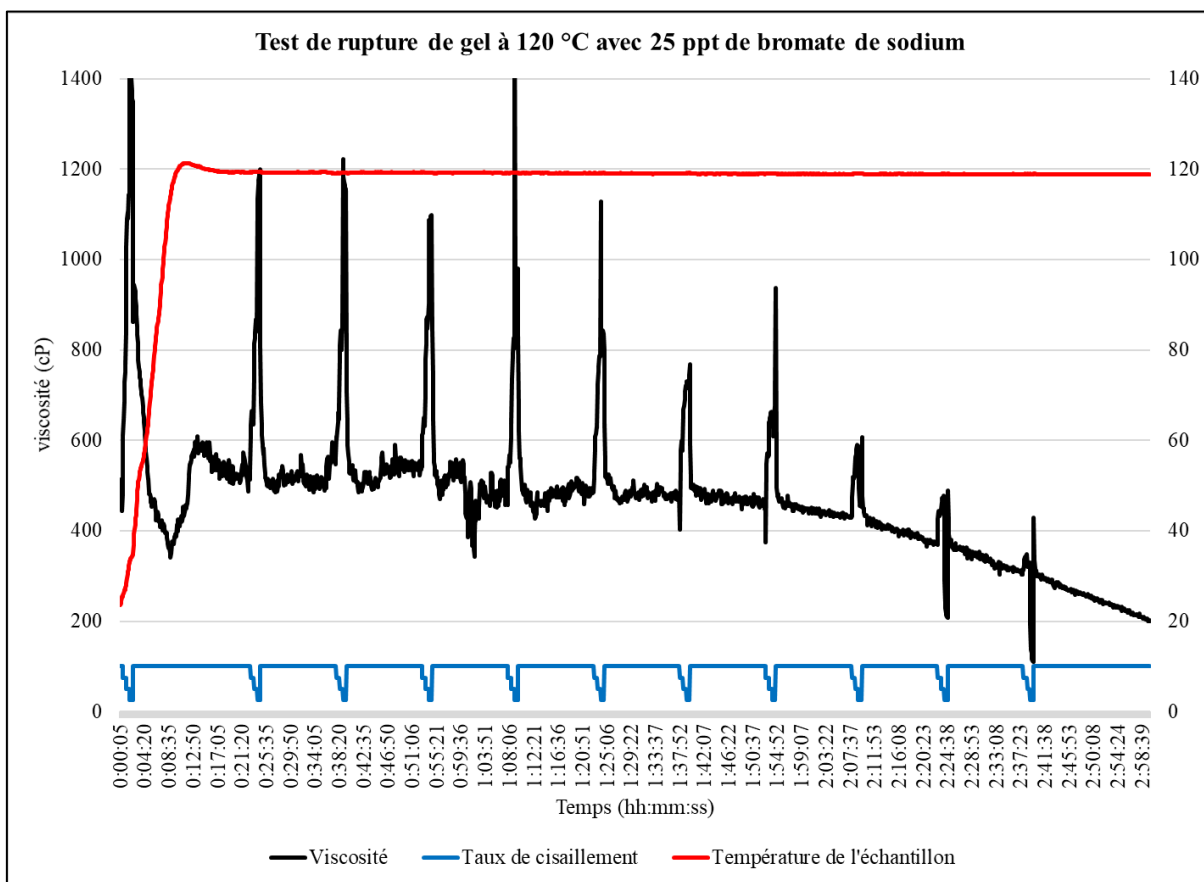


Figure IV-52 Test de rupture de gel à 120 °C avec 20 ppt de bromate de sodium

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et de 6 ppt de borate a été vérifiée à 120°C en utilisant un briseur de bromate de sodium à une concentration de 20 et 10 ppt.

Le graphique représente la viscosité de l'échantillon en fonction du temps et de la température. Au début du test (**Figure IV-52**), la viscosité du fluide était très élevée, dépassant 1000 cP, puis elle s'est stabilisée autour de 700 cP. En appliquant un fort cisaillement, le fluide de fracturation montrait une bonne réversibilité et une bonne guérison de la viscosité.

Cependant, même après 3 heures, le gel ne s'est pas totalement rompu, montrant une viscosité d'environ 200 cP, ce qui rend difficile le reflux du gel à l'extérieur de la fracture après l'opération de fracturation.

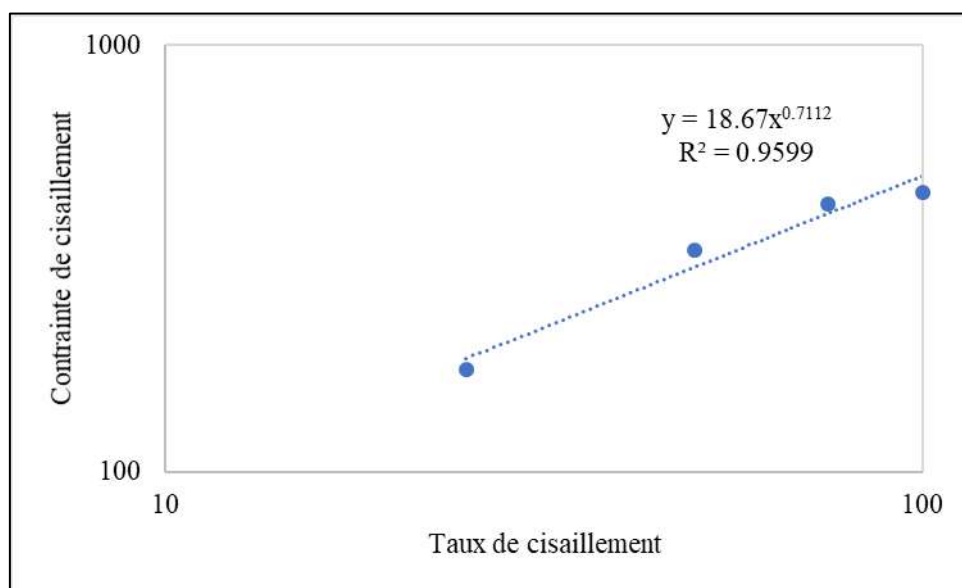


Figure IV-53 Graphe Log - Log de la Contrainte de cisaillement en fonction du Taux de cisaillement

La figure représente la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement à l'échelle logarithmique après 3 heures dans des conditions de fond de trou.

Comme le montre l'équation de la ligne de tendance, le comportement du fluide est toujours dans le modèle de loi de puissance. À partir du graphe, l'équation suivante a été conclue :

$$\tau = 18.67\gamma^{0.7112}$$

D'après le graphe et les équations, l'indice de comportement est $n = 0,71$, ce qui signifie que le fluide ne s'est pas totalement rompu, cela s'explique par la forte tension superficielle du gel non rompu qui rend difficile son élimination. Ce phénomène entraînera un sérieux problème de nettoyage, ainsi, l'altération de la conductivité de la fracture sera sévère, ce qui affectera négativement l'IP et, par conséquent, affectera la FOI.

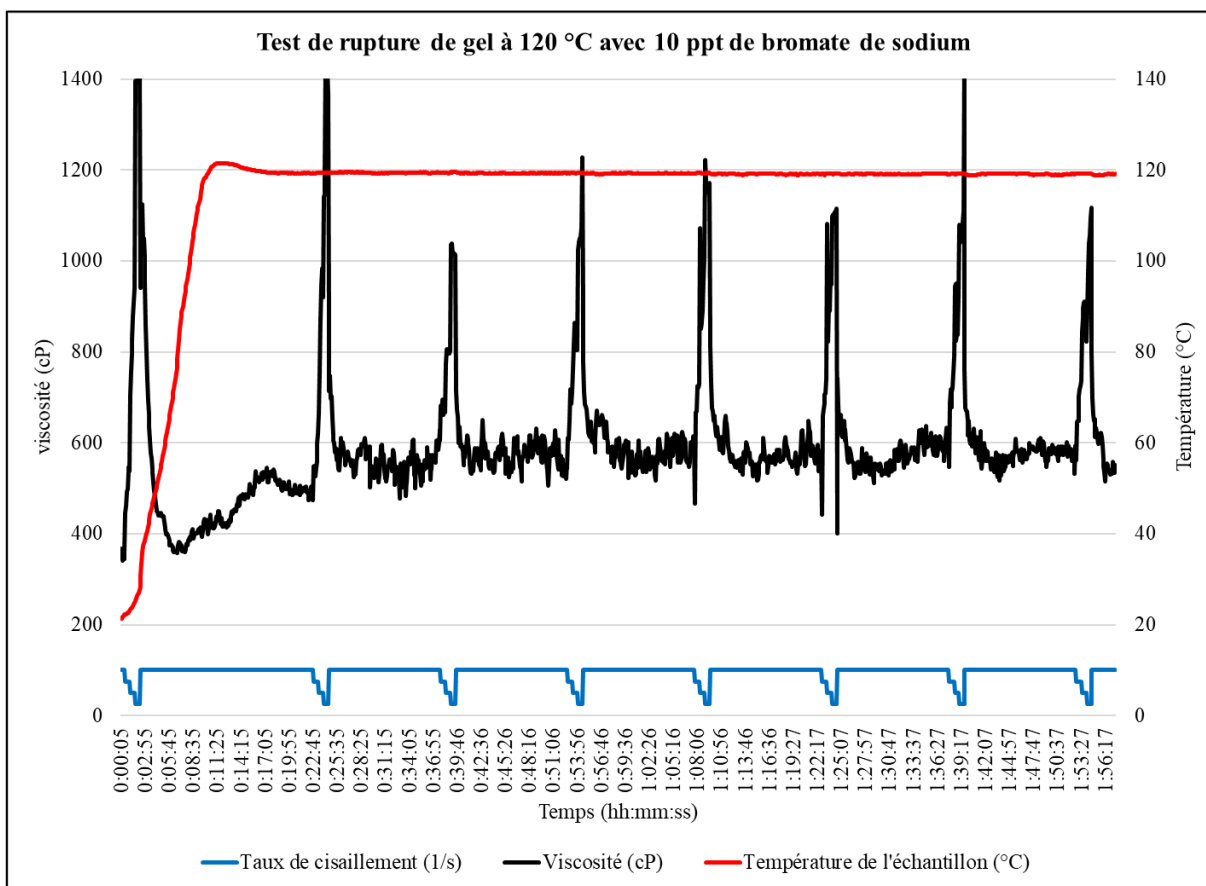


Figure IV-54 Test de rupture de gel à 120 °C avec 10 ppt de bromate de sodium

Au début du test (**Figure IV-54**), la viscosité du fluide était très élevée, dépassant 1000 cP, puis elle s'est stabilisée autour de 600 cP. En appliquant un fort cisaillement, le fluide de fracturation montrait une bonne réversibilité et une bonne guérison de la viscosité.

Cependant, après 2 heures de test, le gel montre un régime stable de viscosité sans signature de déclin.

En prenant en considération le fait que les gradients de pression dans la plupart des régions du champ de Hassi Messaoud sont inférieurs à 0,45 psi/ft (réservoir sous-pressurisé), cela conduira à une faible perméabilité retenue par la fracture, ce qui affectera le Fcd et par conséquent l'IP, car plus d'énergie motrice est nécessaire dans ce cas pour un meilleur nettoyage des fractures, ce qui n'est pas le cas dans le champ de Hassi Messaoud.

IV.7.8.3. Tests de rupture de gel à 110°C

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et de 6 ppt de borate a été vérifiée à 110°C en utilisant du bromate de sodium à une concentration de 25 ppt.

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

Au début du test, la viscosité du fluide était très élevée, dépassant 1000 cP, puis elle s'est stabilisée autour de 700 cP pendant 1 heure. Après cela, la viscosité du fluide commence à diminuer lentement.

Cependant, même si après 4 heures, le gel ne s'est pas totalement décomposé, montrant une viscosité d'environ 300 cP, il s'agit d'un problème sérieux qui rend difficile l'écoulement du gel à l'extérieur de la fracture après l'opération de fracturation.

Dans ce cas, d'énormes fragments de gel sont encore réticulés et sont très difficiles à retirer de la fracture, ce qui endommage la longueur effective de la fracture.

