

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département Génie Minier

Projet de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

Thème

**Caractérisation physico-chimique des proppants et rhéologie des
fluides de fracturation.**

Proposé par :
SONATRACH.

Dirigé par :
R. AKKAL (ENP, promoteur)
M. KHODJA (SONATRACH)
S. KHEDRAOUI (SONATRACH)

Présenté par :
Hamza Aloui HOUHOU
Kamila DJELLOULI

Soutenu le 13 Juin 2015 devant le jury composé de :

Dr. Mohamed Aguid BACHAR ASSED	Président
Dr. Malek OULD HAMOU	Examineur
Dr. Samira BOUTRIA	Examinatrice
Dr. Rezki AKKAL	Rapporteur
Dr. M. KHODJA	Invité

Promotion : 2015

ملخص

كجزء من مشروع بحثي داخل مديرية البحوث لشركة سوناطراك بالتعاون مع المدرسة العليا للعلوم والتقنيات, جامعة العلوم و التكنولوجيا هواري بومدين و جامعة محمد بوقارة ببومرداس, تم بد تحديد الخصائص الفيزيائية والكيميائية للرمال الجزائرية الكثبانية و المستخرجة من المحاجر لإيجاد منحنى جديد لاستغلال الرمال في الجزائر في قطاع النفط الاحتفاظ كبروبانت في سوائل التصديع الهيدروليكي إضافة إلى دراسة خصائصها الريولوجية. مع العلم أن الرمال الطبيعية في الجزائر تمثل ثروة وفيرة مثيرة للاهتمام لدورها المحتمل في تزويد مناطق ضخ سوائل التصديع الهيدروليكي. يتم تصنيع البروبانت وفقا لمواصفات ISO 13503-6: 2006 و تعديلاتها لسنة 2009.

كلمات مفتاحية : الخصائص الفيزيائية والكيميائية للرمال, في سوائل التصديع الهيدروليكي, البروبانت, الريولوجيا.

Résumé

Dans le cadre d'un travail de recherche au sein de la Direction de Recherche de SONATRACH en collaboration avec l'ENP, l'USTHB et l'UMBB, une initiation à la caractérisation physico-chimique du sable algérien de carrières et de dunes permettant de trouver un nouvel essor pour l'exploitation des sables en Algérie dans le domaine pétrolier en tant qu'agents de soutènement dans les fluides de fracturation hydraulique ainsi que l'étude rhéologique des ces fluides. Sachant que le sable naturel en Algérie constitue une richesse abondante dont il a été judicieux d'envisager son exploitation afin d'alimenter les zones de pompage des fluides de fracturation hydraulique. Les agents de soutènement introduits dans les fluides de fracturation hydraulique sont confectionnés conformément à la norme ISO 13503-2:2006 et son amendement.

Mots clés : Caractérisation physico-chimique du sable, fluides de fracturation hydraulique, agents de soutènement, rhéologie.

Abstract

As part of a research project within SONATRACH DTD, in collaboration with ENP, USTHB and UMBB, an introduction to the physical and chemical characterization of the Algerian sand dunes and sanpits to find a new impetus to the sands in Algeria in the oil sector as proppants in hydraulic fracturing fluids besides the rheological study of these fluids. Knowing that the natural sand in Algeria is an abundant wealth that has been interesting to consider its operation to feed the pumping areas of fracturing fluids. The proppants introduced in hydraulic fracturing fluids are manufactured in accordance with ISO 13503-6: 2006 and its amendment : 2009.

Key words : Physical and chemical characterization of sands, hydraulic fracturing fluids, proppants, rheology.

Remerciements

Il nous est particulièrement agréable d'exprimer nos plus sincères remerciements à notre promoteur Docteur R.AKKAL qui a accepté de nous introduire dans le monde merveilleux de la recherche.

Aucun mot, aucune expression ne suffiront pour traduire notre immense gratitude à M.Mohamed KHODJA pour son aide, ses conseils et sa disponibilité à la réalisation de ce travail, ainsi qu'à M.Sofiane KHADRAOUI pour l'accueil qu'ils nous ont réservé dans l'équipe de recherche durant notre stage d'une durée de deux mois et demi.

Que les membres de cette équipe veuillent accepter nos remerciements les plus sincères.

Que toutes les équipes travaillant dans les laboratoires de la Division Technologies & Développement trouvent l'expression de notre gratitude.

Nous remercions les membres du jury : Dr.Mohamed Aguid BACHAR ASSED, Dr.Malek OULD HAMOU et Mme. Samira BOUTRIA, de nous avoir fait l'honneur de juger notre travail.

Nous tenons également à remercier très chaleureusement nos professeurs au niveau du département du Génie Minier pour leurs efforts et leurs conseils qui nous ont permis de progresser sans cesse durant nos années d'études au sein de l'École Nationale Polytechnique.

Nous profitons de cette occasion solennelle pour adresser nos chaleureux remerciements à nos parents respectifs qui nous ont soutenus durant toute notre existence et encourager pour exceller des années durant et tous les membres de la famille toujours présents pour leur appui.

Table des matières

Table des matières	I
Table des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des abréviations	VII
I Introduction Générale	1
Avant-propos	2
Problématique	3
Initiation au plan de travail	4
1.Structure d'accueil	4
2.Déroulement du stage	5
II Partie Théorique	6
1 Introduction à la fracturation hydraulique	7
1.1 La Production des Hydrocarbures	7
1.1.1 La porosité	8
1.1.2 La perméabilité	9
1.2 La Stimulation des Puits	10
1.3 la Fracturation Hydraulique	11
1.3.1 Qu'est ce que la fracturation ?	11
1.3.2 Pourquoi et comment fracturer ?	12
2 La chimie des fluides de fracturation et les proppants	13
2.1 Généralités sur les fluides de fracturation	13
2.1.1 Fluides à base d'eau	14
2.1.2 Avantages et inconvénients des fluides à base d'eau	14
2.1.3 Fluides alternatifs	15
2.2 Les additifs chimiques	17
2.3 Les proppants	19
2.3.1 les proppants et la conductivité de la fracture	19
2.3.2 Les critères de choix des agents de soutènement	20

2.3.3	Les types de proppants	21
3	La performance des agents de la fracturation	22
3.1	Partie théorique	22
3.1.1	Le comportement newtonien	23
3.1.2	Le comportement visco-élastique	24
III	Caractérisation physico-chimique des proppants	26
4	Aperçu sur la norme	27
4.1	Les normes API-RP et ISO 13503-2	27
4.2	Les échantillons utilisés	28
4.2.1	La teneur en silice	30
5	Les différents essais expérimentaux	32
5.1	Analyse Granulométrique	32
5.1.1	Protocole	32
5.1.2	Résultats pour les échantillons de carrières	36
5.1.3	Résultats pour les échantillons de sables éoliens	42
5.1.4	Synthèse des résultats de l'analyse granulométrique	45
5.2	Sphéricité/Rondeur	46
5.2.1	Protocole	47
5.2.2	Résultats pour les échantillons de sables de carrières	48
5.2.3	Résultats pour les échantillons de sables de éoliens	53
5.3	Solubilité dans les acides	59
5.3.1	Résultats	59
5.4	Essai de la turbidité	60
5.4.1	Protocole	60
5.4.2	Résultats	61
5.5	Détermination de la masse volumique en vrac et apparente	62
5.5.1	Masse volumique en vrac	62
5.5.2	Masse volumique apparente	64
5.6	Essai de résistance à l'écrasement de l'agent de soutènement	67
5.6.1	Exigences de la norme	74
5.6.2	Résultats	75
5.6.3	Analyse au microscope après écrasement (Sable de carrières)	76
IV	Aperçu sur la caractérisation rhéologique	79
6	Rhéologie	80
6.1	Protocole de préparation	80
6.2	Mesures rhéologiques :	80
6.2.1	La viscosité :	80
6.2.2	La contrainte	82
6.2.3	Contrainte seuil :	82
6.2.4	La visco-élasticité	85
6.2.5	G' et G'' en fonction de la fréquence angulaire :	87

<i>TABLE DES MATIÈRES</i>	III
6.2.6 Influence du type d'eau :	87
6.2.7 Déformation en fonction du temps :	88
6.3 Conclusion	89
V Conclusion Générale	90
Synthèses des résultats	91
A-SABLES DE CARRIÈRES	93
B- SABLES ÉOLIENS	94
Mot de la fin	94
Bibliographie	95

Table des figures

1.1	Consommation, production, exportations d'hydrocarbures entre 2000 et 2012	8
1.2	Schéma porosité (a)	8
1.3	Schéma porosité (b)	8
1.4	Les types de gisements définis selon la perméabilité	9
1.5	Les ressources gazières conventionnelles et non conventionnelles	10
2.1	Les différents types d'agents de soutènement	21
3.1	Différents types de comportement rhéologiques	23
3.2	Illustration des mesures dynamiques	25
4.1	Carte géographique représentant la localisation des échantillons sélectionnés	29
5.1	La colonne de tamis utilisée	32
5.2	La balance	32
5.3	Dimension des tamis	34
5.4	Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°1 (μm)	36
5.5	Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°2 (μm)	37
5.6	Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°3 (μm)	38
5.7	Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°4 (μm)	39
5.8	Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°5 (μm)	41
5.9	Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°6 (μm)	42
5.10	Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°7 (μm)	43
5.11	Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°8 (μm)	43
5.12	Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°9 (μm)	44
5.13	Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°10 (μm)	44
5.14	Graphique de Krumbien/Sloss	46
5.15	Planche I : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°1	48
5.16	Planche II : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°2	49
5.17	Planche III : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°3	50
5.18	Planche IV : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°4	51
5.19	Planche V : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°5	52

5.20	Planche VI : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°6	53
5.21	Planche VII : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°7	54
5.22	Planche VIII : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°8	55
5.23	Planche IX : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°9	56
5.24	Planche X : les éléments permettant d'estimer la rondeur et la sphéricité de l'échantillon n°10	57
5.25	Mode opératoire : Masse volumique en vrac	62
5.26	Mode opératoire : Masse volumique apparente	64
5.27	Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement	68
5.28	Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement	69
5.29	Schéma de la cellule pour l'essai d'écrasement selon la norme ISO 13503-2 :2006	69
5.30	La cellule 1 avant essai.	70
5.31	La cellule 1 après essai.	70
5.32	La cellule 2 en acier de dureté supérieur au Rockwell C43.	70
5.33	Mode opératoire pour l'essai d'écrasement.	73
5.34	Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement	75
5.35	Planche I-bis	76
5.36	Planche II-bis	76
5.37	Planche III-bis	77
5.38	Planche VI-bis	77
5.39	Planche V-bis	78
6.1	Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante	81
6.2	Evolution de la contrainte en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante	82
6.3	Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la déformation pour l'échantillon à base d'eau albienne à 80°C, à 50°C et à température ambiante	83
6.4	Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la déformation pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante	84
6.5	Module élastique (G') et module visqueux G'' en fonction de la déformation pour les fluides à base d'eau albienne (a)chauffée à 50 °C (A50°C),(b) chauffée à 80 °C (A80°C) et (c) à température ambiante (ATamb).	86
6.6	Evolution des modules élastiques (G') et visqueux (G'') en fonction de la fréquence angulaire (ω) pour le fluide à base d'eau albienne à 80 °C (A80°C).	87
6.7	Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour tout les échantillons	88
6.8	Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau albienne à 80°C, à 50°C et à température ambiante	89

Liste des tableaux

2.1	Les types de fluides de fracturation	15
2.2	Les types de fluides de fracturation (suite)	16
2.3	Les additifs chimiques les plus communs utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique	18
4.1	Propriétés chimiques et physiques de la silice	31
4.2	Teneur en silice pour chaque échantillon	31
5.1	Principales phases granulométrique de l'échantillon n°1 par tamisage.	36
5.2	Principales phases granulométrique de l'échantillon n°2 par tamisage.	37
5.3	Principales phases granulométrique de l'échantillon n°3 par tamisage.	38
5.4	Principales phases granulométrique de l'échantillon n°4 par tamisage.	39
5.5	Principales phases granulométrique de l'échantillon n°5 par tamisage.	40
5.6	Principales phases granulométrique des échantillons 6 :10 de sables éoliens par tamisage.	42
5.7	Synthèse des résultats de l'analyse granulométrique	45
5.8	Résultats d'analyse de la sphéricité et la rondeur pour les échantillons de sables	58
5.9	Résultats d'analyse de la solubilité dans les acides pour les échantillons de sables de carrières	59
5.10	Résultats d'analyse de la solubilité pour les échantillons de sables éoliens	60
5.11	Résultats d'analyse de la turbidité pour les échantillons de sables de carrières	61
5.12	Résultats d'analyse de la turbidité pour les échantillons de sables éoliens	61
5.13	La masse volumique en vrac des échantillons de sable	63
5.14	Les masses volumiques apparentes de chaque échantillon de sable	66
5.15	Les lignes directrices concernant le niveau des contraintes d'écrasement.	72
5.16	Principales phases granulométrique des échantillons 6 :10 de sables éoliens par tamisage.	74
5.17	Résultats de l'essai de la résistance à l'écrasement	75
6.1	Exigences de la norme ISO 13503-2 :2006 pour le matériel de soutènement	91
6.2	Synthèses des essais sur les échantillons de sable	92

Liste des abréviations

J : jour

b/j : barils par jour

ϕ : La porosité

Vt : Volume total

Vs : Volume d'un solide

Vp : Volume de pores

μ : Viscosité dynamique d'un fluide

dx : longueur d'un échantillon

A : Section de l'échantillon

Q : Débit du fluide

P : Pression amont

dP : différence de pression amont et aval

K : La perméabilité

HNC : Hydrocarbures non conventionnels

SRV : Volume de roche stimulée

Cp : Centipoise

BTEX : Benzène, Toluène, Ethylbenzène, Xylène

LWC : type de proppant : Light Weight Ceramic

$\dot{\epsilon}$: Vitesse de cisaillement

v : Vitesse de déplacement de la plaque mobile

e : épaisseur

τ : contrainte de cisaillement

dS : Surface

h : distance

U : Vitesse de déplacement de la plaque supérieure

ISO : Organisation internationale de normalisation

API : Institut Américain de Pétrole

CEI : Commission Électrotechnique Internationale

TC : Comité Technique

SC : Sous Comité

d_m : Diamètre moyen

d : Diamètre de granulométrie par tamis

n : Fréquence relative d'occurrence pour chaque tamis

X : Rondeur

Y : Sphéricité

LP : Lumière polarisée

LN : Lumière naturelle

NTU : Unité de Turbidité Néphélométrique

ρ_b : Masse volumique en vrac (g.cm⁻³)

W_{fp} : Masse de l'éprouvette graduée avec l'agent de soutènement (g)

W_f : Masse de l'éprouvette graduée vide (g)

V_{pyc} : le volume du pycnomètre, exprimé en centimètres cubes.

ρ_p : masse volumique apparente

m_p : La masse d'agent de soutènement, exprimée en grammes

m_{f+l} : La masse, exprimée en grammes, de la fiole et du fluide à température ambiante

m_{f+l+p} : la masse(g) de la fiole, du fluide et de l'agent de soutènement à température ambiante

ρ : La masse volumique du fluide d'essai (Kérosène)

Éch. : Échantillon

HRC : Dureté Rockwell

in : pouce

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

m_p : Masse d'agent de soutènement nécessaire pour l'écrasement

m_{pb} : La masse du tamisât généré au cours de l'essai d'écrasement

m_s : La masse d'agent de soutènement utilisée comme partie aliquote de l'échantillon

m'_{pb} : Masse de l'agent de soutènement broyée au cours de l'essai d'écrasement

A : Eau Albienne

ED : Eau Distillée

T_{amb} : Température ambiante

F : L'écoulement

K' : Coefficient de consistance

n' : Indice d'écoulement

ω : Taille de l'ouverture efficace lors de l'extrusion de la contrainte seuil

G' : Module d'élasticité

G'' : Module de viscosité

Première partie
Introduction Générale

Avant-propos

La formation d'ingénieur au sein de l'École Nationale Polytechnique exige une bonne pratique et maîtrise des théories acquises dans les différents domaines. En fin de cycle, les élèves ingénieurs sont encouragés à élaborer un projet de fin d'études leur permettant de se familiariser avec l'environnement du travail en tant que futurs ingénieurs.