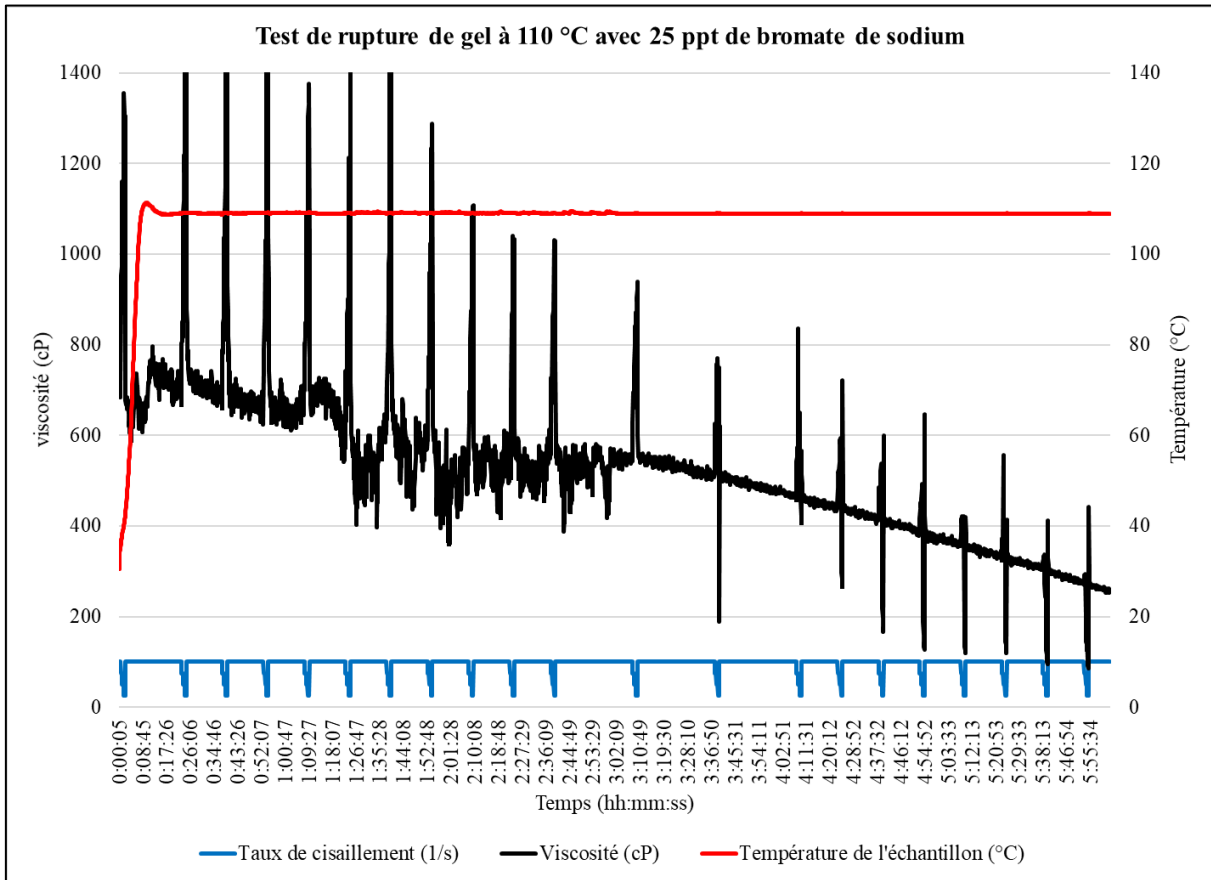


Figure IV-55 Test de rupture de gel à 110 °C avec 25 ppt de bromate de sodium

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, si l'on considère que les gradients de pression dans la plupart des régions du champ de Hassi Messaoud sont inférieurs à 0,45 psi/ft (réservoir sous-pressurisé), cela conduira à une faible perméabilité retenue par la fracture, ce qui affectera le Fcd et par conséquent l'IP, car plus d'énergie motrice est nécessaire dans ce cas pour un meilleur nettoyage des fractures, ce qui n'est pas le cas dans le champ de Hassi Messaoud.

IV.7.8.4. Tests de rupture de gel à 100°C

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et de 6 ppt de borate a été vérifiée à 100°C en utilisant le peroxyde d'ammonium à une concentration de 0,05, 0,08 et 0,1 ppt.

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

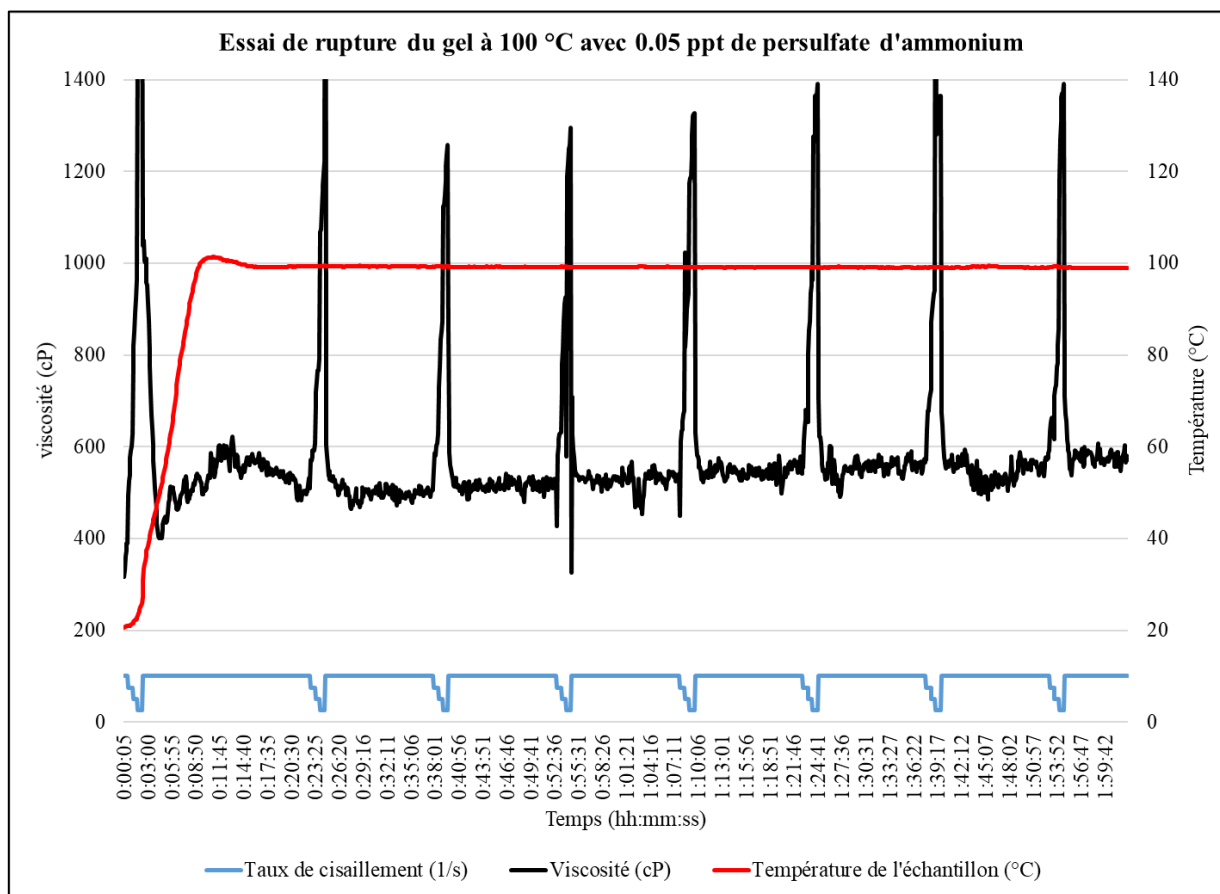


Figure IV-56 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.05 ppt de persulfate d'ammonium

En utilisant une concentration de 0,05 ppt, le gel ne s'est pas rompu, montrant une viscosité élevée stable à environ 600 cP.

En utilisant une concentration de 0.08, la viscosité de l'échantillon a diminué à 400 cP après 7 minutes et à 200 cP après 20 minutes, ce qui représente un grand risque de dégrillage pendant le pompage, même si après plus d'une heure le gel n'a pas totalement cassé, montrant une viscosité autour de 200 cP.

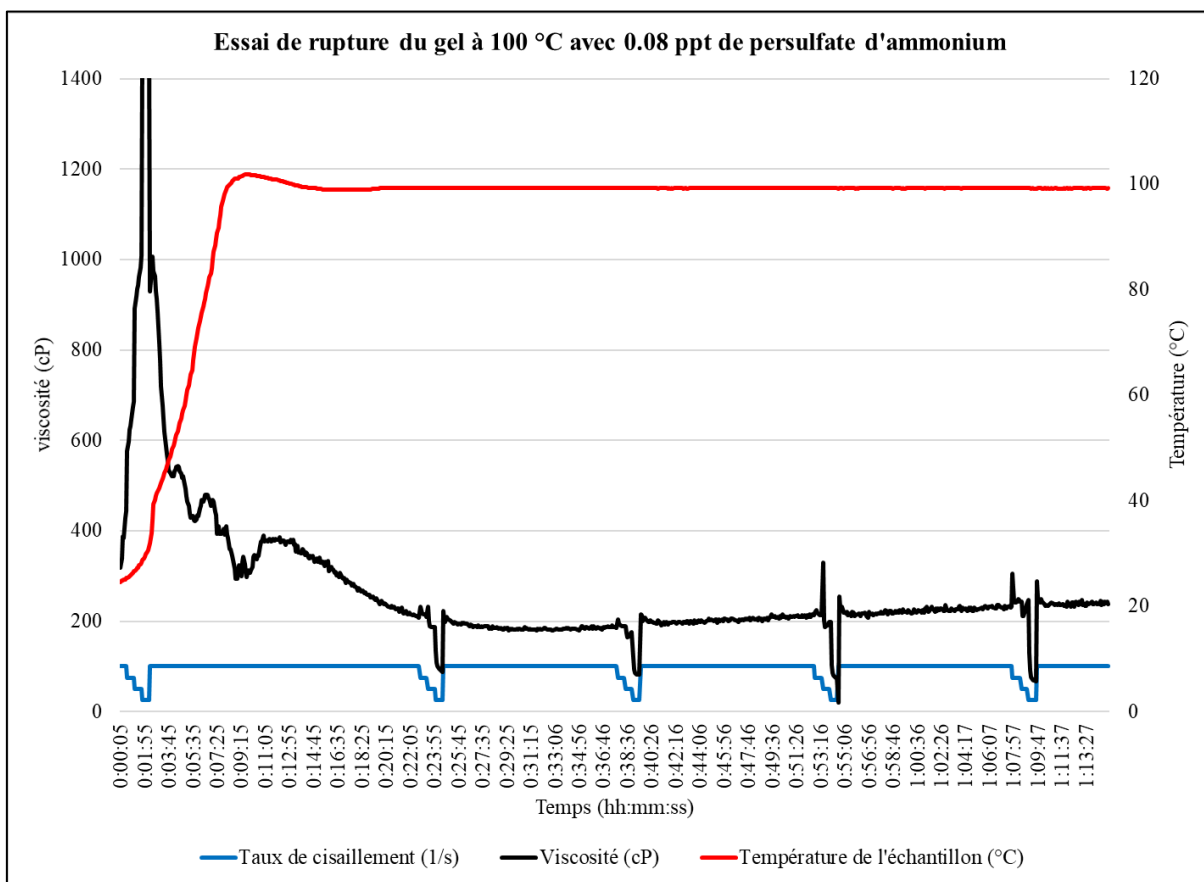


Figure IV-57 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.08 ppt de persulfate d'ammonium

C'est un problème sérieux qui rend difficile de distinguer la bonne concentration de briseur à utiliser pour un temps de pompage sûr, une bonne perméabilité retenue et un retour efficace.

En utilisant une concentration de persulfate d'ammonium de 0,1 ppt, le fluide s'est brisé après 8 minutes, ce qui est sans danger et le fluide a tendance à se briser avant la fin de l'opération de fracturation.