Le PFE, bien qu'il soit une étape complémentaire au cursus déjà connu pour être assez consistant, constitue une phase où chacun des étudiants se livre à ses compétences afin de constituer les ABC d'un plan de travail, de frayer un chemin pour réaliser une étude et effectuer un rapport digne, et ce sous la contrainte du temps et des autres limitations.

Dans ce qui suit, nous développerons, en premier lieu le thème de l'étude ainsi que la problématique.

En second lieu, nous présenterons les différentes structures qui nous ont accueillis pour effectuer les différents essais nécessaires à notre projet. Puis, nous mettrons en évidence la démarche adoptée pour trouver des réponses à la problématique posée.

Problématique

Le secteur énergétique algérien poursuit ses efforts pour le développement de ses ressources énergétiques tout en tenant compte des enjeux économiques et de ses obligations contractuelles.

La production d'hydrocarbures bénéficie méticuleusement d'un intérêt stratégique appuyant ainsi le groupe national SONATRACH, qui est la plus grande société africaine de gaz, le quatrième plus grand exportateur de GNL au monde, et le sixième plus grand exportateur de gaz naturel au monde. Pour garantir la longévité de ses titres, il est nécessaire de renforcer la stratégie économique établie pour chacune des missions.

Dans le cas de la production des hydrocarbures par fracturation hydraulique, il est à noter que des quantités importantes d'agents de soutènement, du sable naturel initialement, sont utilisés avec une moyenne de 9% dans la composition des fluides de fracturation, celles-ci sont de l'ordre de centaines de tonnes par puits voire le millier de tonnes. En Algérie, les agents de soutènement utilisés dans la grande majorité des sites sont des billes céramiques importées[1]. Les coûts d'approvisionnement sont affolants, à titre estimatif, le prix de la tonne peut atteindre les 1000\$ sans compter les frais de transport et de stockage. [2]

Une autre considération adjacente s'impose, le secteur minier algérien déploie d'une large connaissance en la matière d'exploitation de sable siliceux. Pendant des décennies, le sable algérien a été utilisé dans la verrerie, la fonderie, le bâtiment, l'électrometallurgie, la céramique, la chimie, les peintures, les charges minérales, la fibre de verre, les colles, la filtration, les abrasifs, etc ...

Selon le rapport de la Direction Générale des Mines sur l'activité minière de 2013, seulement 8 exploitations existent pour une production de 235 375 m³ de sable siliceux avec 54 employés dans toute l'Algérie.

De plus, des réserves géologiques illimitées à travers tout le pays, renvoient vers la question suivante :

Le sable naturel algérien, peut-il remplir le rôle d'agent de soutènement lors de la fracturation hydraulique et quel serait son impact sur le fluide de fracturation ?

Initiation au plan de travail

1. Structure d'accueil

La Division Technologies & Développement (DTD, Ex CRD) de SONATRACH, a été créée en 1973 à Dar El Beida, et installée à Boumerdès en 1975. Dotée de ses propres Laboratoires d'analyses de pointe un atout de taille pour le développement du Groupe SONATRACH. Cette structure est devenue un outil scientifique et technique indispensable pour les structures opérationnelles de la SONATRACH, aussi bien en amont qu'en aval du domaine pétrolier. Ses principales missions sont résumées dans les points suivants :

- Développer et promouvoir la recherche et développement avec la participation des entreprises concernées ;
- La performance des services d'analyse, d'expérimentation, la recherche et développement des études liées à l'exploration, la production des hydrocarbures ainsi que le transport de gaz naturel liquéfié ;
- Fournir le support et l'évaluation scientifiques pour la résolution des problèmes qui nécessitent des études et analyses plus particulièrement pour les travaux et le suivi géologique ;
- Intervention à tous les niveaux en commençant du forage jusqu'au client demandeur de services.

Le projet a vu le jour au sein de la Direction de Recherche du DTD, en tant que stagiaires, futurs ingénieurs des mines, notre mission était de trouver les éléments de réponses permettant d'éclaircir le protocole sur l'utilisation de sable naturel dans la composition des fluides de fracturation ainsi que de comprendre par la même voie le comportement de ce fluide.

Le laboratoire du département du Génie Minier de l'École Nationale Polytechnique a mis à notre disposition le matériel nécessaire pour effectuer quelques tests préliminaires sur quelques échantillons de sable algérien.

Le laboratoire de Génie Civil de l'Université Sciences et de Technologie de Houari Boumediene (USTHB) a contribué à la réalisation de l'essai de la résistance à l'écrasement.

Le laboratoire Revêtement, Matériaux & Environnement de l'Université de M'Hamed Bougara de Boumerdes (UMBB) où nous étions accueillis afin d'étudier le comportement du fluide de fracturation.

2. Déroulement du stage

Afin de réaliser notre étude, il a été convenu de faire les essais suivants selon la norme ISO 13503-2 :2006, qui seront décrits en détails dans ce manuscrit :

1. Au niveau des laboratoires de l'ENP et de l'USTHB, le test de la résistance à l'écrasement, la détermination de la granulométrie de quelques échantillons de sable de carrières ainsi que la densité en vrac et apparente un quota d'échantillons .
2. Au niveau du DTD, le reste des essais imposés par la norme, on cite : la turbidité, la granulométrie des échantillons restants, la sphéricité et la rondeur des grains et la solubilité dans les acides.
3. Au niveau du laboratoire de l'UMBB, pour faire pousser notre étude, une étude rhéologique préliminaire a été effectué sur des fluides à base de deux additifs jouant sur la gélification de la solution.

Cette recherche préliminaire, dévoile des résultats qui ont pour but l'appui d'une considération plus profonde sur les aspects techniques et économiques de l'utilisation du sable naturel algérien.

Deuxième partie
Partie Théorique

Chapitre 1

Introduction à la fracturation hydraulique

1.1 La Production des Hydrocarbures

Les ressources naturelles sur lesquelles dépend l'économie mondiale sont les énergies fossiles et leur exploitation est intimement liée au développement industriel connu au jour d'aujourd'hui. Les hydrocarbures, source chimique d'énergie massivement exploitée, représentent 60% de la consommation énergétique mondiale soit 234 tonnes d'équivalent pétrole chaque seconde, et sont utilisés principalement dans la production du plastics, des produits pharmaceutiques et des détergents. Leur réserves se trouvent sous forme liquide (pétrole) ou gazeuse (gaz naturel) dans les formations géologiques dont les roches sont poreuses.

L'ingénieur réservoir en collaboration avec les géologues et les géophysiciens étudie plusieurs paramètres afin d'évaluer le potentiel de production d'un gisement d'hydrocarbures, développer les modèles numériques permettant de prévoir le comportement du gisement et d'identifier les moyens techniques pour optimiser la production des hydrocarbures.

L'Algérie a produit près de 1,8 millions de barils / j de pétrole total et d'autres liquides en 2013, ce qui comprend le pétrole brut, les condensats, liquides de plantes de gaz naturel, et le gain de traitement de la raffinerie. Le champ de pétrole le plus grand et le plus ancien, Hassi Messaoud, a contribué de plus de 40% de la production totale de pétrole brut, qui était en moyenne de 1,2 million de b / j en 2013. La grande majorité (environ 72%) des exportations de pétrole brut algériens sont envoyées en Europe. Les États-Unis était la première destination jusqu'en 2013 lorsque l'importation des États-Unis est tombée à 29 000 b / j, ou de plus de 75%, par rapport à 2012.[3]

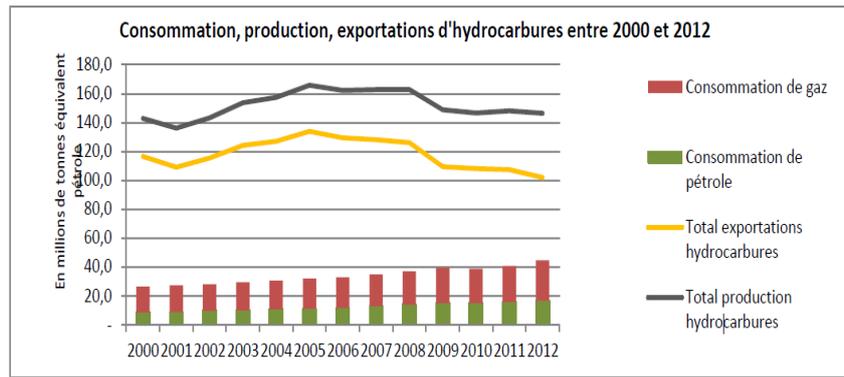


FIGURE 1.1 – Consommation, production, exportations d’hydrocarbures entre 2000 et 2012

1.1.1 La porosité

La porosité ϕ est la propriété d’un matériau qui contient des pores ou cavités de petite taille et pouvant contenir des fluides (liquide ou gaz). Elle est généralement fonction de la profondeur.

Considérant un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_T , est constitué d’un volume solide V_S et d’un volume de pores V_p . On appelle porosité ϕ voir l’équation (1.1) :

$$(1.1) \quad \phi = \frac{V_p}{V_T}$$

exprimée en %, on dit souvent que la porosité est :

- faible si $\phi < 5 \%$;
- médiocre si $5 \% < \phi < 10 \%$;
- moyenne si $10 \% < \phi < 20 \%$;
- bonne si $20 \% < \phi < 30 \%$;
- excellente si $\phi > 30 \%$.

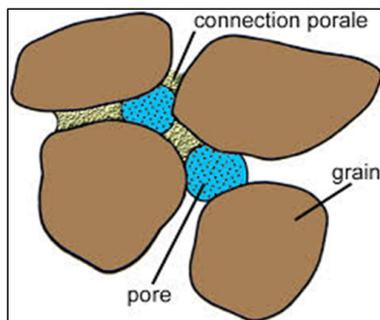


FIGURE 1.2 – Schéma porosité (a)

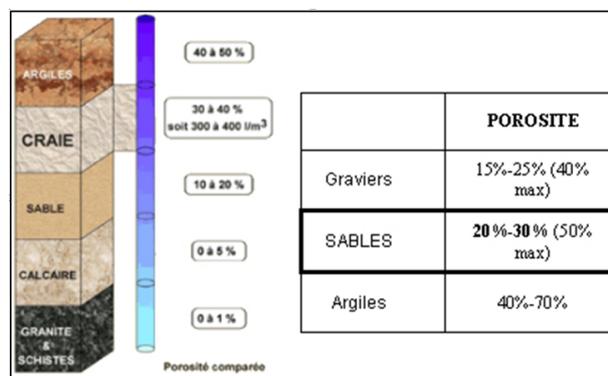


FIGURE 1.3 – Schéma porosité (b)

1.1.2 La perméabilité

La perméabilité est un autre paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy.

La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité.

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique μ , traversé horizontalement par un débit Q ; en régime permanent, la pression amont P , la pression aval est $P - dP$. L'étanchéité est faite sur les faces latérales. S'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche, ce qui est le cas général, on a l'équation (1.2) :

$$(1.2) \quad Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

où K : la perméabilité.

L'unité pratique de la perméabilité est le millidarcy ($1 \text{ md} = 10^{-15} \text{ m}^2$) On dit souvent que la perméabilité est :

- très faible si : $k < 1 \text{ md}$
- faible si : $1 < k < 10 \text{ md}$
- médiocre si : $10 < k < 50 \text{ md}$
- moyenne si : $50 < k < 200 \text{ md}$
- bonne si : $200 < k < 500 \text{ md}$
- excellente si : $k > 500 \text{ md}$.

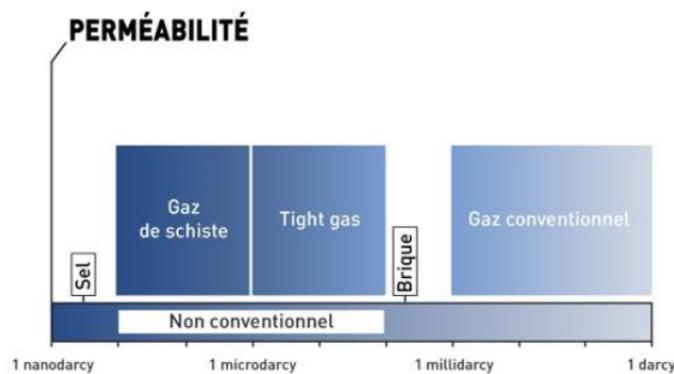


FIGURE 1.4 – Les types de gisements définis selon la perméabilité

1.2 La Stimulation des Puits

La stimulation des réservoirs et l'ascension artificielle des hydrocarbures sont les deux principales activités de l'ingénieur de production dans l'industrie pétrolière et les industries connexes.

Le but principal de la stimulation est d'améliorer la production de par la livraison rapide du fluide de pétrole et/ou à augmenter la récupération économique ultime.

la stimulation fournit des outils pour aider à gérer et optimiser le développement réservoir. Les deux techniques principales, la stimulation de la matrice et la fracturation hydraulique, sont destinées à remédier, ou même d'améliorer, le raccordement naturel du puits de forage avec le réservoir, qui pourrait retarder la nécessité d'ascension artificielle.

Comprendre la stimulation exige la compréhension des questions fondamentales de la production de pétrole et de la position et l'applicabilité du procédé. [4]

Tight gas, gaz de schiste, gaz de charbon... Ces gaz "non conventionnels" sont piégés dans des gisements atypiques de par leur localisation et leurs caractéristiques géologiques. [5]

L'appellation "gaz non conventionnels" recouvre principalement trois types de ressources gazières : le gaz de schiste (ou shale gas), le tight gas et le gaz de charbon (ou coal bed methane). Ce n'est pas leur nature chimique qui les distingue du gaz conventionnel, il s'agit dans tous les cas de gaz naturel, mais les caractéristiques géologiques de la roche qui les contient.

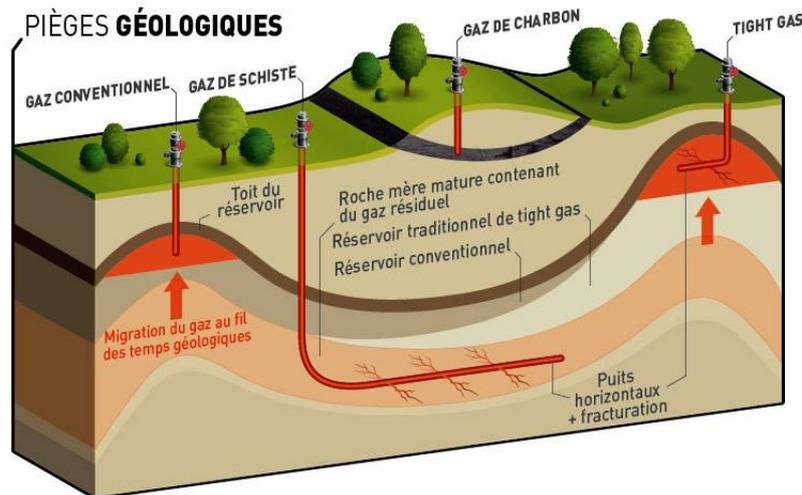


FIGURE 1.5 – Les ressources gazières conventionnelles et non conventionnelles

1.3 la Fracturation Hydraulique

La fracturation hydraulique, depuis son introduction dans les années 1949, est l'une des techniques primaires utilisées afin d'augmenter la productivité du réservoir. Ceci est réalisé en tenant compte des paramètres suivants :

- Type du forage (Vertical ou horizontal) ;
- propriétés lithologiques du réservoir potentiel ;
- profondeur, épaisseur, température et pression propre au réservoir ;
- construction du puits-type de ciment et de coffrage utilisé dans le puits de forage ;
- nombre de fractures à engendrer dans le puits de forage ;
- choix de type de matériaux et de fluides de fracturation ;
- coût des opérations de fracturation et des matériaux.