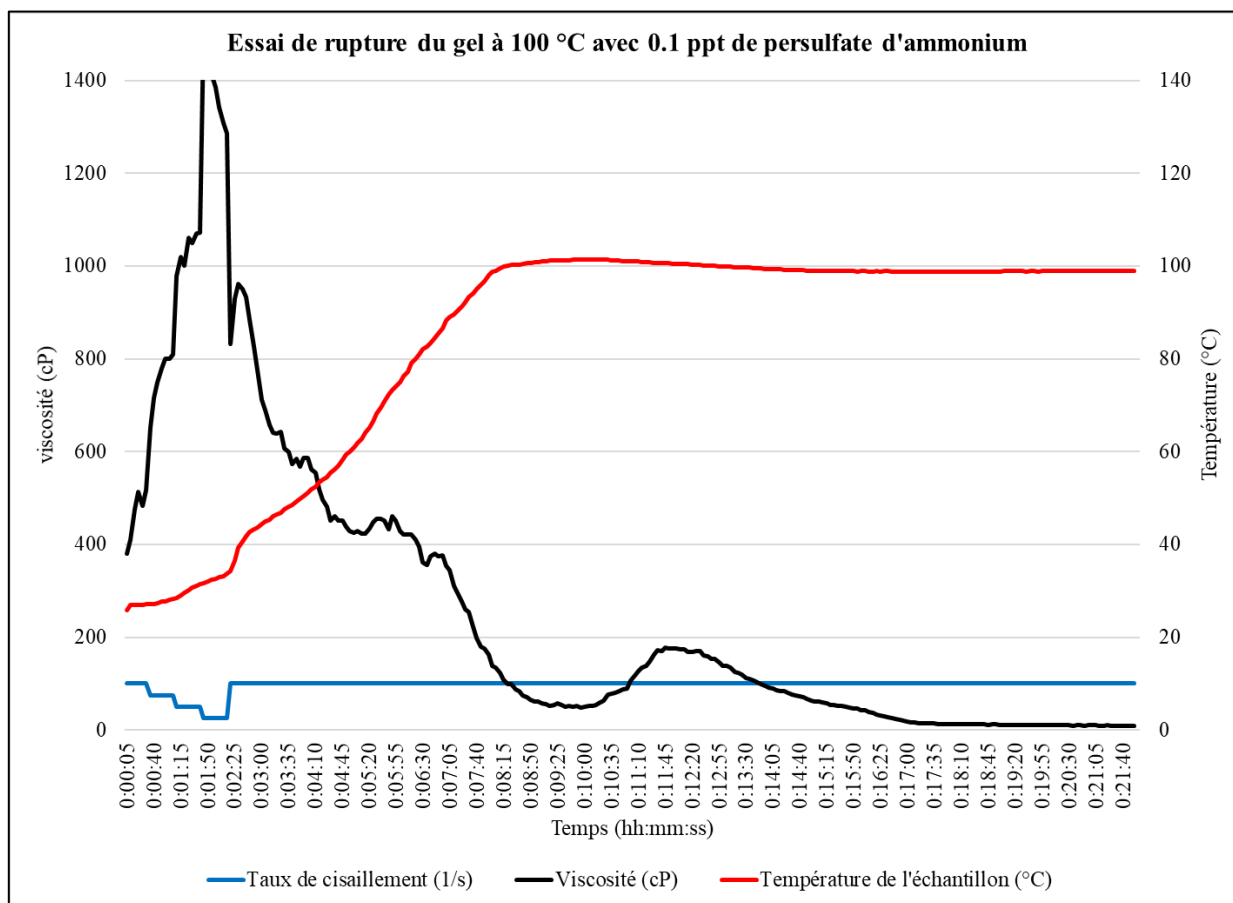


Figure IV-58 Essai de rupture du gel à 100 °C avec 0.1 ppt de persulfate d'ammonium

IV.7.8.5. Tests de rupture de gel à 80°C

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et de 6 ppt de borate a été vérifiée à 80°C en utilisant le peroxyde d'ammonium à une concentration de 0,1, 0,3 et 0,5 ppt.

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

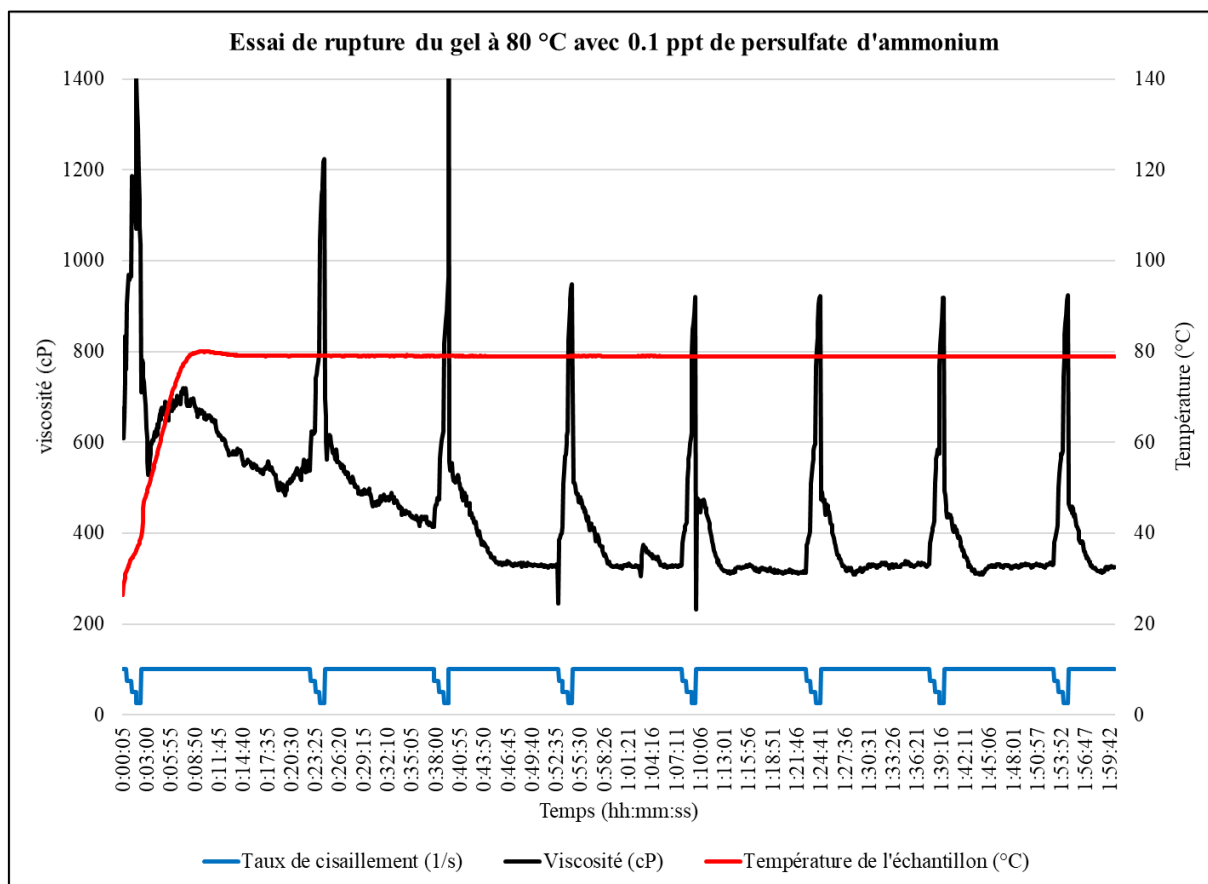


Figure IV-59 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.1 ppt de persulfate d'ammonium

En utilisant une concentration de 0,1 ppt, le gel ne s'est pas rompu, montrant une viscosité élevée stable à environ 350 cP.

En utilisant 0,3, la viscosité de l'échantillon a diminué à 200 cP après 20 minutes et l'échantillon fluide s'est totalement rompu après 25 minutes.

En utilisant une concentration de persulfate d'ammonium de 0,5 ppt, le fluide s'est brisé après 16 minutes.

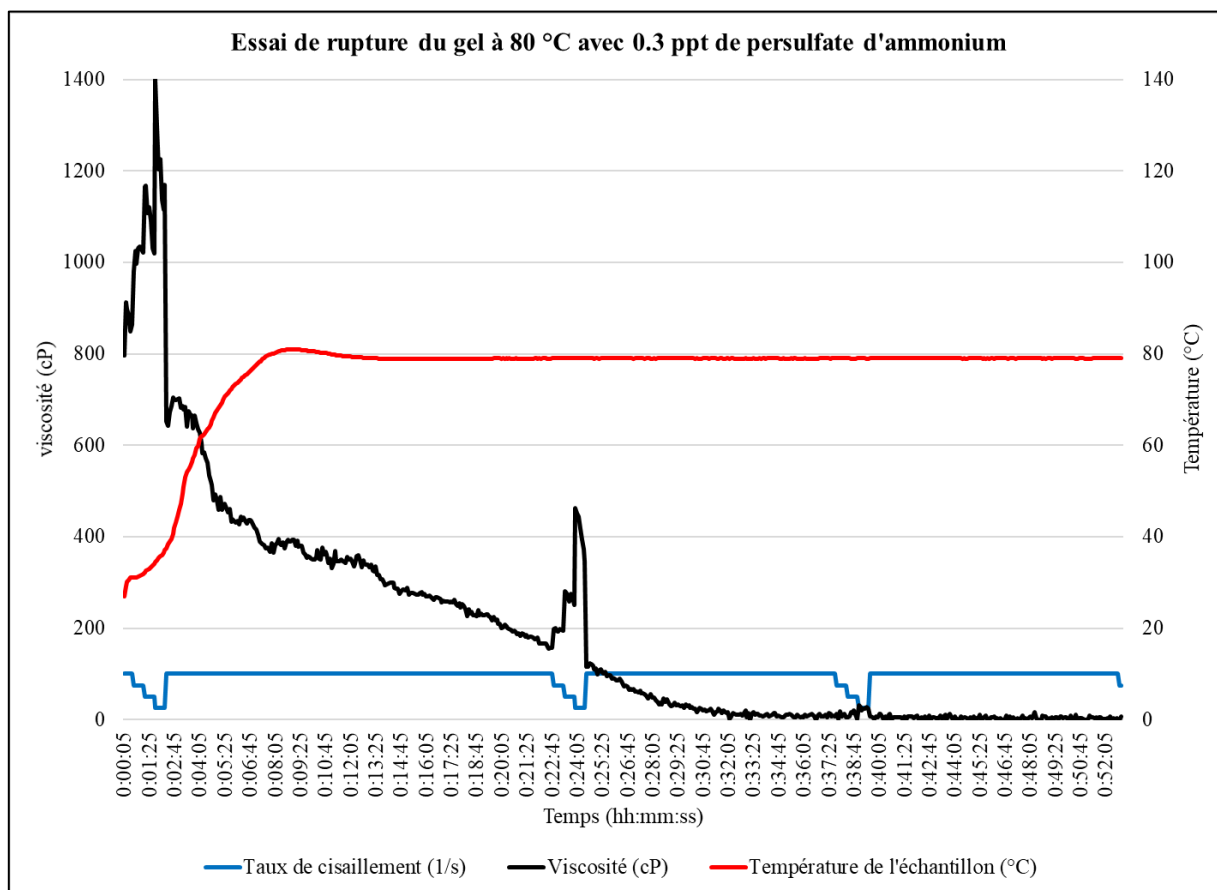


Figure IV-60 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.3 ppt de persulfate d'ammonium

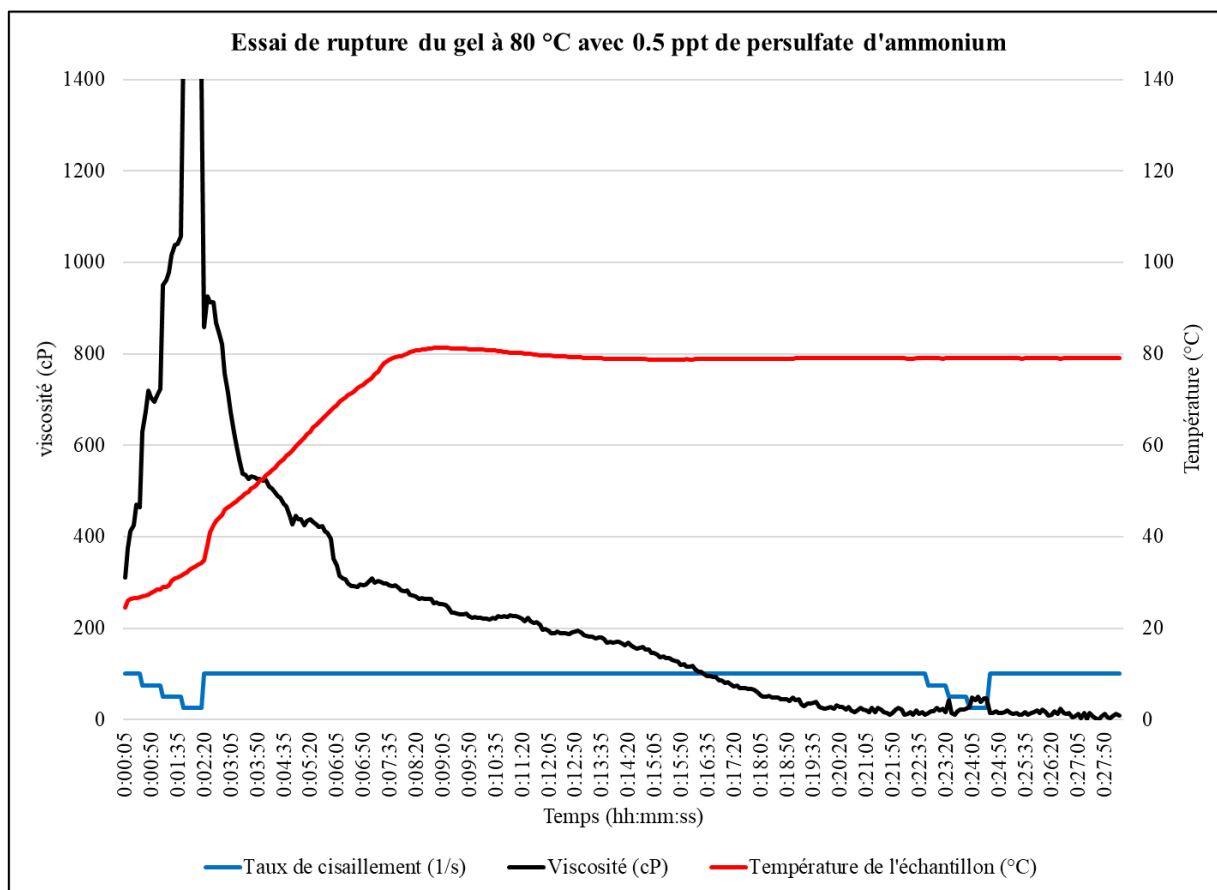


Figure IV-61 Essai de rupture du gel à 80 °C avec 0.5 ppt de persulfate d'ammonium