Les paramètres précités sont d'une importance primordiale pour toute compagnie qui opte pour la stimulation par fracturation, car ils permettent de définir le procédé de fracturation hydraulique à adopter. [6]

1.3.1 Qu'est ce que la fracturation ?

La fracturation hydraulique est une technique utilisée de longue date dans les forages d'hydrocarbures conventionnels. Elle consiste à fissurer une roche compacte qui n'offre pas la perméabilité nécessaire au drainage, c'est à dire à l'exploitation des hydrocarbures. Elle est aussi utilisée pour augmenter la productivité de forages d'eau ou pour faire des mesures in situ de mécanique des roches.

L'origine du mot vient de l'anglais "fracturing" ou "frack, fracking", traduit littéralement par "fracturation hydraulique", alors que le terme de "fissuration hydraulique" serait mieux adapté.

Fracturer revient à fissurer un matériau sous l'effet d'une action mécanique, ici dite hydraulique, car générée par des liquides injectés sous pression dans la roche. L'injection d'eau, additionnée de sable (9 %) et de produits chimiques (1 %), va créer un réseau de fissures, d'une ouverture de quelques millimètres au plus, qui va se propager latéralement sur plusieurs dizaines à quelques centaines de mètres.

Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels (HNC), le forage vertical est très généralement complété par une partie horizontale qui permet de pénétrer sur plusieurs centaines de mètres (jusqu'à 1 ou 2 km) dans la roche mère contenant les hydrocarbures et ainsi augmenter le volume drainé. [2]

La technique de fracturation est appliquée dans les puits dont la perméabilité est naturellement faible et non due au colmatage dont le but final est d'améliorer l'indice de productivité. La perméabilité est de l'ordre de quelques milli Darcy pour les réservoirs de huile et encore plus faible pour ceux de gaz.

On admet que la fracturation hydraulique constitue un succès si l'indice de productivité était multiplié par deux à trois.

Le rapport entre la conductivité de la fracture et celle de la formation doit être supérieure à dix pour entraîner une amélioration suffisante. [6]

1.3.2 Pourquoi et comment fracturer ?

Dans le cas des hydrocarbures conventionnels, la bonne perméabilité naturelle de la roche (appelée "réservoir") permet un drainage des hydrocarbures sur de vastes volumes avec peu de puits. Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, la roche, très compacte (improprement appelée "schistes", car il s'agit plutôt d'une argile), nécessite de créer un réseau de fissures pour la rendre perméable. Le drainage du pétrole ou du gaz vers le forage, puis la surface, n'est possible qu'à partir de ces zones fissurées, donc de volumes très limités autour du forage.

La fracturation hydraulique consiste à injecter de l'eau sous forte pression dans la roche mère (située entre 1 500 et 3 000 m de profondeur). Cela permet de créer des fractures d'ouverture millimétrique, qui se propagent latéralement autour de la partie horizontale du forage. L'objectif est de parvenir à étendre cette fracturation, afin d'obtenir un rayon de drainage important au sein de la roche mère, tout en restant limité à celle-ci. Il s'agit de créer un VRS (Volume de Roche Stimulée, "SRV" en anglais) le plus important possible, ayant une perméabilité qui soit devenue de 1 000 à 100 000 fois supérieure à celle de la roche initiale. La propagation des fractures est au maximum de quelques centaines de mètres au-delà du forage.

Dans le cas d'un puits vertical, le volume fracturé est réduit à la seule épaisseur du niveau traversé (généralement quelques dizaines, voire centaines de mètres). Avec un puits horizontal, l'effet est démultiplié, car il est proportionnel à la longueur forée horizontalement au sein de la roche mère (généralement entre 1 000 et 2 000 m, ou plus). [2]

Chapitre 2

La chimie des fluides de fracturation et les proppants

2.1 Généralités sur les fluides de fracturation

Le fluide de fracturation est un composé critique du traitement par fracturation hydraulique. Son rôle principale est de garder la fracture ouverte et de transporter les proppants le long de la fracture. Par conséquent, la viscosité du fluide est la plus importante. En plus, de présenter la viscosité appropriée à la fracture, les fluides doivent se briser et nettoyer rapidement une fois que le traitement est fini, fournir un bon contrôle de la perte du fluide, présenter une pression de frottement faible durant le pompage et doivent être aussi économique que pratique. [4]

D'autant plus que les réservoirs à stimuler varient sensiblement en termes de température, perméabilité, composition de la roche, pression des pores, plusieurs types de fluides différents ont été développés pour fournir les propriétés décrites. En 1969, le premier traitement à base de guar réticulé a été effectué. En ce temps, seulement 10% des traitements par fracturation ont été conduits avec de l'huile gélifiée. Actuellement, plus que 65% de tous les traitements par fracturation utilisent les gels à base d'eau viscosifiés avec du guar ou de l'hydroxypropylguar.

Les traitements à l'huile gélifiée ou à l'acide représentent chacun environ 5% du total. Environ 20%-25% de tous les traitements contiennent un gaz énergisant. Les additifs ont aussi pour rôle l'amélioration de la viscosité à de très grandes températures, l'interruption de la viscosité à de basses températures ou bien pour aider à contrôler les fuites du fluide vers la formation.

Le choix du type de fluide de fracturation hydraulique se fait en fonction des propriétés du réservoir. Bien que l'on ait recours le plus souvent à des fluides à base d'eau, certains réservoirs se composent de types de roches qui contiennent des argiles sensibles à l'eau et on utilise alors d'autres types de fluides. Dans tous les cas, qu'il s'agisse d'un liquide ou d'un gaz, le fluide de fracturation est injecté sous pression dans le réservoir afin d'engendrer la formation d'un réseau de fractures et de le maintenir ouvert. Parmi les autres types de fluides de fracturation utilisés, on compte notamment des gaz, tels le dioxyde de carbone et l'azote, le propane et des fluides à base de pétrole.

2.1.1 Fluides à base d'eau

L'eau est le fluide le plus couramment utilisé aux fins de fracturation en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante. Lors d'opérations de stimulation par fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation. Le volume de fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de l'importance et du nombre des opérations de traitement envisagés. Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi-étape peut utiliser entre $3500m^3$ et $15\ 000\ m^3$ d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une seule zone requièrent généralement seulement $20\ m^3$ à $100\ m^3$ d'eau.

On distingue par ailleurs deux types de gels : linéaires et réticulés. [7]

- a) **Gels linéaires** Ces gels sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est inférieure à 100 Cp.
- b) **Gels réticulés** Ils sont constitués de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité supérieure à 100 Cp.

2.1.2 Avantages et inconvénients des fluides à base d'eau

Avantages

- Un fluide peu coûteux.
- Facilement disponible et transportable.
- Ne posant pas des problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,..).
- Assez facilement traitable avec les additifs.

Inconvénients

Communément utilisée, l'eau présente cependant parfois certains inconvénients : [8] [9]

- Sa densité est élevée, et par conséquent elle limite la puissance de pompage, et leur dégorgeement peut être difficile :
 - Le fluide de fracturation étant réalisé à partir d'eau, il est non soluble avec les hydrocarbures ou le gaz et ne constitue donc pas un vecteur idéal ; par des phénomènes de capillarité, l'eau peut créer des barrières de perméabilité et compromettre ainsi le mécanisme du drainage ;
 - Sous l'effet de l'eau, les roches argileuses peuvent avoir tendance à gonfler et parfois à colmater les fissures créées, compromettant là encore l'extraction des HNC.
- L'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à huile. Donc, il est important de faire attention à la qualité de l'eau.

2.1.3 Fluides alternatifs

Des procédés alternatifs existent, d'autres sont en phase de test. Nous retenons ici les avantages et les inconvénients de ces différentes techniques. [2]

TABLE 2.1 – Les types de fluides de fracturation

Types	Avantages	Inconvénients
Au gasoil [10]	<ul style="list-style-type: none"> • Contrairement à l'eau, le gasoil est miscible avec les hydrocarbures de la roche mère, ce qui facilite leur drainage ; il permet également d'éviter le gonflement des argiles. • Il n'est pas soumis aux mêmes contraintes de gel dans les climats froids. 	<ul style="list-style-type: none"> • Moins visqueux que l'eau, il faut augmenter la quantité de viscosifiant pour qu'il achemine idéalement le sable dans les fractures de la roche. • Il est source d'émissions de BTEX (Benzène, Toluène, Ethylbenzène, Xylène).
Au butane / propane gélifié [11]	<ul style="list-style-type: none"> • En remplacement de l'eau, le butane liquéfié (température de liquéfaction à -0.5°C) ou le propane liquéfié (température de liquéfaction à -42°C) permettent d'éviter les problèmes liés aux ponts de capillarité ou au gonflement des argiles au sein de la roche mère, problèmes fréquemment rencontrés avec l'eau. • Parfaitement miscibles avec les hydrocarbures que l'on cherche à extraire, ils constituent un agent naturel facilitant à la fois le drainage et simplifiant les opérations de séparation à la sortie du puits. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deux fois moins denses que l'eau, ils nécessitent l'adjonction de gélifiant pour assurer la portance du sable (d'où le nom de propane gélifié). • Très généralement mélangés avec des produits hydrocarbonés liquides (gasoil, benzène), ils présentent une certaine nocivité. • Par ailleurs, ce sont des gaz inflammables, à manipuler avec précaution, qui nécessitent un aménagement du site en conséquence selon des normes de sécurité très précises. <p>– C'est néanmoins une technique qui a été utilisée plus de 2 300 fois en Amérique du Nord.[19]</p>

TABLE 2.2 – Les types de fluides de fracturation (suite)

Types	Avantages	Inconvénients
Au propane pur	<ul style="list-style-type: none"> • Une fois liquéfié, ce gaz est deux fois moins dense que l'eau, mais la mise au point de proppants spécifiques de basse densité (billes creuses de céramique, parfaitement calibrées et résistantes) permet de s'affranchir de tout additif et de donner à l'ensemble une grande fluidité et une meilleure pénétration au sein de la roche-mère. • Utilisé en circuit fermé, aucun traitement n'est nécessaire lors du reflux et de la mise en production : il n'y a pas d'additifs, seule l'eau de production est à séparer et l'effluent peut directement être vendu avec le gaz ou le pétrole produit. 	<ul style="list-style-type: none"> • C'est un gaz inflammable, à manipuler avec précaution, qui nécessite un aménagement du site en conséquence selon des normes de sécurité très précises. – Cette technique n'est pas encore passée à l'état industriel, bien que des tests soient en cours en grandeur nature.
À l'heptafluoropropane	<ul style="list-style-type: none"> • C'est un gaz non inflammable (il appartient à la famille des halons, utilisés comme gaz extincteurs). • Il présente tous les avantages du propane pur, sans en avoir l'inconvénient du risque d'explosion. 	<ul style="list-style-type: none"> • C'est un gaz qui coûte cher. • C'est un gaz à effet de serre, dont l'empreinte écologique est très importante.
Avec des mousses à base de dioxyde de Carbone (CO ₂) ou d'azote (N ₂) liquide [12]	<ul style="list-style-type: none"> • Les mousses sont formées par un mélange d'eau et de gaz industriels liquéfiés (CO₂ et/ou N₂) permettant des viscosités importantes et donc un bon transport des proppants. • La consommation d'eau et des additifs chimiques ainsi que le traitement des eaux usées sont réduits. • L'utilisation de gaz (N₂ ou CO₂) permet d'éviter les problèmes liés aux ponts de capillarité ou au gonflement des argiles au sein de la roche mère. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les volumes importants de gaz liquéfiés nécessaires et la logistique associée ne peuvent être assurés partout. • Il est nécessaire de récupérer le CO₂ comme le N₂ lors du reflux (des technologies existent pour le faire). • Le coût est élevé.

2.2 Les additifs chimiques

Le rôle des fluides de fracturation est de transporter les proppants dans les fractures de la roche, afin de les garder ouvertes une fois que la pression hydraulique est relâchée, permettant ainsi la récupération du gaz ou de l'huile. Cependant le mécanisme de transport est un peu compliqué car les fluides de fracturation sont souvent très visco-élastique, d'où le besoin d'ajouter des additifs chimiques à effet retardé. Le paragraphe qui suit donne plus de détails.

Les fluides de fracturation doivent présenter plusieurs propriétés parfois contradictoires : forte viscosité pour la formation de la fracture et le transport des particules solides dans la fracture ainsi créée, faible viscosité pour être facilement injectable dans les tubings, faible filtration dans la formation, facilité à être éliminés lors du dégorgeement en préservant en particulier la perméabilité de la face de fracture et du lit de proppants déposés, ce à quoi il faut ajouter la stabilité des produits dans les conditions de température et de pression du réservoir et la résistance au cisaillement. Les performances des fluides de fracturation sont ainsi devenues un sujet de recherche très actif, surtout à partir des années 80 et 90.

Plusieurs grandes catégories d'additifs chimiques sont donc utilisées : en premier lieu, les " contrôleurs de viscosité ", visent à minimiser les pertes de charge tout en assurant au fluide de fracturation une viscosité suffisante pour permettre au sable de rester en suspension dans le fluide et de bien pénétrer dans les fractures.

Pour y parvenir, on utilise la gomme de guar réticulée, un polysaccharide issu d'un haricot — le Guar — utilisé dans l'agro-alimentaire comme gélifiant. En incorporant un agent de réticulation à action différée (un retardateur), il est possible d'obtenir au départ une solution relativement peu visqueuse permettant un pompage aisé, qui, une fois en place, deviendra un fluide visqueux capable de maintenir en suspension les particules solides.

Mais il faut aussi que ce fluide redevienne peu visqueux le plus rapidement possible afin de pouvoir mettre le puits en production. On utilise alors généralement des enzymes et des oxydants qui détruisent le gel une fois la fracturation effectuée.

Les gommes de guar étant biodégradables, des bactéricides ont pour objectif leur préservation, une dégradation bactérienne pouvant provoquer une perte des propriétés du fluide.

Des additifs anti-friction permettent de diminuer notablement les pertes de charge lors de la fracturation hydraulique.