IV.7.8.6. Tests de rupture de gel à 60°C

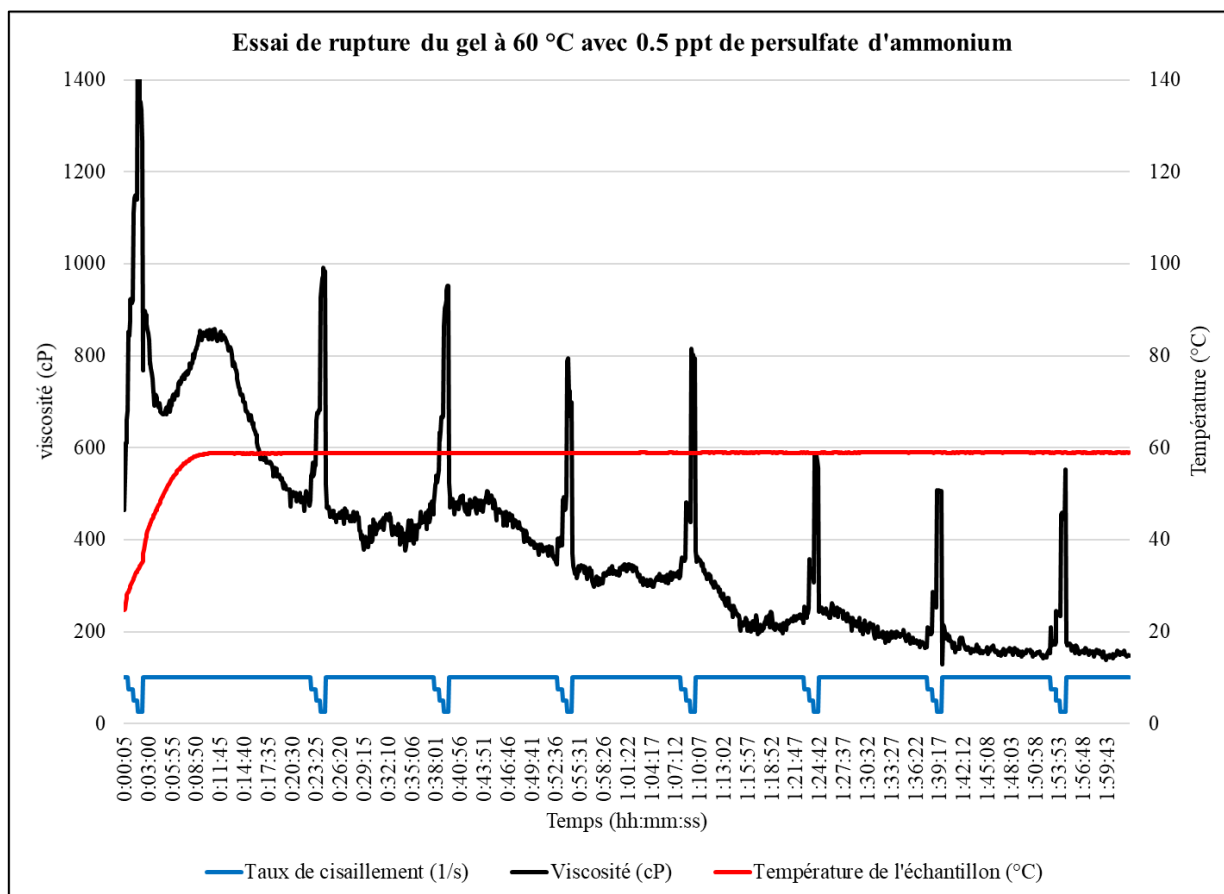


Figure IV-62 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 0.5 ppt de persulfate d'ammonium

La rhéologie d'un fluide réticulé au borate à une concentration de 35 lb/1000 gal de guar et de 6 ppt de borate a été vérifiée à 60°C en utilisant le perchlorure d'ammonium à une concentration de 0,5, 1 et 1,5 ppt.

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

En utilisant une concentration de 0,5 ppt, le gel ne s'est pas rompu, montrant une viscosité élevée stable à environ 30 cP après 1 heure et le fluide reste intact même après 2 heures.

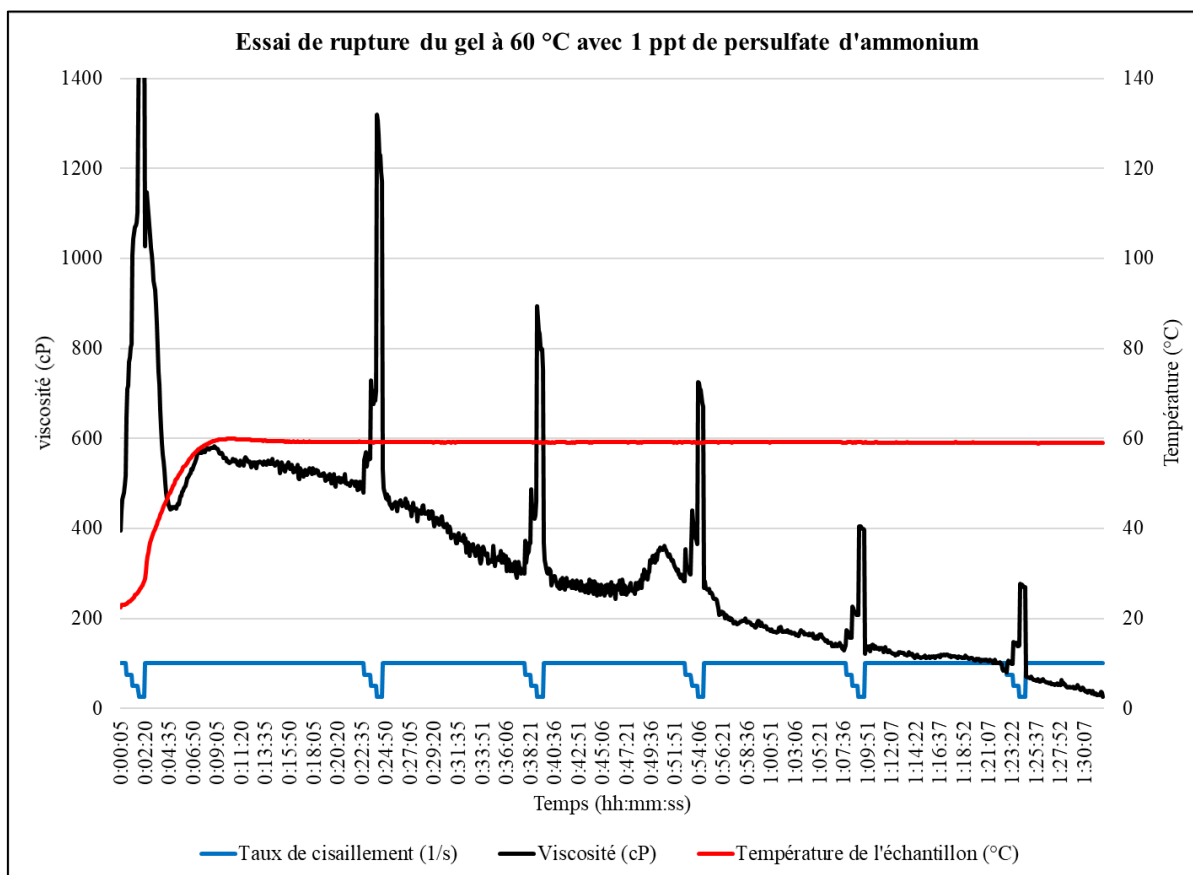


Figure IV-63 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 1 ppt de persulfate d'ammonium

En utilisant 1 ppt, la viscosité de l'échantillon a diminué à 400 cP après 30 minutes et le fluide s'est totalement rompu après 1 heure et demie.

En utilisant 1,5 ppt de concentration de persulfate d'ammonium, le fluide s'est brisé après 45 minutes.

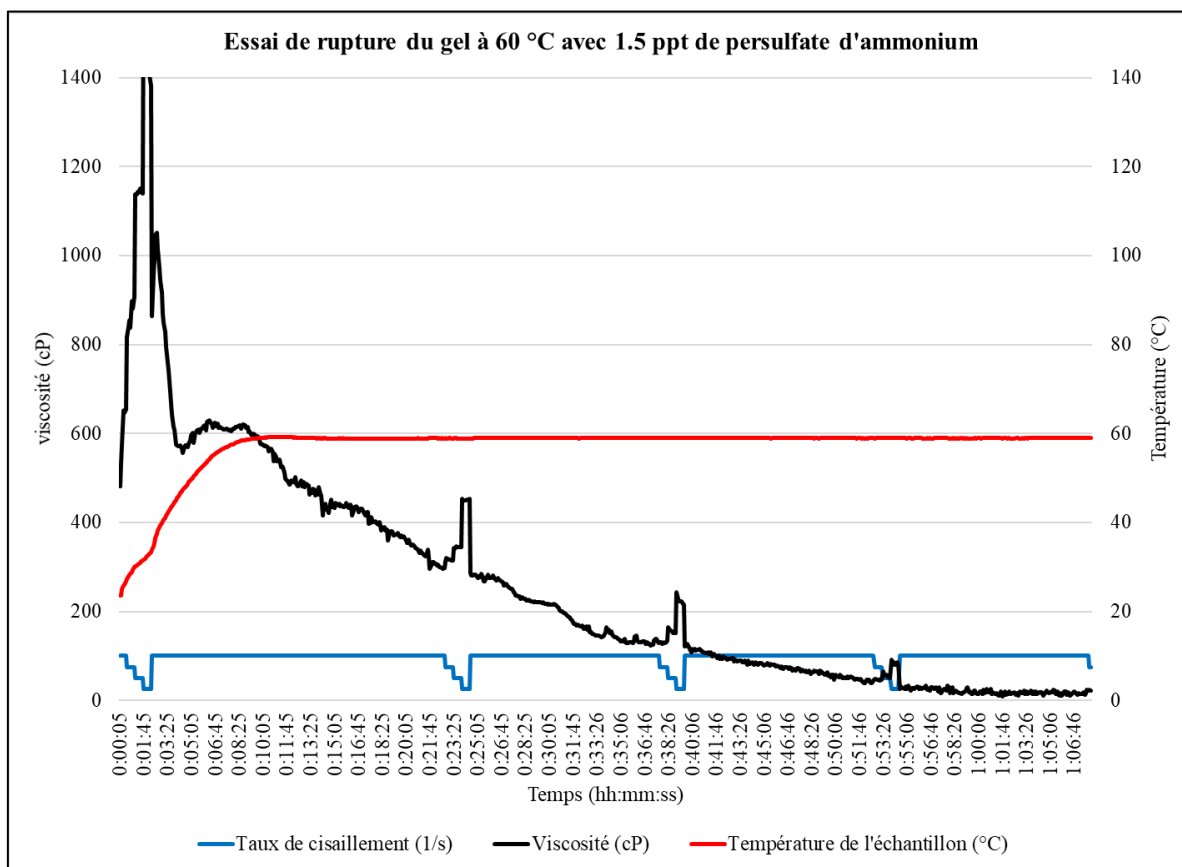


Figure IV-64 Essai de rupture du gel à 60 °C avec 1.5 ppt de persulfate d'ammonium

IV.7.8.7. Ajout du Méthanol au fluide de fracturation

L'ajout du méthanol abaisse la tension superficielle de l'eau et réduit la pression capillaire, ce qui permet de réduire l'énergie nécessaire pour déplacer l'eau à travers les limites et la matrice de la formation.

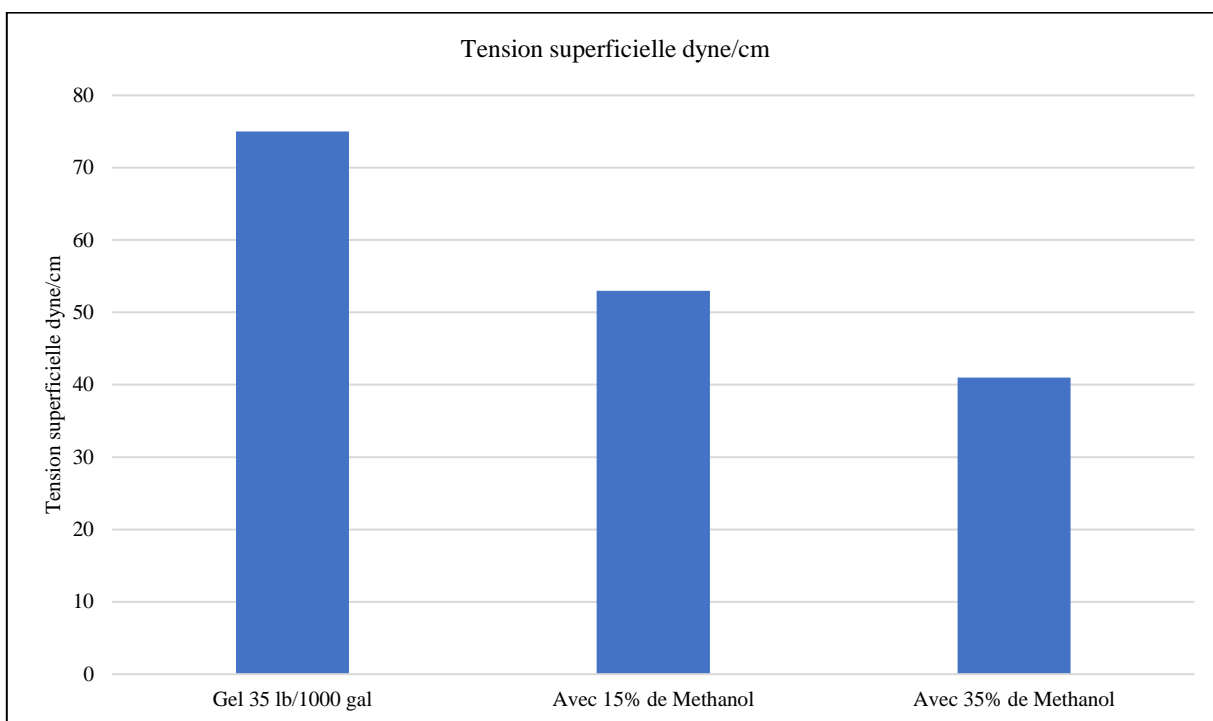


Figure IV-65 Tension superficielle du gel sans et avec l'ajout du Méthanol

En raison de sa faible viscosité par rapport à l'eau, le méthanol réduit la pression de pompage nécessaire pour acheminer les fluides de fracturation vers la formation. [Une friction de tuyauterie plus faible nécessite moins de puissance hydraulique, ce qui a un impact significatif sur la réduction des coûts (Antoci et al. 2001)].

Puis que le méthanol est miscible dans l'eau et a une tension superficielle beaucoup plus faible (22,6 dynes/cm) que l'eau (75 dynes/cm).

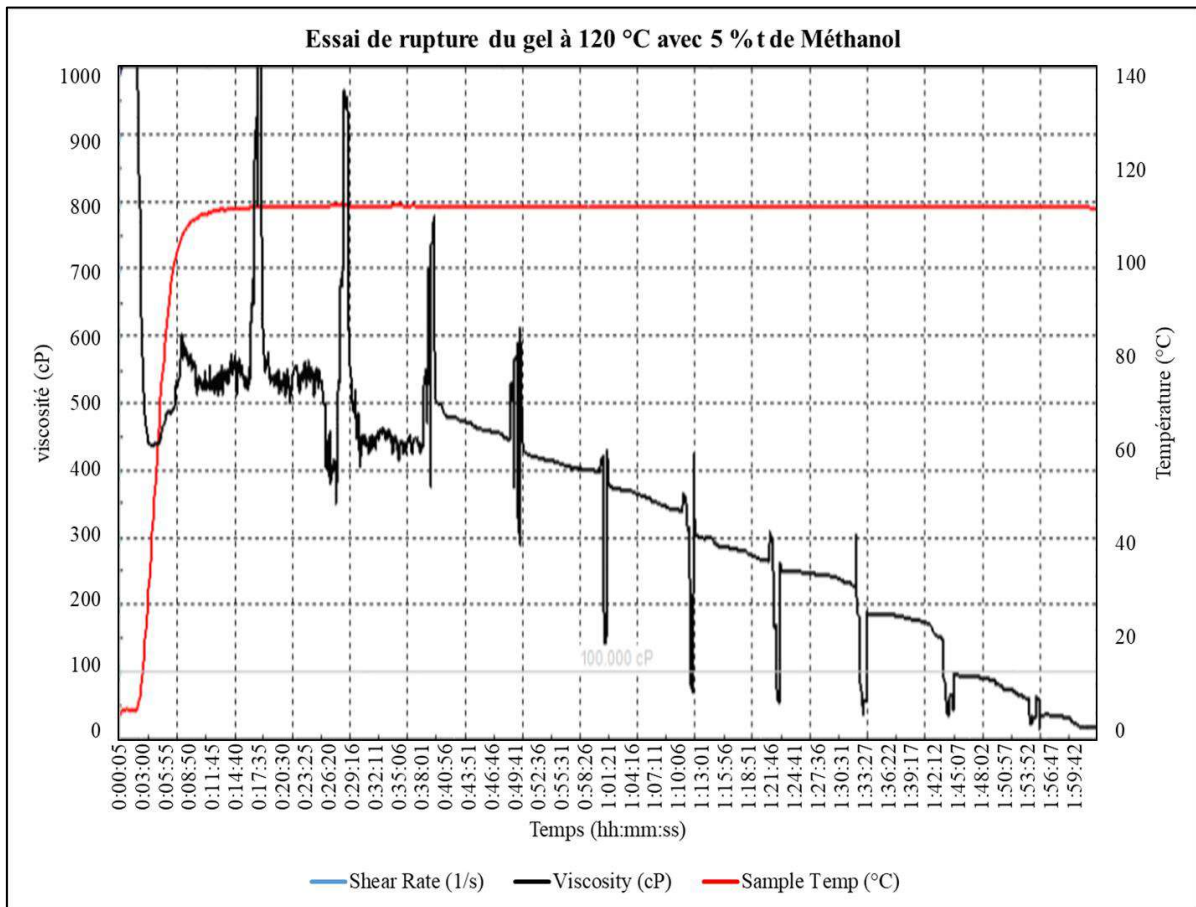


Figure IV-66 Essai de rupture du gel à 120 °C avec 5 % de Méthanol

Lorsque le méthanol chauffé commence à s'approcher du puits de forage, le méthanol se transforme en vapeur. Cette vaporisation entraîne une augmentation significative de la force ascendante et une amélioration de l'écoulement des fluides (Thompson et al. 1992).

I.1. Conclusion

La conductivité des proppants dans les fractures est l'un des paramètres essentiels qui conditionnent le succès de la fracturation hydraulique. Ce paramètre a déjà fait l'objet de plusieurs études qui ont conduit à la démonstration de l'importance du design sur la performance des opérations de stimulation.

En effet, les études expérimentales réalisées dans le cadre de ce projet de recherche ont montré l'influence des propriétés du fluide de fracturation et des types de proppants comme la pression de fermeture et la température à temps prolongé, sur la perméabilité du proppant.

L'installation développée a permis de mesurer la perméabilité des proppants en simulant les conditions de pression et de température du fond du puits. Une augmentation de la pression de 2.000 à 8.000 psi dans la cellule de confinement a conduit à une réduction de 66 à 89% de la perméabilité causée par l'écrasement des grains de Proppant sous l'effet de la compaction. Selon les types de Proppant 20/40 et 30/50 HSP une différence de 30% de perméabilité a été obtenue.

Le type de proppant ultra-haute résistance est fortement recommandé dans les opérations de fracturation de Hassi Messaoud.

De plus, une augmentation de la concentration de gel de 0 à 200 lb/1000 gal a montré une chute énorme de la perméabilité du proppant avec l'augmentation de la concentration.

L'utilisation d'une concentration moindre de guar est un paramètre clé pour éviter des dommages supplémentaires à la perméabilité de la fracture.

Le temps prolongé entre la fermeture et le nettoyage est très important car plus le temps est long, plus la perméabilité du proppant est sévère.

La réduction du temps entre les opérations de stimulation et de nettoyage dans le gisement de Hassi Messaoud est un paramètre clé pour minimiser l'altération de la perméabilité du Pack de proppants.

Grâce à la rapidité de la prise de mesures et à la facilité de manipulation, l'installation nouvellement conçue a prouvé son efficacité et a permis d'afficher la fiabilité des mesures comme la robustesse des données Puits.

Il est fortement recommandé de procéder à la sélection du type de proppant par le biais de tests de performance préliminaires en utilisant la cellule de confinement HPHT.

Le choix du type de proppants en fonction de la pression de fermeture est un impératif qui conditionne le succès de l'opération de fracturation.

L'augmentation de la concentration du briseur réduira la gravité des dommages causés au paquet de proppants par les polymères concentrés.

Le méthanol abaisse la tension superficielle de l'eau et réduit la pression capillaire, ce qui permet de réduire l'énergie nécessaire pour déplacer l'eau à travers les limites et la matrice de la formation.

V. Conclusion générale

La conductivité des proppants dans les fractures est l'un des paramètres essentiels qui conditionnent le succès de la fracturation hydraulique. Ce paramètre a déjà fait l'objet de plusieurs études qui ont conduit à la démonstration de l'importance du design sur la performance des opérations de stimulation.

En effet, les études expérimentales réalisées dans le cadre de ce projet de recherche ont montré l'influence des propriétés du fluide de fracturation et des types de proppants comme la pression de fermeture et la température à temps prolongé, sur la perméabilité du proppant.

L'installation développée a permis de mesurer la perméabilité des proppants en simulant les conditions de pression et de température du fond du puits. Une augmentation de la pression de 2.000 à 8.000 psi dans la cellule de confinement a conduit à une réduction de 66 à 89% de la perméabilité causée par l'écrasement des grains de Proppant sous l'effet de la compaction. Selon les types de Proppant 20/40 et 30/50 HSP une différence de 30% de perméabilité a été obtenue.

Le type de proppant ultra-haute résistance est fortement recommandé dans les opérations de fracturation de Hassi Messaoud.

De plus, une augmentation de la concentration de gel de 0 à 200 lb/1000 gal a montré une chute énorme de la perméabilité du proppant avec l'augmentation de la concentration.

L'utilisation d'une concentration moindre de guar est un paramètre clé pour éviter des dommages supplémentaires à la perméabilité de la fracture.

Le temps prolongé entre la fermeture et le nettoyage est très important car plus le temps est long, plus la perméabilité du proppant est sévère.

La réduction du temps entre les opérations de stimulation et de nettoyage dans le gisement de Hassi Messaoud est un paramètre clé pour minimiser l'altération de la perméabilité du Pack de proppants.

Grâce à la rapidité de la prise de mesures et à la facilité de manipulation, l'installation nouvellement conçue a prouvé son efficacité et a permis d'afficher la fiabilité des mesures comme la robustesse des données Puitsas.

Il est fortement recommandé de procéder à la sélection du type de proppant par le biais de tests de performance préliminaires en utilisant la cellule de confinement HPHT Containment Simulation.

Le choix du type de proppants en fonction de la pression de fermeture est un impératif qui conditionne le succès de l'opération de fracturation.

L'augmentation de la concentration du briseur réduira la gravité des dommages causés au paquet de proppants par les polymères concentrés.

Le méthanol abaisse la tension superficielle de l'eau et réduit la pression capillaire, ce qui permet de réduire l'énergie nécessaire pour déplacer l'eau à travers les limites et la matrice de la formation.