Des réducteurs de filtrat permettent de contrôler les pertes de fluides, notamment dans un milieu fissuré. Enfin, des additifs permettent de contrôler le pH et la teneur en oxygène du mélange afin d'optimiser les qualités du fluide de fracturation. [13]

Les additifs chimiques les plus communs utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique sont cités dans la table 5.2

TABLE 2.3 – Les additifs chimiques les plus communs utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique

Type	Source	Avantages/Inconvénients
Géifiants : servent à accroître le degré de viscosité, de capacité de suspension des agents de soutènement et agissent comme lubrifiant.		
Gomme de guar	La graine de guar croit en Inde et au Pakistan. Elle sert à nourrir les animaux et d'additif alimentaire.	Elle crée une chaîne de polymères naturelle. Elle peut subir de nombreux procédés d'affinage en vue d'améliorer ses qualités, telles sa tolérance au méthanol, son temps d'hydratation réduit et sa viscosité supérieure.
Polyacrylamide	Molécule à longue chaîne produite par voie chimique, aussi connue sous le nom de «polymère». Généralement utilisée à titre de flocculant dans le traitement de l'eau ou dans des produits comme les lentilles cornéennes souples.	Sert à rendre glissante l'eau utilisée dans le procédé de fracturation de type «slickwater».
Polymères réticulés : utilisés en petites quantités pour assembler des polymères de façon à créer une forme tridimensionnelle.		
Bore, zirconium, titane ou fer	Éléments d'origine naturelle exploités à divers endroits.	Augmentent le degré de viscosité du liquide en liant les polymères.
Contrôleur d'argile : utilisé dans les formations caractérisées par leur sensibilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses.		
Chlorure de potassium	Éléments d'origine naturelle exploités à divers endroits.	Réduit les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
Agents interrupteurs : brisent la chaîne polymère créée par le géifiant.		
Oxydants	Substances manufacturées qui dégagent de l'oxygène, comme l'eau de Javel.	Réduit le degré de viscosité des polymères et permet aux fluides de refluer vers la surface.
Enzymes	Un sous-produit agricole d'origine naturelle.	Consomme les polymères créés par la gomme de guar.
Surfactants : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de fracturation		
Additifs de refoulement	Ces substances additives, semblables à du savon, améliorent la capacité de l'eau à refluer vers la surface à la suite du traitement.	Ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
Biocides : préviennent l'introduction de bactéries sulfatoreductrices à l'intérieur des puits.		
Biocides naturels et manufacturés	Ces derniers peuvent être issus de bactéries ou de plantes, ou préparés à l'aide de produits chimiques.	Préviennent l'introduction de bactéries qui peuvent produire du sulfure d'hydrogène (H ₂ S) ou d'autres produits chimiques de nature corrosive ou salissante. On n'en pompe que de petites quantités.
Agents d'activation : gaz utilisés pour activer (ou faire mousser) les fluides aux fins de traitement de fracturation.		
Dioxyde de carbone (CO₂)	Le dioxyde de carbone peut prendre une forme liquide, gazeuse ou solide. Il se manifeste naturellement dans l'atmosphère. Il est inodore et non toxique.	Il est inodore et non toxique. Il sert à améliorer la capacité de récupération des fluides (notamment en réduisant le temps de séjour des fluides dans le réservoir) et à améliorer la stabilité des fluides dans le puits, plus particulièrement lorsqu'il est sous pression.
Azote (N₂)	L'azote est entreposé, transporté et pompé sous forme de fluide cryogénique, puis chauffé et injecté dans le puits de forage sous forme de gaz. Il est très abondant dans l'atmosphère.	Il est très abondant dans l'atmosphère. Il améliore la capacité de récupération des fluides utilisés dans les opérations de stimulation ou dans les puits.

2.3 Les proppants

Dans le domaine des forages pétroliers, gaziers ou hydrauliques, les agents de soutènement (ou Proppants ou propping agents) sont des produits solides (naturels ou synthétiques) qui sont injectés dans les fractures et microfracturations provoquées dans la roche lors des opérations de fracturation hydraulique (Fracing ou fracking ou hydrofracking).

Mis en suspension dans le fluide de fracturation, ces « proppants » sont surtout destinés à être introduits dans les fissures fraîchement ouvertes de la roche profonde (ouvertes par des explosions et/ou une importante surpression visant à fracturer la roche-réservoir (schiste en général) tout au long des forages dirigés). Leur rôle est de produire une couche à la fois perméable et assez résistante pour maintenir les microfissures ouvertes après les avoir pénétré. Cette couche crée et conserve un « chemin drainant » au sein duquel les fluides (gaz, pétrole, eau) percoleront facilement jusqu'au puits d'extraction au fur et à mesure qu'ils seront désorbés de la roche-réservoir. [14]

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

2.3.1 les proppants et la conductivité de la fracture

En résumé, les facteurs affectant la conductivité de la fracture, une mesure permettant de voir comment une fracture soutenue est capable de transmettre les fluides sortant de la formation au cours de la production, sont :

- La composition du proppant ;
- les propriétés physiques du proppant ;
- la perméabilité du pack-proppants ;
- les effets de la concentration du polymère avant la fermeture de la fracture ;
- le mouvement des fines de la formation dans la fracture ;
- la dégradation à long terme du proppant.

2.3.2 Les critères de choix des agents de soutènement

Pour satisfaire leur rôle, les propriétés physiques des agents de soutènement se résument en les points suivant : [4] [15]

La taille et la distribution des grains La taille du « proppant » influe sur la perméabilité, qui augmente quand les grains sont plus gros et ronds, mais les grains plus gros pénètrent moins profondément les microfissures.

La rondeur et la sphéricité La forme (géométrie) du proppant importe également ; les formes angulaires exacerbent le stress subis par les particules et les rendent particulièrement vulnérables à l'écrasement.

La résistance mécanique et la densité du proppant La résistance doit être plus élevée à grande profondeur où l'on utilise alors souvent des « proppants » en bauxite frittée, ou en céramique enrichie en corindon (l'un des matériaux les plus durs connus). Les proppants dits « Light weight ceramic » (LWC) contiennent de la mulite (alumino-silicate également très dur). Quand ils s'écrasent, ces proppants durs ne produisent pas ou peu de « fines » colmatantes comme le fait le sable naturel, mais de grains plus petits, qui peuvent encore entretenir une certaine perméabilité. Selon un bulletin d'information commerciale de Hexion, quand 23,9 % d'un sable non traitée est réduit en poudre fine, seuls 8,2 % d'une céramique légère l'est et 0,5 % de leur produit. Les proppants plus résistants sont aussi plus denses et lourds. ils demandent donc une adaptation du fluide de fracturation (pression et viscosités plus élevés, qui se traduisent par des coûts accrus de fracturation ; écologiquement et économiquement. Les fabricants ont aussi mis au moins des « proppants » plus légers (2,5 g/cc) que le sable. Ils sont plus coûteux au poids, mais ce surcoût peut être compensé par un pompage à basse pression moins énergivore.

Les quantités des fines et des impuretés On appelle « fines » les particules résultant d'agents de soutènement broyés par la pression de la roche qui se referme ; Ces fines sont indésirables car elles colmatent les fissures et/ou « polluent » le fluide remontant. Le sable naturel en produit le plus, le sable traité en produit moins, mais plus que les « proppants » synthétiques. Une présence de fines en grande quantité traduit un échec de la complétion.

La résistance à la corrosion et à l'érosion Par définition, la résistance à la corrosion est la capacité d'un matériau à résister à la dégradation due à une réaction chimique avec son environnement. Quant à la résistance à l'érosion, elle correspond à l'intensité des processus de détachement des produits d'altération dont les sables, suite à différents facteurs climatiques et leur transport vers les zones de dépôt. Ces critères sont particulièrement importants, car ils permettent entre autres d'évaluer la durabilité de l'agent de soutènement une fois introduit dans le fluide de fracturation pour à la fin se placer dans la fracture.

2.3.3 Les types de proppants

Les sables naturels Le sable de silice est composée de quartz résistant, minéral naturel le plus commun dans la croûte continentale de la Terre. Contrairement au sable commun qui est rugueux au toucher, le sable de silice est plus lisse en raison de la forme sphérique des grains de sable individuels et une distribution plus étroite de taille de particules. [1]

La qualité des agents de soutènement de sable dépend du rendement du dépôt de sable et de l'efficacité de traitement du fabricant.

La note 40/70 est couramment utilisé pour un volume élevé de fluide pour la fracturation des puits de gaz non conventionnels horizontaux tels que ceux dans les schistes Barnett, Fayetteville, Haynesville et Marcellus. [16]

Les proppants céramiques Proppants céramiques sont conçus à partir de la bauxite soit non métallurgique ou de l'argile de kaolin dont la rondeur et sphéricité sont élevées et qui peuvent résister à des niveaux très élevés de pression de fond.

La bauxite est un minerai d'aluminium à partir de laquelle plus on extrait l'aluminium. Le kaolin est une argile minérale qui contient également de l'aluminium, mais pas au niveau de la teneur du minerai. Grâce à un processus appelé frittage deux matériaux peuvent obtenir des caractéristiques de résistance supérieure.

Avant le frittage, le matériau céramique est broyé, granulé et tamisé en particules de taille spécifique. Frittage se produit dans des fours à haute température qui cuisent les particules triées pour diminuer leur teneur en eau et donc aussi changer leur structure moléculaire, les rendant plus sphérique et plus uniformément dense. [17]

Les proppants revêtus de résine Revêtement d'un sable ou agent de soutènement en céramique avec de la résine sert à plusieurs fins :

- Pour améliorer la dimension des grains de l'agent de soutènement effectif en répartissant la charge de pression plus uniforme ;
- Pour piéger les particules fines brisées sous la pression de fond élevé, empêchant ainsi ces dernières de pénétrer dans le trou de forage et de compromettre la productivité des puits ;
- Pour lier les particules détachées a cause de la pression et température intenses de la fracture afin de minimiser le reflux d'agent de soutènement. [16]



FIGURE 2.1 – Les différents types d'agents de soutènement

Chapitre 3

La performance des agents de la fracturation

3.1 Partie théorique

La rhéologie est une science utilisée dans des domaines d'applications vastes et variées, elle a pour but de comprendre l'écoulement des fluides complexes sous l'action d'une force appliquée. (contrainte, τ). La rhéologie est appliquée dans plusieurs domaines industriels qui vont de l'industrie agroalimentaire à l'industrie pétrolière ainsi que d'autres tels que la cosmétique, le génie civil . . . etc. C'est une science qui consiste à exprimer la relation entre les vitesses de cisaillement et les contraintes de déformation appliquées à divers matériaux. Cette relation peut être linéaire ou non linéaire lorsque la viscosité dépend de la vitesse de cisaillement. C'est le cas des fluides de fracturation qui sont des fluides complexes dont le comportement rhéologique est non newtonien. En raison de l'importance de cette discipline dans le domaine des fluides de fracturation, il est utile de présenter les grandeurs fondamentales de la rhéologie en citant quelques modèles les plus couramment utilisés [18].

Pendant les opérations du forage d'un puits pétrolier, le fluide de fracturation est pompé dans le puits afin de créer des fractures dans les gisements peu perméable et extraire ainsi le gaz naturel. Bien que ce fluide soit pompé dans le puits, il subit d'importants cisaillements, ce qui peut affecter sa capacité de transporter l'agent de soutènement. Cependant, une étude des propriétés rhéologiques des fluides de fracturation telles que le cisaillement et la viscosité du fluide est crucial afin de s'assurer que le fluide sera suffisamment visqueux pour transporter l'agent de soutènement dans la fracture. En raison de l'importance de cette discipline dans le domaine des fluides de fracturation, il est utile de présenter les grandeurs fondamentales de la rhéologie en citant quelques modèles les plus couramment utilisés.

Plusieurs modèles peuvent être envisagés afin d'étudier le comportement de ces fluides complexes, il s'agit des fluides newtoniens, plastiques (dit de Bingham), dilatants et pseudo-plastiques comme le montre la figure 3.1.

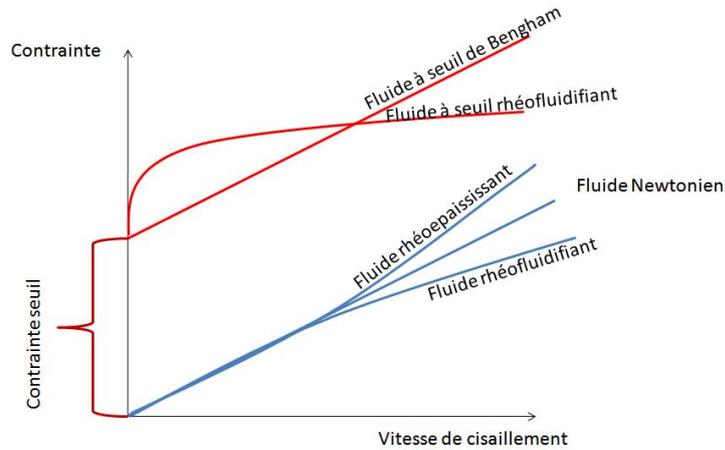


FIGURE 3.1 – Différents types de comportement rhéologiques

3.1.1 Le comportement newtonien

Pour les fluides newtoniens, la viscosité reste constante durant la phase de test (voir figure 3.1). Dans le cas d'un fluide newtonien, le coefficient de proportionnalité reliant le gradient de vitesse à la contrainte est la viscosité η du fluide, qui est définie par l'équation (3.1) [19] :

$$(3.1) \quad \eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

η est la viscosité en Pa.s,
 τ est la contrainte en Pa,
 $\dot{\gamma}$ est la vitesse de cisaillement en s^{-1} .

Pour les fluides non-newtonien, la viscosité varie pour des vitesses de cisaillement constantes et est l'écoulement est caractérisé par un modèle en loi de puissance donnée par ostwald (1925) selon l'équation (3.2) :

$$(3.2) \quad \tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$$

où K et n sont des caractéristiques du matériau.

3.1.2 Le comportement visco-élastique

La viscoélasticité représente la combinaison entre les caractéristiques visqueuses et élastiques pour un même matériau. Pour un solide soumis à une contrainte, la déformation obtenue ne change pas continuellement. Cependant, un liquide change continuellement de forme sous l'effet d'une contrainte (il s'écoule). Un liquide de structure complexe qui présente une énergie minimale au repos. Si une contrainte lui est appliquée, le « liquide » s'écoule en adoptant un comportement visqueux ; mais, dès que la contrainte est relâchée, ses forces internes réagissent pour récupérer l'état initial. Ce comportement présente une analogie avec celui d'un solide élastique qui reprend sa forme initiale quand on ne lui applique plus de contrainte. On parle alors d'un comportement viscoélastique [19].

Elasticité traite des propriétés mécaniques des solides élastiques qui obéissent à la loi de Hooke exprimée par l'équation (3.3), où :

$$(3.3) \quad \sigma = G' \gamma$$

ou G' est le module de cisaillement lié à l'élasticité en [Pa] qui dépend de l'ampleur de la déformation appliquée.

Pour un matériau viscoélastique, des éléments de caractère à la fois élastique et visqueux sont exposés selon l'échelle de temps sur laquelle la contrainte est appliquée, soit l'élasticité ou la nature visqueuse peut dominer la performance. (Habituellement, la nature élastique domine sur des échelles de temps courtes, tandis que la nature visqueuse devient plus évidente sur des échelles de temps plus longues.) Une méthode commune pour évaluer la nature viscoélastique des matériaux utilise la mesure des contraintes lors de l'application d'une souche de cisaillement sinusoïdal oscillant [19]. La déformation appliquée est donnée par l'équation (3.4) :

$$(3.4) \quad \gamma = \gamma_0 \sin(\omega t)$$

γ_0 est la déformation maximale appliquée,
 ω est la fréquence de l'onde de la déformation

$$(3.5) \quad \tau = \tau_0 \sin(\omega t + \delta)$$

δ est l'angle de phase,

Si le matériau est un solide élastique, alors l'angle de phase, δ , dans l'équation (3.5) est nulle. En revanche, si le matériau est un liquide normal, l'angle de phase est de 90° . Si le matériau testé est viscoélastique, l'onde de contrainte sera décalée d'un angle de phase intermédiaire, comme le montre la courbe solide milieu de la figure 3.2. Pour l'analyse, l'onde de contrainte est généralement séparée en deux ondes de même fréquence (courbes en pointillés sur la figure 3.2). L'une des ondes (τ' dans la figure 3.2) est en phase avec l'onde de contrainte, tandis que l'autre onde (τ'' Figure 3.2) est de 90° en déphasage avec l'onde de contrainte. De cette façon, l'onde de contrainte est séparée en une composante élastique et une composante visqueuse.