VI. Bibliographie

1. Abdelhamid, M.S.A., Maarouf, M., Kamal, Y., Shaaban, A., Mathur, A., Yosry, M., Kraemer, C., 2013. Field development study: channel Fracturing technique combined with rod-shaped proppant improves production, eliminates proppant flowback issues and screen-outs in the western desert, Egypt. North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. [https://doi.org/ 10.2118/164753-MS](https://doi.org/10.2118/164753-MS).
2. Abhinav Mittal, C. R. a. C. S., 2018. Experimental Proppant Conductivity Observations: Evaluating Impact of Proppant Size and fluid Chemistry on Long-Term Production in Shale. SPE-191741-MS, Presented at 2018 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-26 September.
3. Aboud, R.S. and Melo, R.C.B.: "Past Technologies Emerge Due to Lightweight Proppant Technology: Case Histories Applied on Mature Fields," paper SPE 107184 2007.
4. Abouel-Kasem, A., Abd-elrhman, Y.M., Emara, K.M., Ahmed, S.M., 2010. Design and performance of slurry erosion tester. *J. Tribol.* 132, 1–10. [https://doi.org/10.1115/ 1.4001449](https://doi.org/10.1115/1.4001449).
5. Abousleiman Y (1991) A poroelastic pkn model with pressure dependent leakoff and formation permeability determination. Dissertation, University of Delaware
6. Acharya, A.: "Particle Transport in Viscous and Viscoelastic Fracturing Fluids," SPEPE, 104, March 1986.
7. Acharya, A.R.: "Viscoelasticity of Crosslinked Fracturing Fluids and Proppant Transport," SPEPE, 483, November 1988.
8. Acton, Q. A., 2013. Reactive Oxygen Species—Advances in Research and Application. 2013 ed. Atlanta, Georgia: Scholarly edition.
9. 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](https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.11.006)
10. Adachi JI, Detournay E (2002) Self-similar solution of a planestrain 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)
11. Adachi JI, Detournay E (2008) Plane strain propagation of a hydraulic fracture in a permeable rock. *Eng Fracture Mech* 75(16):4666–4694. [https://d oi.org/1 0 .1016 /j.e ngfracmech.2 008 . 04. 006](https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2008.04.006)

- 12.** Advani S, Lee J, Khattab H (1996) Hyfrac3d, 3-d hydraulic fracture propagation by finite element method. URL <http://www.oecd-nea.org/tools/abstract/detail/ests0406>
- 13.** Advani SH, Lee JK (1982) Finite element model simulations associated with hydraulic fracturing. *Soc Petroleum Eng J* 22(02):209–218. <https://doi.org/10.2118/8941-PA>
- 14.** Advani SH, Lee TS, Lee JK (1990) Three-dimensional modeling of hydraulic fractures in layered media: Part i-finite element formulations. *J Energy Resour Technol* 112(1):1–9. <https://doi.org/10.1115/1.2905706>
- 15.** Advanti, S.H., Khattib, H., and Lee, J.K.: “Hydraulic Fracture Geometry Modeling, Prediction and Comparisons,” paper SPE 13863, 1985.
- 16.** Agarwal, R.G.: “A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data,” paper SPE 9289, September 1980.
- 17.** Aggour, T.M, and Economides, M.J.: “Impact of Fluid Selection on High Permeability Fracturing,” paper SPE 54536, 1999.
- 18.** Ahmed U (1984) A practical hydraulic fracturing model simulating necessary fracture geometry, fluid flow and leakoff, and proppant transport. Paper presented at the SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania. <https://doi.org/10.2118/12880-MS>
- 19.** Al-Bukhaiti, M.A., Ahmed, S.M., Badran, F.M.F., Emara, K.M., 2007. Effect of impingement angle on slurry erosion behaviour and mechanisms of 1017 steel and high-chromium white cast iron. *Wear* 262, 1187–1198. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2006.11.018>.
- 20.** Al-Busaidi A, Hazzard JF, Young RP (2005) Distinct element modeling of hydraulically fractured lac du bonnet granite. *J Geophys Res*. <https://doi.org/10.1029/2004jg003297>
- 21.** Alderman, E.N.: “Super Thick Fluids provide New Answers to Old Fracturing Problems,” paper SPE 2852, 1970.
- 22.** Allen, T., 2003. Particle size analysis by sieving. *Powder Sampling and Particle Size Determination*. Elsevier, Amsterdam, pp. 208–250. <https://doi.org/10.1016/B978-0444515643/50006-1>.
- 23.** Al-Momin A, Mechkak K, Bartko K, McClelland K, Tineo R, Drouillard M, Nadeem M (2017) Cluster spacing optimization through data integration workflow for unconventional Jurassic Mudrocks Saudi Arabia. *Soc Petroleum Eng*. <https://doi.org/10.2118/184830-MS>

- 24.** Almond, S. B. W. a. R. H., 1984. The Effect of Break Mechanisms on Gelling Agent Residue and Flow Impairment in 20/40 Mesh Sand. CIM 84-35-30, presented at the 35th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Association of Drilling Engineers, 10-13 June.
- 25.** Alotaibi, M.A., Miskimins, J.L., 2015. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. [https://doi.org/ 10.2118/174828-MS](https://doi.org/10.2118/174828-MS).
- 26.** Altman, R.M., Viswanathan, A., Xu, J., Ussoltsev, D., Indriati, S., Grant, D., Pena, A.A., Loayza, M., Kirkham, B., 2012. Understanding the impact of channel fracturing in the eagle ford shale through reservoir simulation. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, pp. 1782–1797. <https://doi.org/10.2118/153728-MS>.
- 27.** Ambati M, Gerasimov T, De Lorenzis L (2015) A review on phase-field models of brittle fracture and a new fast hybrid formulation. *Comput Mech* 55(2):383–405. <https://doi.org/10.1007/s00466-014-1109-y>
- 28.** American Petroleum Institute: “Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity,” API RP 61, Oct 1989.
- 29.** American Petroleum Institute: “Recommended Practices for Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations,” API RP 19C, 1st edition, 2007.
- 30.** American Petroleum Institute: “Recommended Practices for Testing High Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations,” API RP 60, Dec 1995.
- 31.** American Petroleum Institute: “Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Packing Operations,” API RP 58, Dec. 1995.
- 32.** American Petroleum Institute: “Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations,” API RP 56, Mar 1983.
- 33.** Amor H, Marigo JJ, Maurini C (2009) Regularized formulation of the variational brittle fracture with unilateral contact: numerical experiments. *J Mech Phys Solids* 57(8):1209–1229. <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2009.04.011>
- 34.** API RP 61, 1989. Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity. first ed. Washington, DC: s.n.

35. Arihara, N., Abbaszadeh, M., Wright, C.A. and Hyodo, M.: “Integration of Fracturing Dynamics and Pressure Transient Analysis for Hydraulic Fracture Evaluation,” paper SPE 36551, October 1996.
36. Asadi, M., Conway, M.W., and Barree, R.D.: “Zero Shear Viscosity Determination of Fracturing Fluids: An Essential Parameter In Proppant Transport Characterizations,” paper SPE 73755, 2002.
37. 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>
38. 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>
39. Assem, A.I., Nasr-El-Din, H.A., 2017. Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells. *J. Petrol. Sci.*
40. Assem, A.I., Nasr-El-Din, H.A., Fuss, T., Shi, J., Herskovits, R., 2017. Mud-acid interactions with sand and clay-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells. *SPE Prod. Oper.* 32, 196–207. <https://doi.org/10.2118/175833-PA>.
41. ASTM G73-10, 2017. Standard Test Method for Liquid Impingement Erosion Using Rotating Apparatus. ASTM International, West Conshohocken, PA.
42. ASTM G75-15, 2015. Standard Test Method for Determination of Slurry Abrasivity (Miller Number) and Slurry Abrasion Response of Materials (SAR Number). ASTM International, West Conshohocken, PA.
43. ASTM G76-18, 2018. Standard Test Method for Conducting Erosion Tests by Solid Particle Impingement Using Gas Jets. ASTM International, West Conshohocken, PA.
44. Aud, W.W., Wright, T.B., Cipolla, C.L., Harkrider, J.D., and Hansen, J.T.: “The Effect of Viscosity on Near-Wellbore Tortuosity and Premature Screenouts,” paper SPE 28492, 1994.
45. Auld, B.A.: “Acoustic Fields and Waves in Solids,” v. I, II, Robert E. Krieger Publ. Co., Florida, 856 pp, 1990.
46. Aven, N.K., Weaver, J., Tang, T., 2013. Long-term dynamic flow testing of propants. *All Days. SPE*, pp. 8–10. <https://doi.org/10.2118/164082-MS>.

47. 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-MS>
48. 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
49. Bakhshi E, Golsanami N, Chen L (2020) Numerical modeling and lattice method for characterizing hydraulic fracture propagation: a review of the numerical, experimental, and field studies. *Archives Comput Methods Eng.* <https://doi.org/10.1007/s11831-020-09501-6>
50. Ballard, T.J., and Dawe, R.J.: "Wettability Alteration Induced by Oil Based Drilling Fluids," paper SPE 17160, 1987.
51. Barati, R. J. S. M. S. G. D. W. G. L. J.-T., 2011. Fracturing fluid cleanup by controlled release of enzymes from polyelectrolyte complex nanoparticles. *J. Appl. Polym. Sci.*, pp. 1292-1298.
52. Barboza BR, Chen B, Li C (2021) A review on proppant transport modelling. *J Petrol Sci Eng* 204:108753. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108753>
53. Barenblatt GI (1962) The mathematical theory of equilibrium cracks in brittle fracture 7:55–129. [https://doi.org/10.1016/S0065-2156\(08\)70121-2](https://doi.org/10.1016/S0065-2156(08)70121-2)
54. Barree RD (1983) A practical numerical simulator for threedimensional fracture propagation in heterogeneous media.
55. Barree RD (2015) Stress shadowing and fracture interference in GOHFER® <https://barree.net/images/documents/gohfer-stress-shadowing-fracture-interference.pdf>, accessed 10 June 2021
56. Barree RD (2017) Full 3d modeling with gohfer 3d v9.0. <https://barree.net/images/documents/Full%203D%20Modeling%20with%20GOHFER%20v9.0.pdf>, accessed on 10 June 2021
57. Barree, R.D. and Conway, M.W.: "Experimental and Numerical Modeling of Convective Proppant Transport," paper SPE 28564, 1994.
58. Barree, R.D., Conway, M.W., 2001. April 4). Proppant holdup, bridging, and screenout behavior in naturally fractured reservoirs. SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, Oklahoma City. <https://doi.org/10.2118/67298-MS>.

59. Barree, R.D., Cox, S.A., Barree, V.L., Conway, M.W., 2003. Realistic assessment of proppant pack conductivity for material selection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/84306-MS>.
60. Barree, R.D., Cox, S.A., Gilbert, J.V. and Dobson, M.: "Closing the Gap: Fracture Half-Length From Design, Buildup, and Production Analysis," SPE Production and Facilities (2005), 20, 274-285.
61. Barree, R.D., Rogers, B.A., and Chu, W.C.: "Use of Frac-Pack Pressure Data to Determine Breakdown Conditions and Reservoir Properties," paper SPE 36423, October 1996.
62. Bartley, P.C., Jackson, B.E., Fonteno, W.C., 2019. Effect of particle length to width ratio on sieving accuracy and precision. Powder Technol. 355, 349–354. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2019.07.016>.
63. Behrman, L.A. and Nolte, K.G, "Perforating Requirements for Fracture Stimulation," paper SPE 59480, 1999.
64. Bennion, D. B., Thomas, F.B., and Bietz, R.F.: "Low Permeability Gas Reservoirs: Problems, Opportunities and Solutions for Drilling, Completion, Stimulation and Production," paper SPE 35577, 1996a.
65. Bennion, D.B., Bietz, R.F., Thomas, F.B., Cimolai, M.P.: "Reduction in the Productivity of Oil and Gas Reservoirs Due to Aqueous Phase Trapping," paper CIM 93-24, 1993a.
66. Bennion, D.B., Chan, M., Sarioglu, G., Courtnage, D., Wansleeben, J., and Hirata, T.: "The In Situ Formation of Bitumen-water Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation," paper CIM 93-46, 1993b.
67. Bennion, D.B., Cimolai, M.P., Bietz, F.R., Thomas, F.B.: "Reductions in the productivity of oil and gas reservoirs due to aqueous phase trapping," JCPT (November 1994).
68. Bennion, D.B., Thomas, F.B. and Bietz, R.F.: "Low Permeability Gas Reservoirs: Problems, Opportunities and Solutions for Drilling, Completion, Stimulation and Production," paper SPE 35577, May 1996.
69. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Bietz, R.F., and Bennion, D.W.: "Water and Hydrocarbon Phase Trapping in porous Media, Diagnosis, Prevention and Treatment," JCPT, (December 1996b).

- 70.** Bennion, D.B., Thomas, F.B., Bietz, R.F., and Bennion, D.W.: "Water and hydrocarbon phase trapping in porous media – Diagnosis, Prevention and Treatment," paper CIM 95-69, 1995.
- 71.** Bentelspancher, H., and Van Der Marel, H.W.: Atlas of Electron Microscopy of Clay Minerals and Their Admixtures, Elsevier Publishing Co., 1968.
- 72.** 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)
- 73.** Beugelsdijk LJJ, de Pater CJ, Sato K (2000) Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium. Paper presented at the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan. <https://doi.org/10.2118/59419-MS>.
- 74.** Bielewicz, V. K. L., 1998. Laboratory data on the effectivity of chemical breakers in mud. Erdöl Erdgas Kohle ed. s.l.:s.n.
- 75.** Biot, M.A., and Medlin, W.L.: "Theory of Sand Transport in Thin Fluids" paper SPE 14468, 1985.
- 76.** Biot, M.A.: "General Solutions of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material," Journal of Applied Mechanics (1956), 23, 91-96.
- 77.** Blair, K., 2015. Modifying Fracture Conductivity Testing Procedures. University of Montana.
- 78.** Blangy, J.P.: "Integrated Seismic Lithology Interpretation: the Petrophysical Basis," Ph.D. dissertation, Stanford U. (1992).
- 79.** Blot, M.A., and Medlin, W.L.: "Theory of Sand Transport in Thin Fluids," paper SPE 14468, 1985.
- 80.** Boles, J.L., Metcalf, A.S., and Dawson, J.: "Coated breaker for crosslinked acid," U.S. Patent No. 5,497,830, 1996.
- 81.** Boothe, J.E., and Martin, F.D.: "Thickened Alcohol Well Treating Compositions," U.S. Patent No. 4,012,327, 1977.
- 82.** Bose, C.C., 2016. Application of Nanoparticles as Proppants and Breaker Encapsulating Agents. University of Kansas.