Le module élastique G' est donné par l'équation (3.6)

$$(3.6) \quad G' = \frac{\tau'_0}{\gamma_0}$$

De même, le module visqueux G'' est donné par l'équation (3.7)

$$(3.7) \quad G'' = \frac{\tau_0''}{\gamma_0}$$

L'angle de phase δ est donné par l'équation (3.8)

$$(3.8) \quad \delta = \frac{G''}{G'}$$

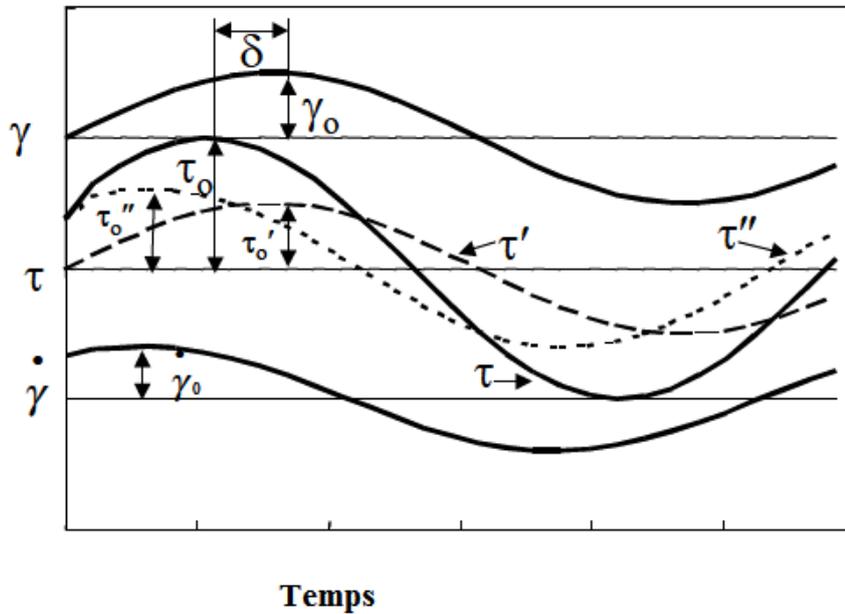


FIGURE 3.2 – Illustration des mesures dynamiques

L'importance des définitions et des relations ci-dessus, nous permettent de distinguer et de quantifier les caractères élastique et visqueux d'un matériau. En théorie, cette distinction pourrait être importante à l'égard de l'extrusion d'un gel à travers une fracture. Les propriétés d'extrusion doivent être différentes selon le comportement du gel qu'il soit dominé par un caractère visqueux ou un caractère élastique.

Troisième partie

Caractérisation physico-chimique des
proppants

Chapitre 4

Aperçu sur la norme

4.1 Les normes API-RP et ISO 13503-2

L'Institut Américain de Pétrole (API) a été établi le, 20 Mars 1919 et est la seule association nationale commerciale qui représente tous les aspects de l'industrie du pétrole et du gaz naturel de l'Amérique. Les Pratiques recommandées de l'API ont été largement utilisés par les fournisseurs d'agents de soutènement pour le contrôle de la qualité de fabrication, ainsi que les sociétés de services pétroliers pour l'Assurance Qualité / Contrôle Qualité, produit utilisé jusqu'en 2008 quand API RP 19C a remplacé toutes les pratiques recommandées de l'API disponibles avant liées aux sables et agents de soutènements.

API pratique recommandée 19C "Mesurage des propriétés des matériaux de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier" est entièrement identique à la norme ISO 13503-2 :2006 " Mesurage des propriétés des matériaux de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier". [20]

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (CEI) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.[21]

Les Normes internationales sont rédigées conformément aux règles données dans les Directives ISO/CEI, Partie 2.

La tâche principale des comités techniques est d'élaborer les Normes internationales. Les projets de Normes internationales adoptés par les comités techniques sont soumis aux comités membres pour vote. Leur publication comme Normes internationales requiert l'approbation de 75 % au moins des comités membres votants. [21]

L'ISO 13503-2 a été élaborée par le comité technique ISO/TC 67, Matériel, équipement et structures en mer pour les industries pétrolière, pétrochimique et du gaz naturel, sous-comité SC 3, Fluides de forage et de complétion, et ciments à puits.

L'ISO 13503 comprend les parties suivantes, présentées sous le titre général Industries du pétrole et du gaz naturel — Fluides de complétion et matériaux :

Partie 1 : Mesurage des propriétés visqueuses des fluides de complétion

Partie 2 : Mesurage des propriétés des matériaux de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier

Partie 3 : Essais de saumures denses

Partie 4 : Mode opératoire pour le mesurage de la perte de fluide par filtration en conditions statiques des fluides de stimulation et de gravillonnage

Partie 5 : Modes opératoires pour mesurer la conductivité à long terme des agents de soutènement.

Les modes opératoires ont été élaborés afin d'améliorer la qualité des agents de soutènement livrés sur le site du puits. Ils sont utilisés pour évaluer certaines propriétés physiques utilisées dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier. Il convient que ces essais permettent aux utilisateurs de comparer les caractéristiques physiques de divers agents de soutènement soumis aux essais dans les conditions décrites et de sélectionner des matériaux utiles pour les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier.[21]

Domaine d'application

La présente partie de l'ISO 13503 fournit des modes opératoires d'essais normalisés pour l'évaluation des agents de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier.

NOTE : Les "agents de soutènement" mentionnés tout au long de la présente partie de l'ISO 13503 font référence au sable, aux céramiques, aux agents de soutènement enrobés, aux matériaux de gravillonnage et autres matériaux utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier.

L'objectif de la présente partie de l'ISO 13503 est de fournir une méthodologie cohérente d'essai des agents de soutènement utilisés pour les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier.[21]

4.2 Les échantillons utilisés

Durant le projet, la principale mission fut la sélection de l'échantillon de sable qui représentera le meilleur agent de soutènement ou proppant lors de la formulation du fluide de fracturation hydraulique, un nombre de 10 échantillons de sable nous ont été livrés dont la moitié sont issus de carrières et l'autre moitié sont des sables éoliens.

Les sables de carrières Ce sont des matériaux produits dans une chaîne d'élaboration de granulats, et qui peuvent se trouver en excédent pour la production recherchée (gravier ou gravillon), ils peuvent être soit :

- Des sables roulés de dessablage qui résultent du criblage primaire d'un tout-venant.
- Des sables de concassage qui sont très souvent l'excédent de la production d'une carrière ou d'une ballastière

Les sables éoliens Ils sont constitués de grains de sable d'origine quelconque et se trouvent dans plusieurs régions du désert sous forme de dunes, qui occupent des vastes surfaces (exemple de sud algérien).

Leur origine est très différente, ils sont pris et déposés par le vent. Ils se caractérisent par une granulométrie uniforme, de grains arrondis et dépolis à cause de nombreux chocs entre eux. La vitesse du vent, son pouvoir portant ainsi que les distances de transport sont les seuls facteurs qui déterminent la taille des grains.

Tous les échantillons proviennent de sites de prélèvement différents répartis en cinq wilayas (trois au nord et deux au sud), ci-dessous la figure qui montre la localisation des sables utilisés :

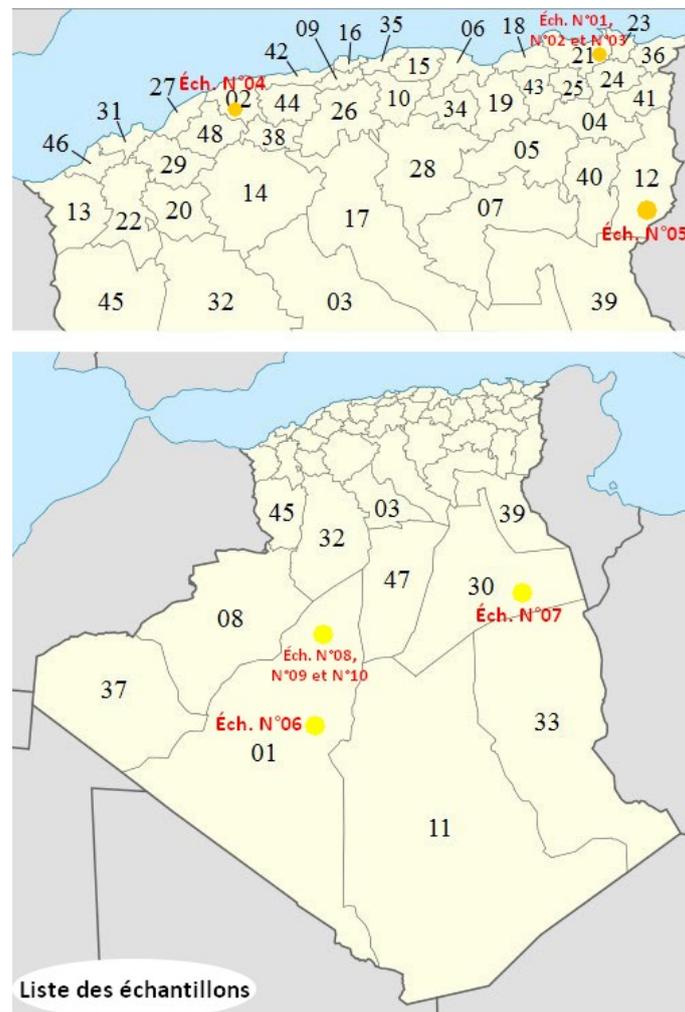


FIGURE 4.1 – Carte géographique représentant la localisation des échantillons sélectionnées

Les échantillons de carrières qui sont numérotés de un (1) à cinq (5) sont issus de trois wilayas du nord du pays, car l'activité minière des granulats se situe essentiellement dans cette région de l'Algérie :

N°01, N°02 et N°03 : Wilaya de Skikda

N°04 : Wilaya de Chlef

N°05 : Wilaya de Skikda

Les échantillons éoliens qui sont numérotés de six (6) à dix (10) sont issus de deux wilayas du sud du pays, ceci est due aux vastes étendues du Sahara et des dunes dans cette région :

N°06 : Reggane, Wilaya d'Adrar

N°07 : Wilaya de Ouargla

N°08, N°09 et N°10 : Timimoun, Wilaya d'Adrar

4.2.1 La teneur en silice

Des analyses chimiques par fluorescence des rayons X (FX) ont été menées au préalable sur les dix échantillons pour la reconnaissance des différents minéraux présents dans leurs compositions, la proportion du minéral de la silice (SiO_2) est très importante dans l'étude qui a été menée car ce pourcentage aura des effets sur les résultats des différents essais aux quels les échantillons seront exposés.

C'est quoi la silice ?

La silice ou oxyde de silicium, de formule SiO_2 : composée de deux éléments : le silicium (Si) et l'oxygène (O), est le minéral le plus abondant de l'écorce terrestre, elle constitue 12% (en masse) de la lithosphère. La silice est le composant majeur des roches cristallines, et le constituant essentiel des roches détritiques. Le minéral à base de silice le plus connu est le quartz. Combinée avec d'autres éléments tels que l'aluminium, le magnésium, le fer, le calcium, le sodium, le potassium, la silice forme un groupe de minéraux appelés silicates, qui constitue la majeure partie de la croûte terrestre.

Selon les conditions de sa formation (pression et température), la silice se présente sous diverses variétés polymorphes quartz, calcédoine, opale, tridymite, cristobalite, coésite, stishovite. Le quartz est la forme la plus fréquente et la plus connue, résiste particulièrement bien aux agents de l'altération grâce à sa dureté et à son insolubilité, et constitue de ce fait la partie essentielle des roches sédimentaires détritiques telles que le sable et les grès, et parfois l'unique composant quand les grains de quartz sont cimentés par de la silice secondaire : quartzite sédimentaire. Le quartz possède plusieurs variétés : cristal de roche ou quartz hyalin, l'améthyste, la citrine, le quartz enfumé à éléments radioactifs.

TABLE 4.1 – Propriétés chimiques et physiques de la silice

Propriétés chimiques	
Formule brute	SiO ₂
Masse molaire	60,0843
Propriétés physiques	
T° fusion	1650°C
T° ébullition	2230°C
Solubilité	0,12 g.l ⁻¹ (Eau)
Densité	2,2
Dureté	7
PH	Neutre

Propriétés de la silice

La silice pure se présente sous la forme d'un minéral dur et existe sous des formes variées dans la nature :

* principal constituant des roches sédimentaires détritiques (sables, grès), elle représente 27 % de la croûte terrestre; fréquente dans les roches métamorphiques et magmatiques.

Résultats des analyses de fluorescence par rayons X

Les pourcentages de la silice dans chaque échantillon sont présentés dans le tableau 4.2 ci-dessous :

TABLE 4.2 – Teneur en silice pour chaque échantillon

Échantillon n°	SiO ₂ (%)
1	98,48
2	98,42
3	97,27
4	98,95
5	99,31
6	95,07
7	96,44
8	97,75
9	98,67
10	98,09

Nous remarquons que la proportion de la silice est très élevée pour les dix échantillons ce qui rend l'importance des essais d'autant plus grande afin de sélectionner le ou les échantillons qui répondront au mieux aux exigences de la norme.

Chapitre 5

Les différents essais expérimentaux

5.1 Analyse Granulométrique

Analyse granulométrique est un procédé pour quantifier les formats et types de particules présentes dans un échantillon de sol particulier, ainsi que leur fréquence relative d'occurrence. L'analyse peut être effectuée sur des matériaux inorganiques, tels que des graviers ou des mélanges de granulats ainsi. L'échantillon est tamisé à travers une série de tamis, en commençant par un tamis dont les grandes ouvertures, à travers successivement plus petits tamis. Les résultats d'une analyse de tamis peuvent dire géologues et ingénieurs beaucoup sur la composition d'un échantillon et comment un sol particulier ou autre mélange vont se comporter dans les situations d'ingénierie et de construction civile.

Un tamis est un dispositif simple constitué d'un châssis conçu pour accueillir matériel et un fond en treillis métallique. Les lacunes dans les mailles de déterminer la taille des particules qui peuvent passer à travers elle. Dans ce cas, les tamis sont classés selon la norme ISO 13503-2 ; 2006.



FIGURE 5.1 – La colonne de tamis utilisée



FIGURE 5.2 – La balance

5.1.1 Protocole

Au préalable du teste d'écrasement, l'analyse granulométrique doit être effectuée sur les différents échantillons afin de déterminer leur classe granulométrique et obtenir la fraction de l'échantillon qui fera l'objet du teste d'écrasement.

Mode opératoire :

Au minimum sept tamis ont été empilés constituant une colonne de tamis de dimensions d'ouverture décroissantes de haut en bas avec un couvercle sur le premier tamis et un réceptacle à la base de la colonne. Voir 5.1

- Peser chaque tamis et noter sa masse. Verser l'échantillon fractionné sur le tamis supérieur, placer la colonne de tamis munie de son réceptacle et de son couvercle dans l'agitateur de tamis de contrôle et laisser ;
- Verser l'échantillon fractionné de 100 g sur le tamis supérieur et laisser l'agitateur de tamis fonctionner pendant 10 minutes ;
- La masse retenue sur chaque tamis est pesée avec une balance de précision +/- 1g. Voir 5.2

Calcul du diamètre moyen

Le diamètre moyen, d_m , doit être utilisé pour caractériser la distribution de l'agent de soutènement pour fracturation hydraulique.

Le diamètre moyen, d_m , exprimé en millimètres, est calculé comme indiqué dans l'équation (5.1) :

$$(5.1) \quad d_m = \frac{\sum n \cdot d}{\sum n}$$

où $n \cdot d$ est le produit du diamètre de granulométrie moyenne (d) multiplié par la fréquence d'occurrence (n).

EXEMPLE :

Calcul du diamètre moyen pour un agent de soutènement 16/30 ayant la distribution granulométrique suivante ;

+12 mesh (1 700 μm)	0,0 %
+16 mesh (1 180 μm)	1,2 %
+18 mesh (1 000 μm)	37,9 %
+20 mesh (850 μm)	48,7 %
+25 mesh (710 μm)	11,9 %
+30 mesh (600 μm)	0,3 %
+40 mesh (425 μm)	0,0 %
Réceptacle	0,0 %
TOTAL	100,0 %

Par conséquent,
le diamètre moyen est $d_m = \frac{\sum n \cdot d}{\sum n} = \frac{97,565}{100,0} = 975,7 \mu\text{m} = 0,976 \text{ mm}$.

Granulométrie des agents de soutènement de fracturation :

Dans la norme ISO 13503-2 :2006, la granulométrie est déterminée en Mesh qui est une convention américaine de mesure de maille d'un tamis. La mesure en mesh est une mesure inverse de la taille d'une maille : la valeur en mesh diminue quand la taille de la maille augmente. La correspondance n'est toutefois pas parfaitement proportionnelle : doubler la taille d'une maille ne divise pas toujours exactement sa mesure en mesh par deux.

Cette norme exige qu'un minimum de 90 % de l'échantillon de matériau de soutènement soumis à un essai traverse le tamis grossier désigné (ou premier tamis primaire) et soit retenu sur le tamis fin désigné (ou second tamis primaire) (c'est-à-dire 12/20, 20/40, 40/60, etc.). Pour des granulométries 40/70 (212/425 μm), un minimum de 90,0 % de l'échantillon de matériau de soutènement soumis à essai doit traverser le tamis de maille 40 et doit être retenu sur le tamis de maille 70.

EXEMPLE Pour des granulométries 20/40, pas plus de 0,1 % du total de l'échantillon de matériau de soutènement soumis à essai ne doit être retenu sur le tamis de maille 16 (la première dimension de tamis sur la colonne) et pas plus de 1,0 % du total de l'échantillon de matériau de soutènement soumis à essai ne doit être plus petit que le tamis de maille 50. Le diamètre médian et la distribution du tamisage à chaque niveau doivent être mis à disposition.

Dimensions d'ouverture des tamis μm	3 350/ 11 700	2 360/ 1 180	1 700/ 1 000	1 700/ 850	1 180/ 850	1 180/ 600	850/ 425	600/ 300	425/ 250	425/ 212	212/ 106
Désignation granulométrique typique des matériaux de soutènement/gravillonnage ^a	6/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
Tamis grossier ^b	4	6	8	8	12	12	16	20	30	30	50
	6	8	12	12	16	16	20	30	40	40	70
	8	10	14	14	18	18	25	35	45	45	80
Tamis fin ^c	10	12	16	16	20	20	30	40	50	50	100
	12	14	18	18	25	25	35	45	60	60	120
	14	16	20	20	30	30	40	50	70	70	140
	16	20	30	30	40	40	50	70	100	100	200
	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan

^a Colonne de tamis en ordre vertical de haut en bas comme défini dans l'ASTM E 11-04.

^b Le tamis grossier désigné (ou premier tamis primaire) est ombré.

^c Le tamis fin désigné (ou second tamis primaire) est ombré.

FIGURE 5.3 – Dimension des tamis

Commentaire :

Durant notre étude, nous avons reçu des échantillons prélevés directement sur site et à l'état naturel sans qu'il y ait un traitement ou une sélection au préalable, c'est pour ça que l'objectif de cet essai est d'identifier les échantillons qui ont une classe granulométrique prédominante qui se rapproche le plus des 90% requises, cela signifierait que le gisement

en question a des caractéristiques de dimensions des grains intéressantes et que le sable est homogène sur une gamme donnée, donc la sélection de cette dernière se fera plus facilement et à moindre coût économique.

Les échantillons qui sont hétérogènes et qui n'ont pas une classe qui domine ne seront pas intéressants pour la sélection car il faudrait traiter le sable pour arriver aux dimensions voulues ce qui rendra la mission encore plus coûteuse et délicate.

5.1.2 Résultats pour les échantillons de carrières

Échantillon n°1

La méthode par tamisage, montre que l'échantillon de sable n°01 présente une prépondérance de grains moyens qui s'insèrent dans la gamme 40/70 (212/425 μm) . Le pourcentage de cette classe est de l'ordre de 80,86% avec diamètre moyen de l'ordre de 324,879 μm . Voir Table5.15 et Figure5.4

TABLE 5.1 – Principales phases granulométrique de l'échantillon n°1 par tamisage.

Diamètre(μm)	ASTM Mesh	Fréquence(%)	Cumulé(%)
90	170	0	0
106	140	0,037	0,037
125	120	0,202	0,239
150	100	0,583	0,822
180	80	2,179	3,001
212	70	5,981	8,982
250	60	13,511	22,493
300	50	23,499	45,992
355	45	21,723	67,715
425	40	16,152	83,867
500	35	8,465	92,332
600	30	4,744	97,076
710	25	1,84	98,916
850	20	0,917	99,832
1000	18	0,168	100
1180	16	0	100

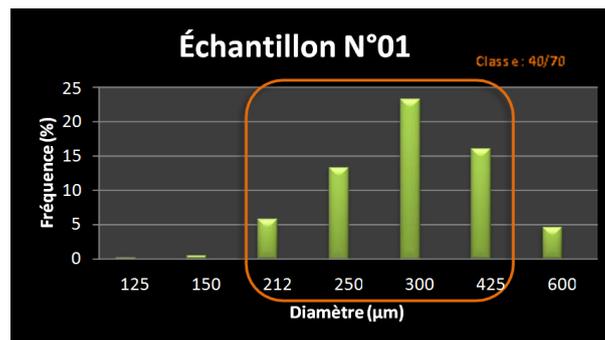


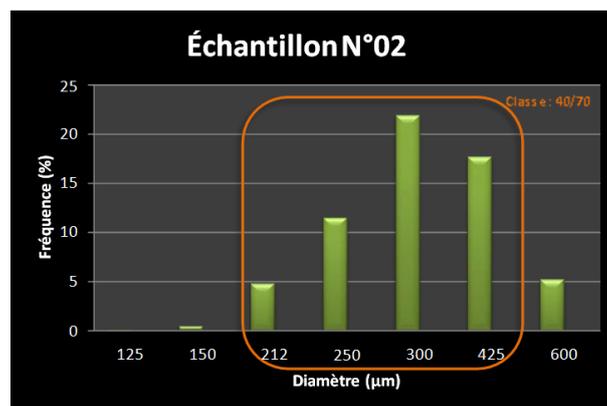
FIGURE 5.4 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°1 (μm)

Échantillon n°2

La méthode par tamisage, montre que l'échantillon n°2 est un sable moyen de type 40/70 (212/425 μm) avec un pourcentage de 79,12% et un diamètre moyen de 331,136 μm . Ce sable est assez bien classé contenant une faible fraction fine et grossière. Voir Table5.2 et Figure5.5

TABLE 5.2 – Principales phases granulométrique de l'échantillon n°2 par tamisage.

Diamètre(μm)	ASTM Mesh	Fréquence(%)	Cumulé(%)
90	170	0	0,317
106	140	0	0,317
125	120	0,108	0,426
150	100	0,497	0,923
180	80	1,794	2,717
212	70	4,91	7,626
250	60	11,616	19,242
300	50	22,061	41,303
355	45	22,717	64,021
425	40	17,815	81,835
500	35	9,515	91,35
600	30	5,362	96,712
710	25	2,073	98,785
850	20	1,027	99,812
1000	18	0,188	100
1180	16	0	100

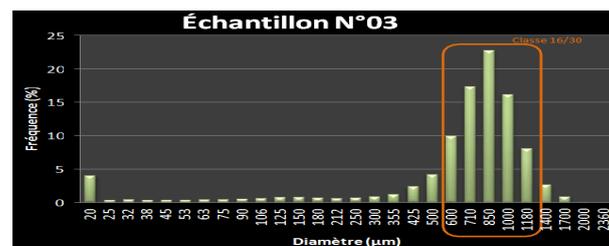
FIGURE 5.5 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°2 (μm)

Échantillon n°3

De même, l'échantillon de sables N°3 présente une large distribution de la taille des grains avec une tendance prononcée vers la classe grossière 16/30 avec un pourcentage de 74,69% et une taille du grain moyen de 852,548 μ m. Voir Table5.3 et Figure5.6

TABLE 5.3 – Principales phases granulométrique de l'échantillon n°3 par tamisage.

Diamètre(μ m)	ASTM Mesh	Fréquence(%)	Cumul(%)
20	635	4,502	4,502
25	500	0,433	4,494
32	450	0,571	5,066
38	400	0,444	5,51
45	325	0,468	5,978
53	270	0,475	6,453
63	230	0,517	6,97
75	200	0,535	7,505
90	170	0,582	8,088
106	140	0,666	8,753
125	120	0,826	9,58
150	100	0,834	10,414
180	80	0,754	11,168
212	70	0,675	11,844
250	60	0,727	12,571
300	50	0,941	13,511
355	45	1,298	14,81
425	40	2,443	17,253
500	35	4,263	21,515
600	30	9,993	31,508
710	25	17,44	48,948
850	20	22,867	71,815
1000	18	16,225	88,04
1180	16	8,171	96,212
1400	14	2,729	98,941
1700	12	0,966	99,907
2000	10	0,093	100
2360	8	0	100

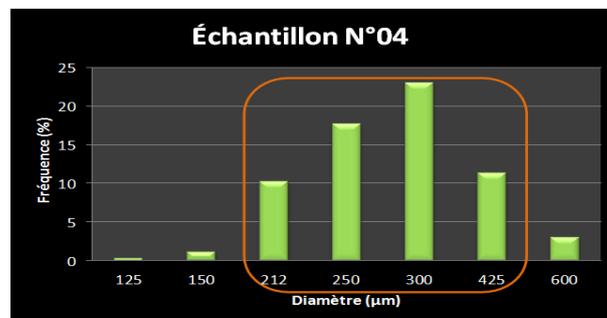
FIGURE 5.6 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°3 (μ m)

Échantillon n°4

L'analyse par tamisage montre la prédominance granulométrique de la classe moyenne. Cette classe moyenne est représentée par des grains appartenant à la gamme 40/70 (212/425 μm) et le pourcentage de cette population de grains est de 79,452% avec un grain moyen de 306,949 μm . Voir Table5.4 et Figure5.7

TABLE 5.4 – Principales phases granulométrique de l'échantillon n°4 par tamisage.

Diamètre(μm)	ASTM Mesh	Fréquence(%)	Cumul(%)
20	635	2,766	2,766
25	500	0,384	3,151
32	450	0,302	3,453
38	400	0,064	3,517
45	325	0	3,517
53	270	0	3,517
63	230	0	3,517
75	200	0	3,517
90	170	0,013	3,53
106	140	0,168	3,698
125	120	0,389	4,087
150	100	1,225	5,312
180	80	4,508	9,82
212	70	10,354	20,174
250	60	17,779	37,953
300	50	23,093	61,045
355	45	16,802	77,847
425	40	11,425	89,272
500	35	5,708	94,98
600	30	3,103	98,083
710	25	1,2	99,283
850	20	0,606	99,889
1000	18	0,111	100
1180	16	0	100
1400	14	0	100

FIGURE 5.7 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°4 (μm)

Échantillon n°5

L'analyse par tamisage montre que cet échantillon est très mal classé et que sa tendance granulométrique est orientée vers un sable moyen à grossier. La gamme 16/30 est présente avec un pourcentage de 33,657 % et un diamètre moyen de 811,979 μm . Néanmoins, la classe moyenne qui s'insère dans la gamme 40/70 (212/425 μm) est légèrement plus prédominante avec un pourcentage de 34,871% et un grain moyen 324,879 μm . Voir Table5.5 et Figure5.8

TABLE 5.5 – Principales phases granulométrique de l'échantillon n°5 par tamisage.

Diamètre(μm)	ASTM Mesh	Fréquence(%)	Cumul(%)
20	635	0,846	0,846
25	500	0,472	1,317
32	450	0,646	1,963
38	400	0,534	2,497
45	325	0,617	3,115
53	270	0,736	3,851
63	230	0,951	4,802
75	200	1,172	5,975
90	170	1,504	7,478
106	140	1,627	9,105
125	120	1,957	11,062
150	100	2,807	13,869
180	80	3,943	17,812
212	70	4,693	22,505
250	60	5,805	28,31
300	50	7,434	35,744
355	45	7,808	43,552
425	40	9,131	52,683
500	35	8,515	61,198
600	30	9,295	70,493
710	25	7,829	78,322
850	20	7,183	85,505
1000	18	5,252	90,758
1180	16	4,098	94,856
1400	14	2,915	97,771
1700	12	1,59	99,361
2000	10	0,623	99,984
2360	8	0,016	100
2800	7	0	100

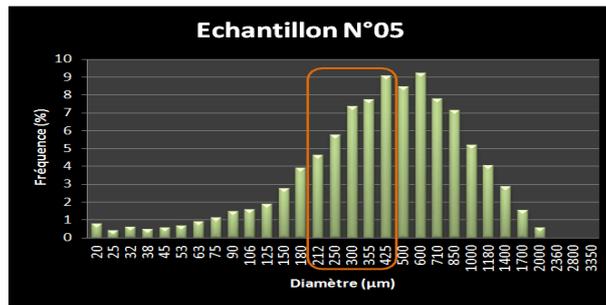


FIGURE 5.8 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des particules n°5 (μm)

5.1.3 Résultats pour les échantillons de sables éoliens

Le même protocole a été suivi pour le cas des sables éoliens, avec un jeu de tamis différent qui inclut la gamme 40/70 ($212/425 \mu\text{m}$). Les résultats sont résumés dans le tableau 5.16 et les figures 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 et 5.13 suivants :

TABLE 5.6 – Principales phases granulométrique des échantillons 6 :10 de sables éoliens par tamisage.

Diamètre de tamis utilisés (μm)	Le % massique retenue dans chaque tamis (%)				
	N°6	N°7	N°8	N°9	N°10
630	0,217	0,187	0,095	0,00	,0459
400	23,642	43,762	19,34	1,269	36,752
355	9,078	15,001	9,328	3,946	12,576
315	6,222	9,894	8,528	7,646	7,051
250	22,439	9,710	26,329	56,092	28,848
200	17,252	16,918	17,654	23,323	9,399
160	10,603	2,048	7,067	4,510	2,749
Réceptacle	10,283	1,621	10,579	0,796	1,329
$d_m (\mu\text{m})$	301,395	333,293	293,756	249,345	322,090

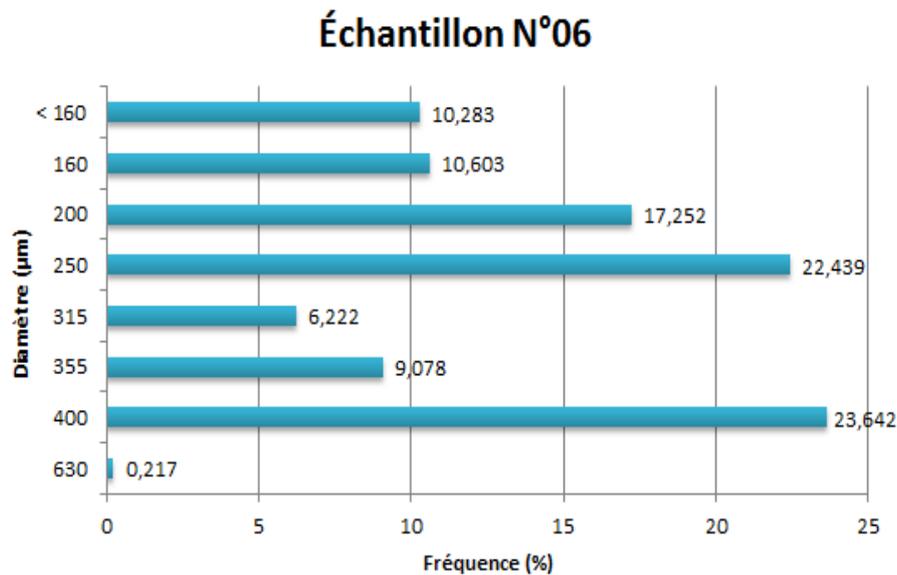


FIGURE 5.9 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°6 (μm)