- 83.** Brannon H.D. and Pulsinelli, R.J.: "Breaker Concentrations Required to Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Concentrated Linear and Borate Crosslinked Fracturing Fluids," paper SPE 20135, 1990a.
- 84.** Brannon, H. a. P. R., 1992. Breaker Concentrations Required to Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Concentrated Linear and Borate-Crosslinked Fracturing Fluids. SPE 21583, SPE Production Engineering, November.pp. 338-342.
- 85.** Brannon, H., Wood, B., and Wheeler, R.: "The Quest for Improved Proppant Placement: Investigation of the Effects of Proppant Slurry Component Properties on Transport," paper SPE 95675 2005.
- 86.** Brannon, H.D., and Ault, M.G.: "New, Delayed BorateCrosslinked Fluid Provides Improved Fracture Conductivity in High-Temperature Applications," paper SPE 22838, 1991.
- 87.** Brannon, H.D., and Pulsinelli, R.J.: "Evaluation of Breaker Concentrations Required To Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Hydraulic Fracturing Fluids," paper SPE 19402, 1990b.
- 88.** Brannon, H.D., and Tjon-Joe-Pin, R.M.: "Biotechnological Breakthrough Improves Performance of Moderate to High-Temperature Fracturing Applications," paper SPE 28513, 1994.
- 89.** Brannon, H.D., Malone M.R., Rickards, A.R., Wood, W.D., Edgeman, J.R., and Bryant, J.L.: "Maximizing Fracture Conductivity with Partial Monolayers: Theoretical Curiosity or Highly Productive Reality," paper SPE 90698, 2004.
- 90.** Brannon, H.D., Rickards, A.R., and Stephenson, C.J.: "Lightweight methods for well treating," US 6,364,018 (2002).
- 91.** Brannon, H.D., Wood W.D., and Wheeler, R.S.: "The Quest for Improved Proppant Transport: Investigation of the Effects of Proppant Slurry Component Properties on Transport," paper SPE 95675, 2005.
- 92.** Brannon, H.D., Wood, W.D., and Wheeler, R.S.: "A New Correlation for Relating the Physical Properties of Fracturing Slurries to the Minimum
- 93.** Brevik, I.: Chalk data presented at workshop on effective media, Karlsruhe (1995).
- 94.** Broek, D.: Elementary Engineering Fracture Mechanics, Kluwer Academic Publishers, 4th Ed., Dordrecht, 1986.

- 95.** Budynas, R.G.: *Advanced Strength and Applied Stress Analysis*, 2nd Ed., McGraw-Hill, Singapore, 1999.
- 96.** Bullen, R.S., Mzik, J., Richard, J.P.: "Novel compositions suitable for Treating Deep Wells," U.S. Patent No. 4,701,270, 1987.
- 97.** Caldwell, J.E., and Sorrell, R.R.: "Method of Refining Esters of Organophosphorus," U.S. Patent No. 3,706,822, 1972.
- 98.** Callender, C.H., and Dahl, H.M.: "Characterization of Petroleum Sandstone Reservoir Rocks by Scanning Electron Microscopy," in *Scanning Electron Microscopy*, SEM Inc., Chicago, 1984.
- 99.** Canterino, P.J.: "Increasing Viscosity of Normally Liquid Hydrocarbons and Gels Produced," U.S. Patent 3658491, 1972.
- 100.** Card, R. N. K. M. L. M. S. N. E., 1999. On-the fly control of delayed borate-crosslinking of fracturing fluids. US, Sugar Land, TX, Patent No. 5 877127.
- 101.** Card, R.J., Howard, P.R. and Feraud, J-P.: "A Novel Technology to Control Proppant Backproduction," SPE 31007, SPE Prod. & Fac. (November 1995), No. 4, 110, 271-276.
- 102.** Card, R.J., Howard, P.R., and Feraud, J-P.: "A Novel Technology to Control Proppant Back Production," paper SPE 31007, SPEPF (November 1995), 10:4, 271-276.
- 103.** Carman, P.C., and Cawiezel, K.: "Successful Breaker Optimization for Polyacrylamide Friction Reducers
- 104.** Carter, R.D.: "Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of Fracture Area," Appendix 1 of "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension," *Drilling and Production Practice*, Howard, C.R. and Fast, C.R., API, New York (1957), 261-269.
- 105.** Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L.: "Relationships between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks," *Geophysics*, 50, 571-581, 1985.
- 106.** Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Kan, T.K.: "Rock Physics – the Link between Rock Properties and AVO Response," in *Offset-Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis*, ed. J.P. Castagna and M.M. Backus, SEG Tulsa, 1993.
- 107.** Cawiezel, K.E., Wheeler, R.S., and Vaughn, D.R.: «Specific Fluid Requirements for Successful Coiled Tubing Fracturing Applications, » paper SPE 86481, 2004.
- 108.** Cawiezel, K.E.: "Non-interfering breaker system for delayed crosslinked fracturing fluids at low temperature," U.S. Patent No. 4,969,526, 1990.

- 109.** Cheung, S.: “Effect of Acids on Gravels and Proppants,” paper SPE 13842, 1985.
- 110.** Cinco, L.H., Samaniego, V.F., and Dominquez, A.N.: “Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite Conductivity Vertical Fracture,” SPEJ (Aug. 1978) 253-264.
- 111.** Cinco-Ley, H. and Samaniego-V.F.: “Transient Pressure Analysis for Fractured Wells,” Journal of Petroleum Technology, pp. 1749-1766, 1981.
- 112.** Cinco-Ley, H. S.-V. F. a. D. N., August 1978. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite Conductivity Vertical Fracture. SPE 6014, p. 253–264.
- 113.** Cinco-Ley, H., and Samaniego-V., F.: “Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damage Fracture Case,” paper SPE 10179, 1981.
- 114.** Cinco-Ley, H., Samaniego-V., F., and Dominguez-A., N.: “Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture,” SPEJ, (Aug. 1978) 253-264.
- 115.** Cipolla, C.L. and Mayerhofer, M.J.: “Understanding Fracture Performance by Integrating Well Testing and Fracture Modelling,” SPE 74632, SPE Prod. & Fac., November 2001.
- 116.** Cipolla, C.L. and Wright, C.A.: “State-of-the-Art in Hydraulic Fracture Diagnostics,” paper SPE 64434, October 2000.
- 117.** Cipolla, C.L. and Wright, C.A.: Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? and How? Hydraulic Fracture Diagnostics, paper SPE 59735, Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, 2000.
- 118.** Civan, F., and Knapp, R.M.: “Effect of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability,” paper SPE 16235, 1987.
- 119.** Clark, J.B.: “A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells,” paper SPE 949001, 1949.
- 120.** Clark, P.E., and Zhu, Q.: “Fluid Flow in a Vertical Fracture from a Point Source,” paper SPE 28509, 2004.
- 121.** Clark, P.E.: “Stimulation Fluid Rheology – A New Approach,” paper SPE 8300, 1979.
- 122.** Clark, P.E.: “Transport of Proppant in Hydraulic Fractures,” paper SPE 103167, September 2006.
- 123.** Clark, P.E.: Transport of Proppant in Hydraulic Fractures,” paper SPE 103167, 2006.
- 124.** Cleary M.P., Johnson, D.E., Kogsbøll, H-H., Owens, K.A., Perry, K.F., de Pater, C.J., Stachel, A., Schmidt, H. and Tambini, M.: “Field Implementation of Proppant Slugs to Avoid

Premature Screen-Out of Hydraulic Fractures with Adequate Proppant Concentration,” paper SPE 25892, April 1993.

125. Cleary, M.P., Johnson, D.E., Kogsbøll, H.H., Owens, K.A., Perry, K.F., de Pater, C.J., Stachel, A., Schmidt, H., and Tambini, M.: “Field Implementation of Proppant Slugs To Avoid Premature Screen-Out of Hydraulic Fractures With Adequate Proppant Concentration,” paper SPE 25892, 1993.

126. Cleary, M.P., Wright, C.A. and Wright, T.B.: “Experimental and Modelling Evidence for Major Changes in Hydraulic Fracturing Design and Field Procedures,” paper SPE 21494, January 1991.

127. Cobb; S.L., and Farrell, J.J.: “Evaluation of Long-Term Proppant Stability,” paper SPE 14133, 1986.

128. Coffey, H.F., Bray, B.G., Knutson, C.F. and Rawson, D.E.: “Effects of Nuclear Explosions on Oil and Gas Reservoir Stimulation,” JPT, May 1964, 473480.

129. Constien, V.G.: “Fracturing Fluid and Proppant Characterization,” Chapter 5, Reservoir Stimulation, 1st Ed., Economides, M.J., and Nolte, K.S., Eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.

130. Cooke, C. E., 1975. Effect of Fracturing Fluids on Conductivity. SPE, pp. 1273-1282.

131. Cooke, C.E. Jr., Hedden, W.A., and Chard, W.C.: “Hydraulic Fracturing Method Using Sintered Bauxite Proppant Agent,” U.S. Patent No. 4,068,718 (1978).

132. Cooke, C.E.: “Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers,” paper SPE 4117, JPT (Sep 1973) 1101-1107; Trans. AIME, 255.

133. Crafton, J.W.: “Oil and Gas Well Evaluation using the Reciprocal Productivity Index Method,” paper SPE 37409, March 1997.

134. Craigie, L.J.: “A New Method for Determining the Rheology of Crosslinked Fracturing Fluids using Shear History Simulator,” paper SPE 11635, 1983.

135. Cramer, D.D.: “Evaluating Well Performance and Completion Effectiveness in Hydraulically Fractured Low-Permeability Gas Wells”, SPE 84214, October 2003.

136. Cramer, D.D.: “Limited Entry MHF Part 1 – Limited Entry Extended to Massive Hydraulic Fracturing,” Oil & Gas J., December 14, 1987.

137. Cramer, D.D.: “Limited Entry MHF Part 2 – Study Indicates Guidelines Improve Results,” Oil & Gas J., December 21, 1987.

138. Cramer, D.D.: "The Unique Aspects of Fracturing Western U.S. Coal Beds," paper SPE 21592, JPT, pp 1126-1133, October 1992.
139. Crema, S.C., and Alm, R.R.: "Foaming of Anhydrous Methanol For Well Stimulation," paper SPE 13565, 1985.
140. Daal, J.A., and Economides, M.J.: "Optimization of hydraulically fractured wells in irregularly shaped drainage areas," Proc. SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2006, pp. 71-82.
141. Darcy, H.: "Au Filtrage D'Eau," published in Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon, Paris, 1856.
142. Darin, S.R., and Huitt, J.L.: "Effect of a Partial Monolayer of Propping Agent on Fracture Flow Capacity," paper SPE 1291, (1959); Trans., AIME (1960) 219, 31-37.
143. Deuel, H. a. N. H., 1949. Uber die Reacktion von Borsaeure und Borax mit Polysacchariden und Anderen Hochmolekularen Polyoxy-Verbindungen. Makromol. Chem, p. 13.
144. Economides, M.J., Oligney, R., and Valko, P.: Unified Fracture Design, Orsa Press, 2002.
145. Economides, M.J., Watters, L.T., and Dunn-Norman, S.: Petroleum Well Construction, John Wiley and Sons, 1998, p 474.
146. Economides, Michael J., 2000. Reservoir Stimulation Third edition. Third ed. s.l.:s.n.
147. Edgeman, R., Gertsner, M., Nelson, S., and Malone, M.: "Lightweight Proppant, A New Innovation in Hydraulic Fracturing," paper presented at the 51st Annual Southwest Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 2004.
148. Fitzgibbon, J.J.: "Sintered Spherical Pellets Containing Clay as a Major Component Useful for Gas and Oil Well Proppants," U.S. Patent No. 4,427,068 (1984).
149. Flow Velocity Required for Transport," paper SPE 106312, 2007.
150. Forcheimer, P.: "Wasserbewegung durch Boden," ZVDI (1901) 45, 1781.
151. Freundlich, H., 1926. Colloid and Capillary Chemistry. Chemical Education.
152. Gall, B. a. R. C., 1985. Molecular Size Studies of Degraded Fracturing Fluid Polymers. SPE 13566, presented at the SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, 9-11 April.
153. Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E., and Veatch, R.W., Jr.: Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1989) 12, 109-130.
154. Goel, N., and Shah, S.: "A Rheological Criterion for Fracturing Fluids to transport Proppant During a Stimulation Treatment," paper SPE 71663, 2001.