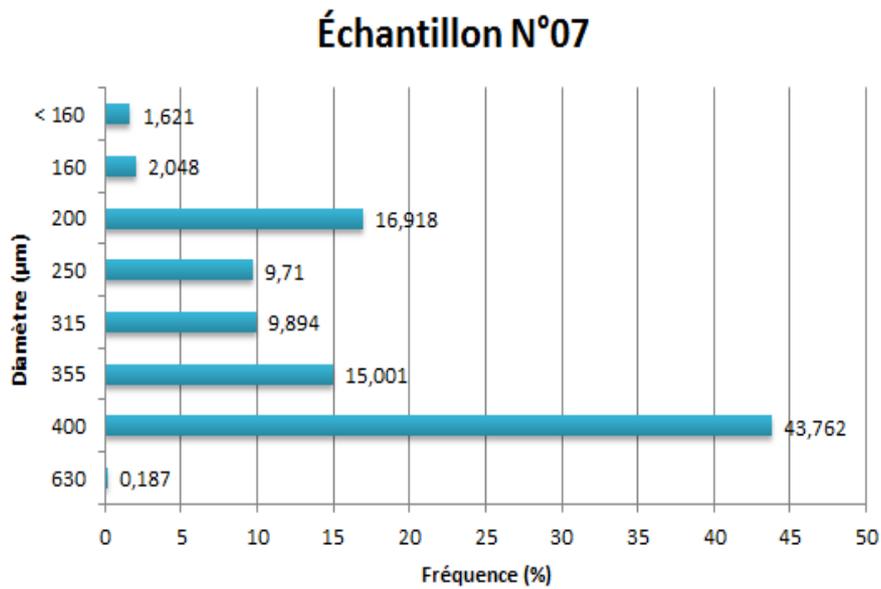


FIGURE 5.10 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°7 (μm)

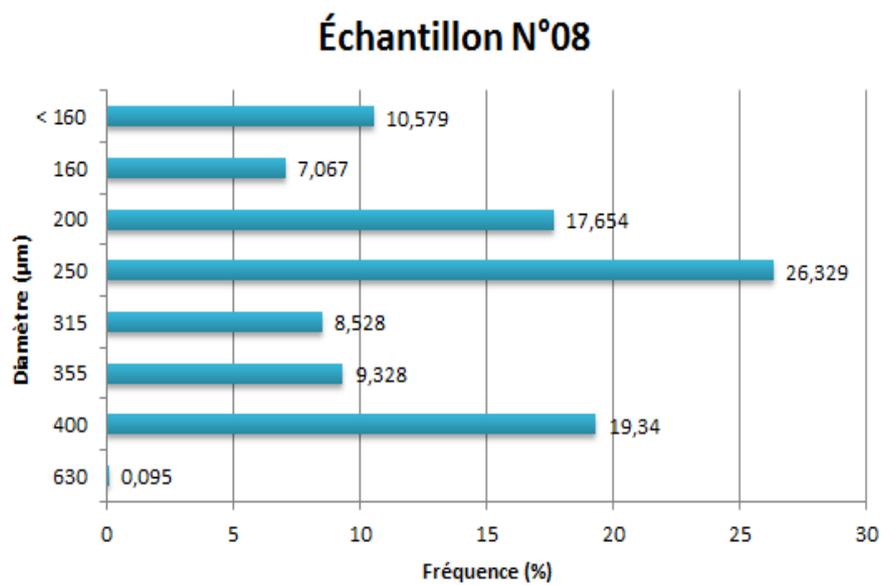
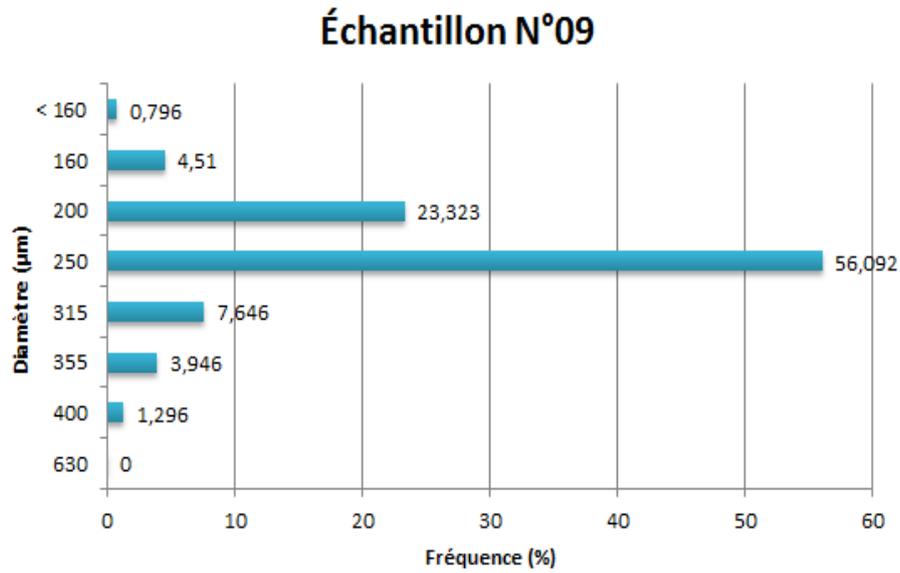
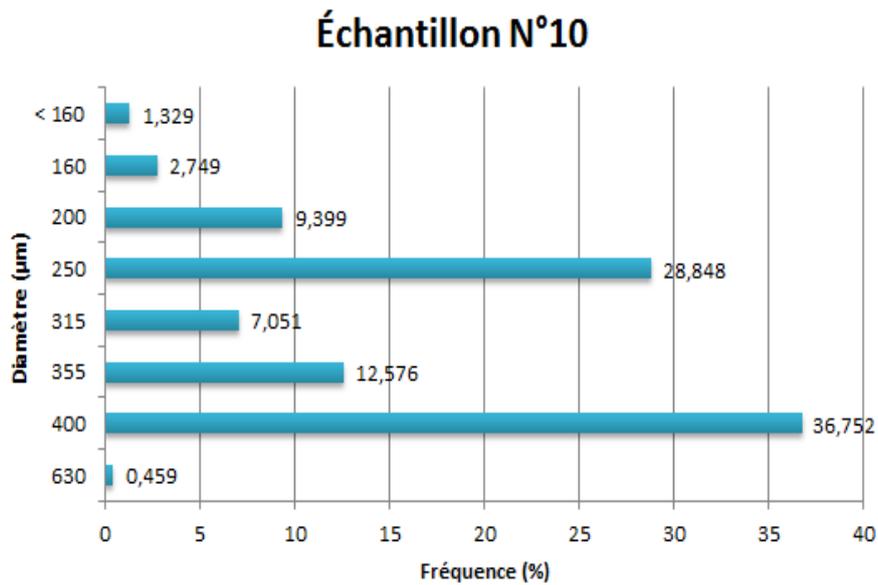


FIGURE 5.11 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°8 (μm)

FIGURE 5.12 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°9 (μm)FIGURE 5.13 – Distribution des fréquences en fonction de la taille des grains n°10 (μm)

Commentaires :

Les figures 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 et 5.13 indiquent que, contrairement aux sables de carrières, le sable éolien a tendance à avoir un maillage identique est ce malgré une provenance différente (la classe 40/70 (212/425 μm) est prédominante pour l'ensemble des échantillons).

Les conditions climatiques aux quelles ce matériau a été exposé, permettent d'expliquer ce phénomène. Le sable éolien est un sable de dunes dans ce cas, il a donc était sujet à désintégration et transport par l'eau et le vent notamment, ce qui fait que les grains de sable ont une faible dimension largement répandue ce qui donne des échantillons plutôt homogènes.

5.1.4 Synthèse des résultats de l'analyse granulométrique

Le tableau 5.7 donne une classification par rapport à la gamme 40/70, nous remarquons que les échantillons de sables éoliens présentent une distribution relativement uniforme par rapport aux échantillons de sable de carrières.

TABLE 5.7 – Synthèse des résultats de l'analyse granulométrique

Échantillon n°	Présence de la classe granulométrique %	Diamètre moyen μm
7	95,28	333,293
10	94,63	322,09
9	92,3	249,345
8	81,18	293,756
1	80,86	324,879
4	79,45	306,949
2	79,12	331,136
6	78,63	301,395
5	34,87	324,879
3	6,09	345,85

5.2 Sphéricité/Rondeur

Selon la norme ISO 13503-2 :2006, la sphéricité et la rondeur se sont révélées les paramètres de formes utiles pour l'évaluation visuelle des agents de soutènement. Le mode opératoire proposé est d'une grande utilité pour la caractérisation d'agents de soutènement et de nouvelles sources d'approvisionnement d'agents de soutènement artificiels.

Quelques définitions :

La sphéricité est une mesure de la proximité de forme entre une particule d'agent de soutènement et une sphère.

La rondeur est une mesure de l'acuité relative des angles ou des courbures.

L'estimation de la sphéricité et de la rondeur des grains de sables s'est faite sur la base du graphique de Krumbien/Sloss (Voir Figure 5.14).

De gauche à droite, la rondeur est présentée comme une augmentation de la forme à partir de "angulaire" à "arrondie". À de faibles valeurs, les grains sont angulaires ; quand la rondeur augmente, les grains varient de subangulaires, subarrondis, arrondis à bien arrondis. La rondeur des grains de proppants varie de 0,1 à 0,9. Un grain qui est très bien arrondi aura une rondeur de 0,9. Une particule parfaitement arrondie présente une valeur de rondeur de 1,0. La sphéricité est déterminée par le rapport entre le diamètre nominal du grain au diamètre de la sphère de circonscription, le plus grand diamètre de grain. Les valeurs varient de 0,3 à 1,0. Un grain avec une sphéricité de 1,0 est une sphère parfaite. Ces mesures doivent être déterminées de manière séparée comme l'indique la précédente norme et dont le mode opératoire est explicité dans la sous-section suivante.

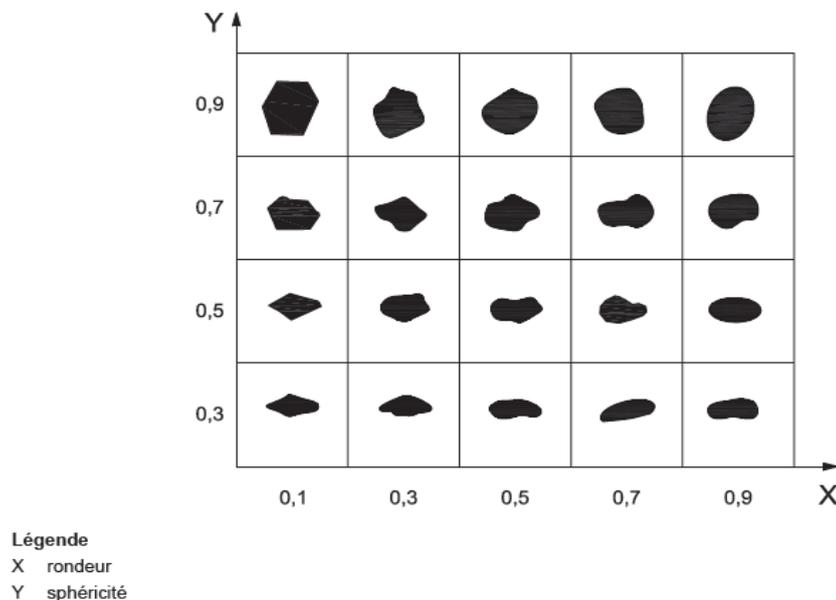


FIGURE 5.14 – Graphique de Krumbien/Sloss

5.2.1 Protocole

La méthode suivie consiste à l'utilisation de photomicrographies à l'aide d'un microscope optique polarisant, qui est un appareillage de mesure spécifique, permettant d'effectuer des observations :

- en lumière polarisée (LP) afin de déterminer la nature des minéraux présents ;
- et en lumière naturelle (LN) pour illustrer les contours des grains.

Pour ce cas d'étude, des lames minces ont été préparé en noyant les grains de sables dans de la résine dans l'objectif d'améliorer la qualité de l'observation quant aux reliefs des grains.

Ensuite, à l'aide des photos fournies par l'appareil, le procédé selon la norme, requiert la sélection d'une vingtaine de grains et de déterminer distinctement leur sphéricité et leur rondeur. Il était plus facile de numéroter les grains afin de ne pas les perdre de vue.

Pour enfin, procéder au calcul de la moyenne arithmétique des résultats pour chaque échantillon.

5.2.2 Résultats pour les échantillons de sables de carrières

Échantillon n°1

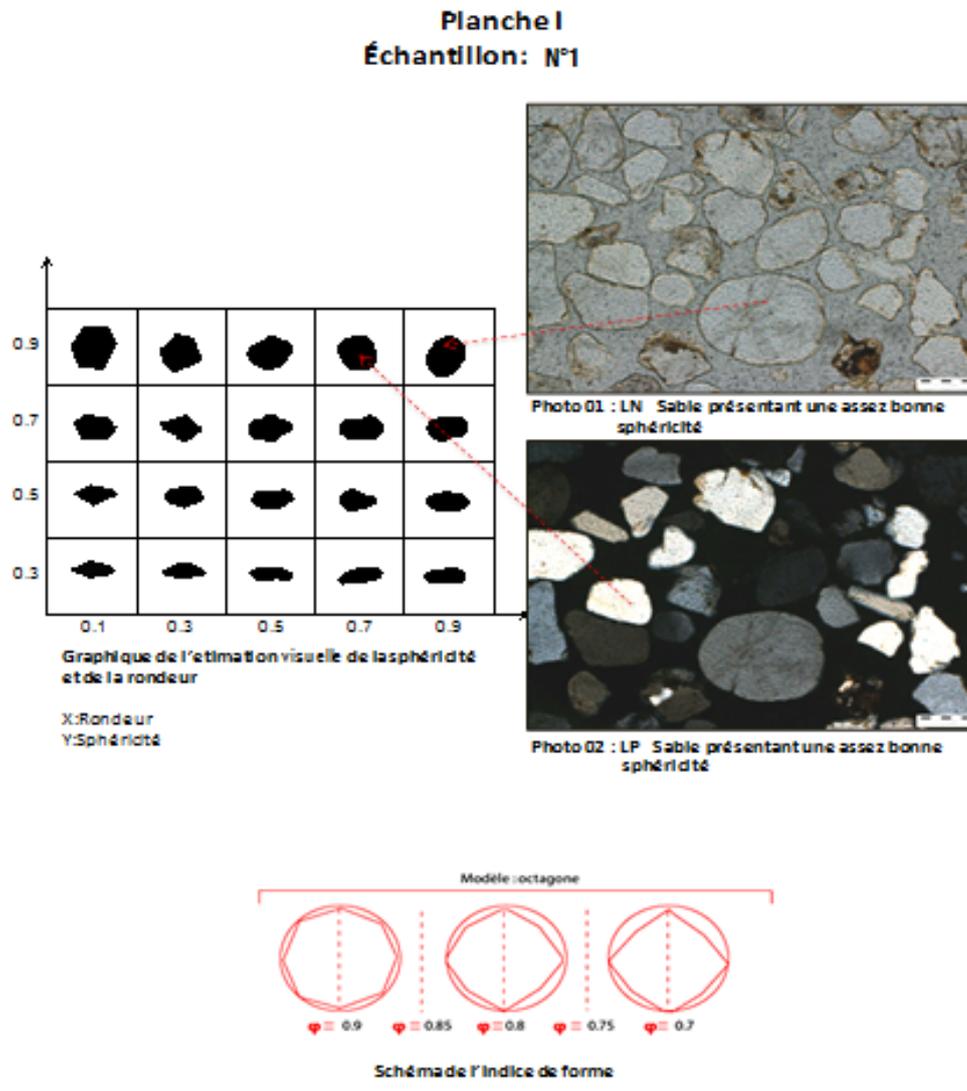


FIGURE 5.15 – Planche I : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°1

Commentaires : Pour cet échantillon, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche I. Les photos obtenus lors de l’observation au microscope ont permis d’identifier plus précisément la forme du grain en question. Les particules les plus visibles montrent une correspondance particulière à l’une des formes classées selon le graphique de Krumholtz/Sloss. Et de là, la valeur de la sphéricité est de 0,9 et la valeur de la rondeur varie entre 0,7 et 0,9. Ceci indique donc, la bonne rondeur et la bonne sphéricité des grains.

L’indice de forme permet de choisir la figure géométrique la plus proche de l’aspect général de la particule. Cet indice exprime le rapport entre l’aire projetée de la particule et celle du cercle construit à partir de l’exo-diamètre, c’est-à-dire à partir du plus grand diamètre de Fétet. Dans le cas de l’échantillon n°1 l’indice de forme est du type Octogone (Planche I : Figure 5.15).