- 155.** Graham, J.W., Muecke, T.W., and Cooke, C.E. Jr.: "Method for Treating Subterranean Formations," U.S. Patent No. 3,929,191 (1975).
- 156.** Hassebroek, W.E., and Waters, A.B.: "Advancements through 15 years of Fracturing," paper SPE 801, 1964.
- 157.** Hawkins, G., 1988. Laboratory Study of Proppant-Pack Permeability Reduction Caused by Fracturing Fluids Concentrated During Closure. SPE 18261, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October.
- 158.** Hendrickson, A.R., Nesbitt, L.E., and Oakes, B.D.: "Soap-Oil Systems for Formation Fracturing," paper SPE 685, 1956.
- 159.** Hendrickson, A.R., Nesbitt, L.E., and Oakes, B.D.: "Soap-Oil Systems for Formation Fracturing," *The Petroleum Engineer*, May 1957.
- 160.** Hernandez, J.M., Fernandez, C.T., and Sciana, N.M.: "Methanol as Fracture Fluid in Gas Wells," paper SPE 27007, 1994.
- 161.** Hill, A., and Carrington, S.: "Understanding the link between Rheology and Particle Parameters," *American Laboratory News*, November/December 2006.
- 162.** Himes, R.E., and Vinson, E.F.: "Stabilizing clayey formations," U.S. Patent No. 4,828,726, 1989.
- 163.** Hoaberg, R.K., and Koerner-Moore, J.: "Silica-Sand Proppants Used in Well Stimulation," paper SME80-345, 1978.
- 164.** Holditch, S.A., Xiong, H., Rueda, J., Rahim, Z.: "Using an Expert System To Select the Optimal Fracturing Fluid and Treatment Volume," paper SPE 26188, 1993.
- 165.** Holditch, S.A.: "Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow from Hydraulically Fractured Gas Wells," paper SPE 7561, 1978.
- 166.** Hunt, J.L., Chen, C.C., Soliman, M.Y.: "Performance of Hydraulic Fractures in High Permeability Formations," paper SPE 28530, 1994.
- 167.** International Standard, I. 1.-5., 2006. *Petroleum and Natural Gas Industries*. In: First ed. s.l.:s.n.
- 168.** Jales, W., Grisdale, J., and Hossaini, M.: "Fracturing with Crosslinked Gelled Methanol: A New Approach to Well Stimulation," paper CIM 8839-29, presented at the Petroleum Society CIM Annual Technical Meeting, Calgary, 1988.

- 169.** Jin, L., and Penny, G.S.: "Dimensionless Methods for the Study of Particle Settling in Non-Newtonian Fluids," JPT, (March 1995) 223.
- 170.** Kalfayan, L.J.: "Fracture Acidizing: History, Present State, and Future," paper SPE 106371, 2007.
- 171.** Keck, R.G., Nehmer, W.L., and Strumolo, G.S.: "A method for Predicting Friction Pressures and Rheology of Proppant laden Fracturing Fluids," SPEPE (February, 1992).
- 172.** Keelan, D.K.: "Rock Properties and their effect on Gas Flow and Recovery," presented at the 22nd Annual Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Lubbock, Texas April 17-18, 1975.
- 173.** Khade, S.D., and Shah, S.N.: "New Rheological Correlations for Guar Foam Fluids," SPEPF (May 2004) 19:2.
- 174.** 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.
- 175.** Klinkenberg, L.J.: "The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases," Drilling and Production Practices, API, 200, 1941.
- 176.** Klug, H.P., and Alexander, L.E.: X-ray Diffraction Procedures for Polycrystalline and Amorphous Materials, John Wiley & Sons, 1974.
- 177.** Knoll, S.K., and Prud'homme, R.K.: "Interpretation of Dynamic Oscillatory Measurements for Characterization of Well Completion Fluids," paper SPE 16283, 1987.
- 178.** Kramer, J., Prud'homme, R.K., Norman, L.R., and Sandy, J.M.: "Characteristics of Metal-Polymer Interactions in Fracturing Fluid Systems," paper SPE 16914, 1987.
- 179.** 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.
- 180.** Krumbein, W. a. M. G., 1943. Permeability as a Function of Size parameters of Unconsolidated Sand. SPE-943153-G, pp. 153-163.
- 181.** Lei, C and Clark, P.E.: "Crosslinking of Guar and Guar Derivatives," paper SPE 90840, 2004.
- 182.** Levine, J.S., "Displacement Experiments in a Consolidated Porous System" Trans. AIME, 1954.
- 183.** Lillies, A.T.: "Sand Fracturing with Liquid Carbon Dioxide," paper CIM 82-33-23, 1982.

- 184.** 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.
- 185.** Lord, D.L., and Shackelford, D.: “Real-Time Fracturing Fluid Rheology Measurements With the Helical Screw Rheometer,” paper SPE 19734, 1989.
- 186.** Lord, D.L.: “Helical Screw Rheometer: A New Tool for Stimulation Fluid Evaluation,” paper SPE 18213, 1988.
- 187.** Lutynski, M. A., 2014. A Method of Proppant Pack Permeability Assessment. Physicochemical Problems of Mineral Processing, 21 August.
- 188.** M.L. Samuelson, V. C., 1996. Effect of High Temperature on Polymer Degradation and Cleanup. SPE 36495, Presented at 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-9 October.
- 189.** Mathew Samuel, D. P. D. G. et al., 2000. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE 2000, Presented at SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition , 12-15 March.
- 190.** McDaniel, B. W., 1988. Use of Wet Gas Flow for Long-Term Fracture Conductivity Measurements in the presence of Gel Filter Cake. SPE 17543, presented at the 1988 Rocky Mountain Regional Meeting, 11-13 May.
- 191.** Menjivar, J., 1984. On the Use of Gelation Theory to Characterize Metal Crosslinked Polymer Gels. Proc., ACS Division of Polymer Materials: Science and Engineering, American Chemical Society , pp. 88-95.
- 192.** Misak, M., 1975. Temperature-Stable Aqueous Gels. USA, Patent No. 3,922,173.
- 193.** Palisch, T. D. R. B. L. H. J. a. G., 2007. Determining Realistic Fracture Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance—Theory and Field Examples. SPE 106301 presented at the 2007 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January.
- 194.** Pangilinan, Katrina & de Leon, Al & Advincula, Rigoberto. (2016). Polymers for proppants used in hydraulic fracturing. Journal of Petroleum Science and Engineering. 145. 10.1016/j.petrol.2016.03.022.
- 195.** Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, California., <https://doi.org/10.2118/12273> -M S

- 196.** Penny, G., 1987. An Evaluation of the effects of Environmental Conditions and Fracturing Fluids upon the long-term conductivity of proppant. SPE 16900, presented at the SPE Annual technical conference and exhibition, 27-30 September.
- 197.** Phillip B. Kaufman, H. D. B. R. W. A. M. Z. A. R. N. M. A. P. K. A. G. W. K. D. C. S. J. a. G. S. P., 2007. Introducing New API/ISO Procedures Fpr Proppant Testing. SPE 110697, Presented at 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November.
- 198.** Pope, D. L. L.-W. G. J. a. C. V., 1994. Effects of Viscous Fingering on Fracture Conductivity. SPE 28511, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September.
- 199.** Ricardo Jesus Soto Maldonado, A. E. A., 2019. A Data-Driven Evaluation of Hydraulic Fracturing Performance in Hassi Messaoud Field, Algeria. SPE-195294-MS, Presented in SPE Western Regional Meeting, 23-26 April.
- 200.** Roodhart, L. K. T. a. D. D., 1986. Proppant-Pack and Formation Impairment during GasWell Hydraulic Fracturing. SPE 15629, Presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October.
- 201.** Saurabh Mishra, A. B. a. A. M., 2014. Effect of Polymer Adsorption on Permeability. Journal of Petroleum Engineering, 5 March.
- 202.** Shijie Zhu, Z. Y. Z. L. Z. C. J. L. a. Z. X., 2021. Adsorption Characteristics of Polymer Solutions on Media Surfaces and Their Main Influencing Factors. MDPI, 28 May.
- 203.** Sterling Richard, S. S. R. S. a. B. E. M. T., 2019. Improved Methods of Measuring Proppant Conductivity. SPE-195368-MS, Presented at the SPE Western Regional Meeting, 23-26 April.
- 204.** TjonJoePin, H. B. a. R., 1996. Characterization of Breaker Efficiency Based Upon Size Distribution of Polymeric Fragments Resulting from Degradation of Crosslinked Fracturing Fluids. SPE 36496.
- 205.** Tulissi, M. L. S. V. J. B. D. D. D., 2012. Fracturing method and apparatus utilizing gelled isolation fluid. US, Calgary, CA, Patent No. 8141638,.
- 206.** Used in Slickwater Fracturing,” paper SPE 106162, 2007.
- 207.** Whistler, R. (., 1959. Industrial Gums, New York. Academic Press.

2:24: 33	---	---	---	---	---	---	1.4 37 74 7	0.1755 84	0.18633 4	0.15976 1	0.9 27 80 2	76.49	76.49	76.49	- 5.368 4	58 0.7 65 2	0.9 33 22 5	- 1989.6 4	- 1989.6 4	- 1989.6 4	
2:37: 53	118.98	260	117.6 1	100	477.1 718	477.1 718															
2:38: 28	118.93	260. 65	88.2	75	406.7 54	542.3 387															
2:39: 03	119	260. 47	58.8	50	277.1 157	554.2 315															
2:39: 38	119	260. 12	29.4	25	48.82 918	195.3 167															
2:39: 38	---	---	---	---	---	---	1.6 76 49 1	0.0565 68	0.06202 2	0.04868 2	0.9 25 35 7	23.31	23.31	23.31	- 10.69 31	56 5.8 66 5	0.9 40 69 5	- 4554.0 2	- 4554.0 2	- 4554.0 2	
3:07: 53	118.91	258. 33	117.6 1	100	381.3 901	381.3 901															
3:08: 28	118.97	258. 71	88.2	75	315.8 563	421.1 417															
3:09: 03	118.9	259. 41	58.8	50	153.8 261	307.6 523															
3:09: 38	118.94	259. 06	29.4	25	22.71 231	90.84 925															
3:09: 38	---	---	---	---	---	---	2.0 99 19 5	0.0065 61	0.00762 3	0.00509 7	0.9 59 18 9	2.44	2.44	2.44	- 19.02 03	49 5.2 25 4	0.9 75 97 2	- 8611.7 4	- 8611.7 4	- 8611.7 4	
3:37: 53	118.9	256. 5	117.6 1	100	285.5 563	285.5 563															
3:38: 28	118.9	256. 06	88.2	75	191.3 642	255.1 523															
3:39: 03	118.9	256. 24	58.8	50	38.69 818	77.39 635															
3:39: 38	118.9	257. 12	29.4	25	14.70 713	58.82 851															
3:39: 38	---	---	---	---	---	---	2.2 48 17 5	0.0018 81	0.00223 1	0.00140 8	0.9 51 91	0.67	0.67	0.67	- 22.70 7	38 6.0 85 4	0.9 39 81 1	- 10486. 1	- 10486. 1	- 10486. 1	

I.3. Tests de rupture de gel a 110°C

5:39: 13	108.9	360	58.8	50	148.7 819	297.5 639														
5:39: 43	108.9	363. 75	29.4	25	24.01 757	96.07 027														
5:39: 43	---	---	---	---	---	---	1.8 76 37	0.0144 08	0.01623 6	0.01181 9	0.9 46 76 6	5.66	5.66	5.66	- 11.47 56	37 9.5 51 4	0.9 74 80 8	- 5115.0 1	- 5115.0 1	- 5115.0 1
5:53: 04	108.9	361. 06	117.6 1	100	275.5 195	275.5 195														
5:53: 39	108.89	359. 65	88.2	75	221.3 125	295.0 833														
5:54: 14	108.9	359. 47	58.8	50	66.33 384	132.6 677														
5:54: 49	108.9	360. 35	29.4	25	21.60 316	86.41 263														
5:54: 49	---	---	---	---	---	---	1.9 37 27 3	0.0084 83	0.00963 9	0.00685 6	0.9 75 74 4	3.28	3.28	3.28	- 17.33 28	36 6.6 91 1	0.9 49 19 8	- 7932.2 8	- 7932.2 8	- 7932.2 8