Échantillon n°2

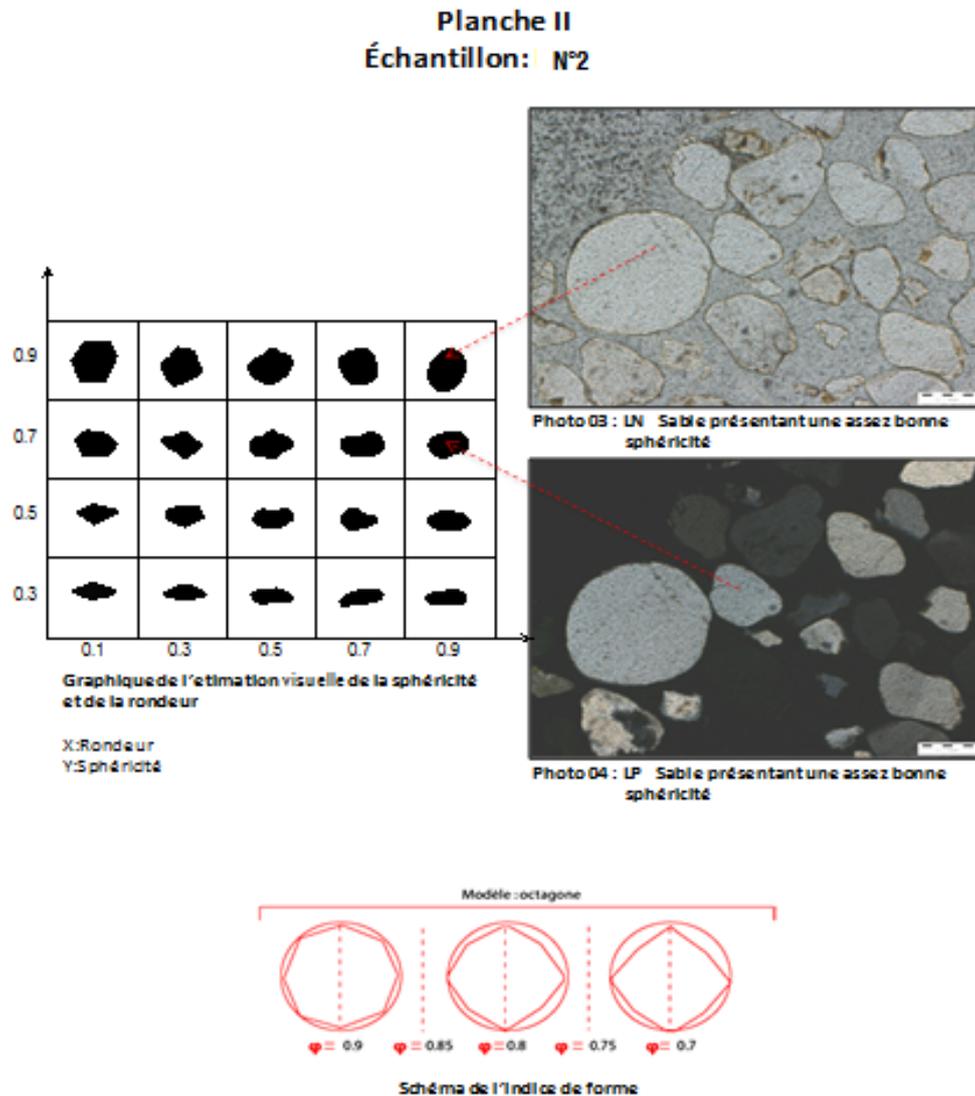


FIGURE 5.16 – Planche II : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°2

Commentaires : De même pour l’échantillon n°2, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche II. Tout en tenant compte du graphique de la norme ISO 13503-2, la valeur de la sphéricité, dans ce cas, varie entre 0,7 et 0,9 ce qui correspond à une assez bonne sphéricité. Les photos de l’échantillon n°2 montre une bonne rondeur du grain avec valeur égale à 0,9.

Dans le cas de l’échantillon n°2, l’indice de forme est du type Octogone (Planche II : Figure5.16).

Échantillon n°3

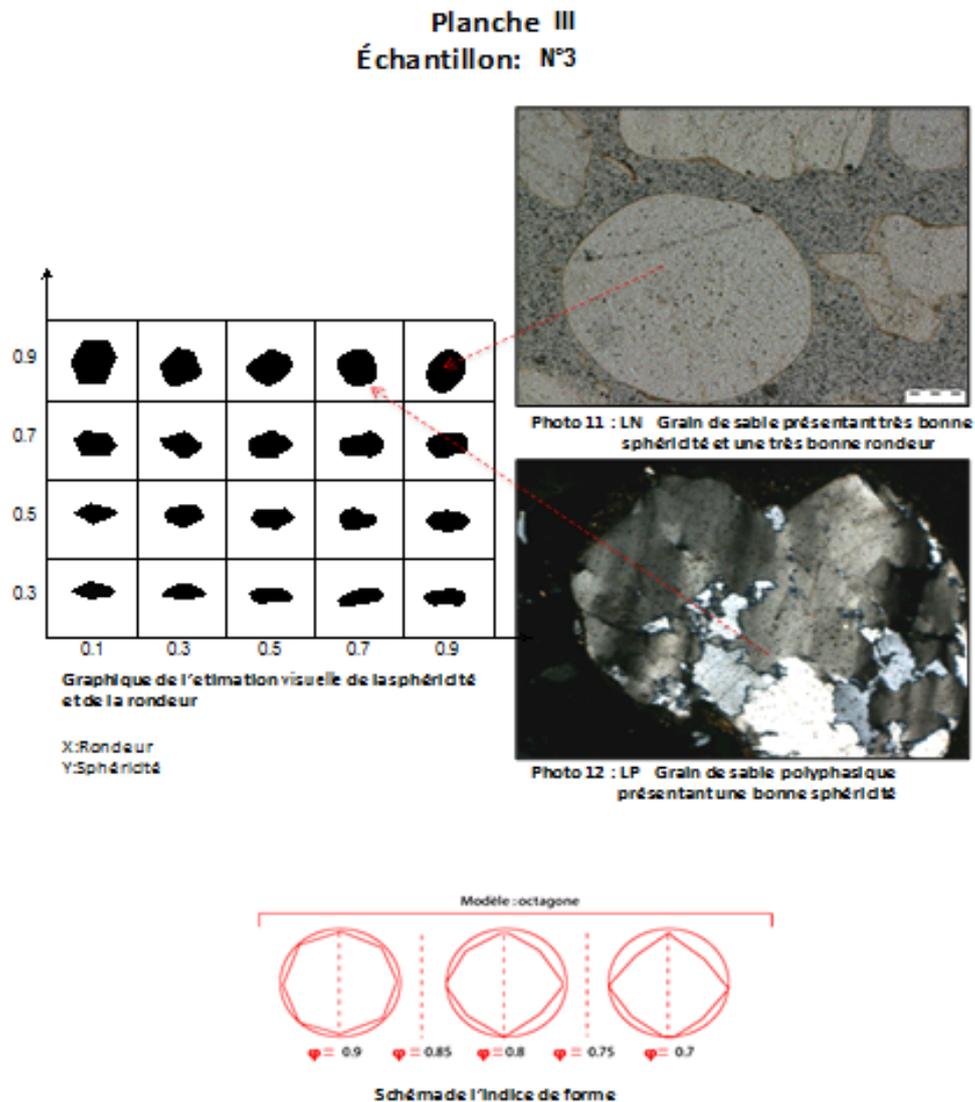


FIGURE 5.17 – Planche III : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°3

Commentaires : Pour l’échantillon n°3, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche III. Suite à l’estimation visuelle des particules, une très bonne sphéricité a été observée, correspondant à une valeur égale à 0,9. Quant à la valeur de la rondeur, elle varie entre 0,7 et 0,9 indiquant une assez bonne rondeur.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°3 est du type Octogone (Planche III : Figure 5.17).

Échantillon n°4

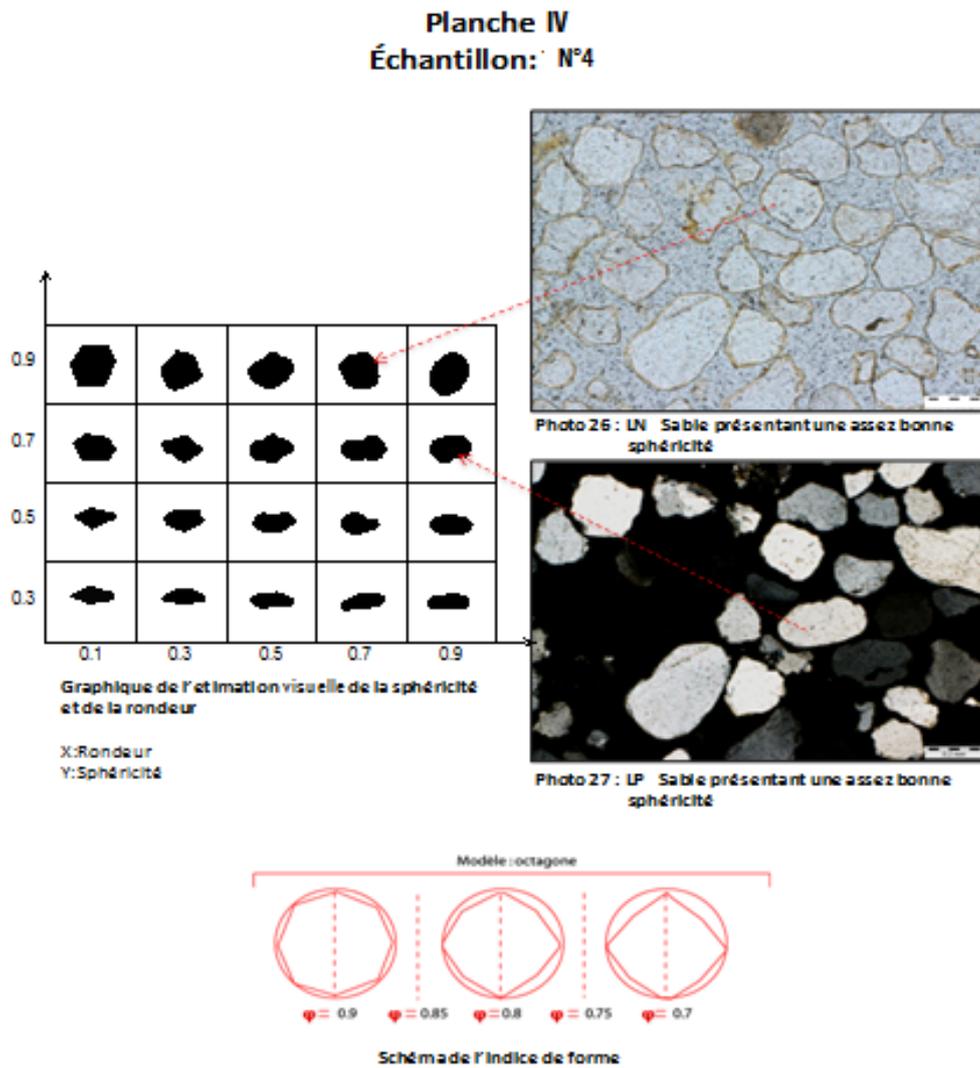


FIGURE 5.18 – Planche IV : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°4

Commentaires : Pour l’échantillon n°4, la sphéricité et la rondeur sont représentées sur la planche IV. La sphéricité est de 0,7 et la valeur de la rondeur est comprise entre 0,3 et 0,5. Ces résultats comparés au graphique de Krumbien/Sloss, permettent de dire que la sphéricité est assez bonne alors que la rondeur est mauvaise.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°4 est du type Hexagone (Planche IV : Figure5.18).

Échantillon n°5

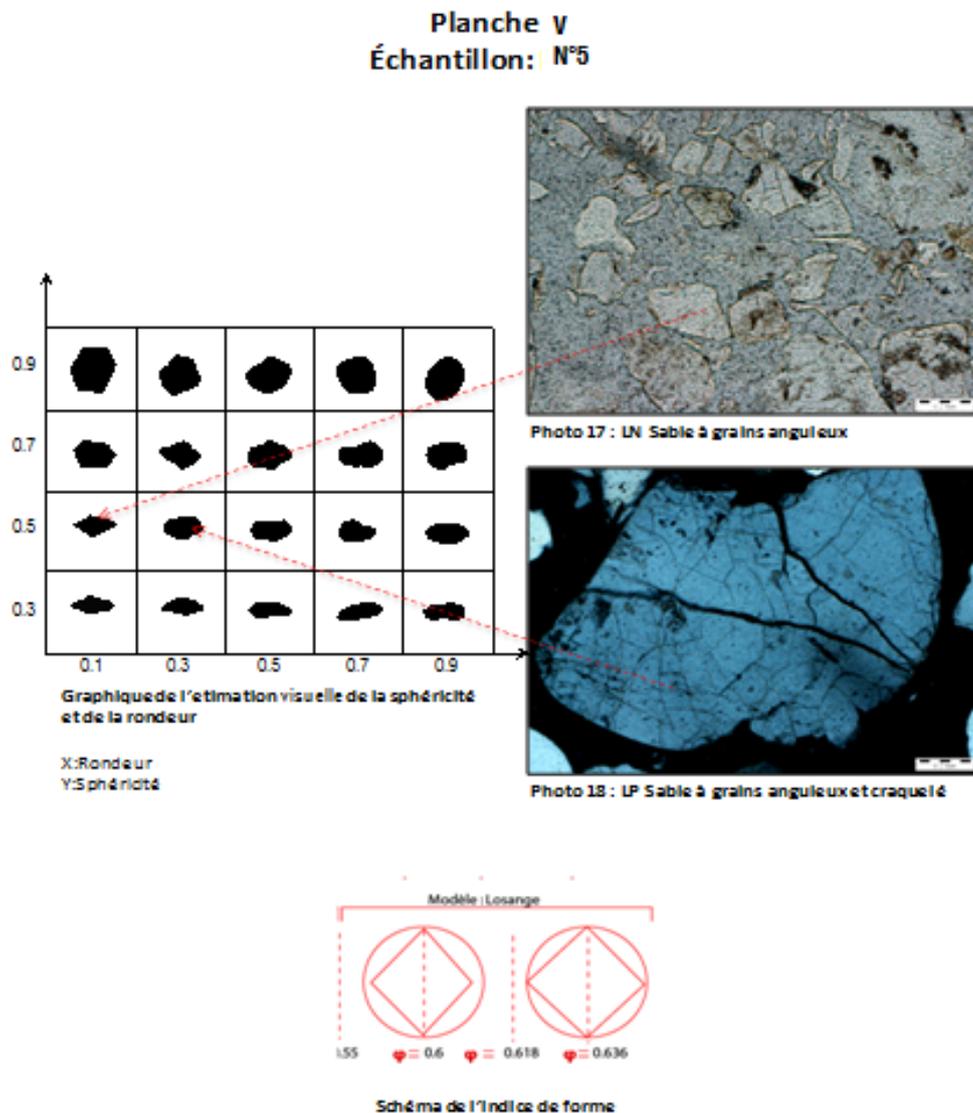


FIGURE 5.19 – Planche V : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°5

Commentaires : La représentation de la sphéricité et de la rondeur de l’échantillon n°5 est faite sur la planche V. L’examen visuel sur les photos prise de l’échantillon n°5, permettent de déduire, et ce par rapport à ce qui est exigé dans la norme ISO-13503-2, que la sphéricité est mauvaise avec une valeur observée égale à 0,5 et que la rondeur est très mauvaises avec des valeurs variant entre 0,1 et 0,3.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°5 est du type Losange. Notant que, des micros craquelures sont observées au sein des grains, ceci est signe d’une faible résistance à la contrainte (Planche V : Figure5.19).

5.2.3 Résultats pour les échantillons de sables de éoliens

Échantillon n°6

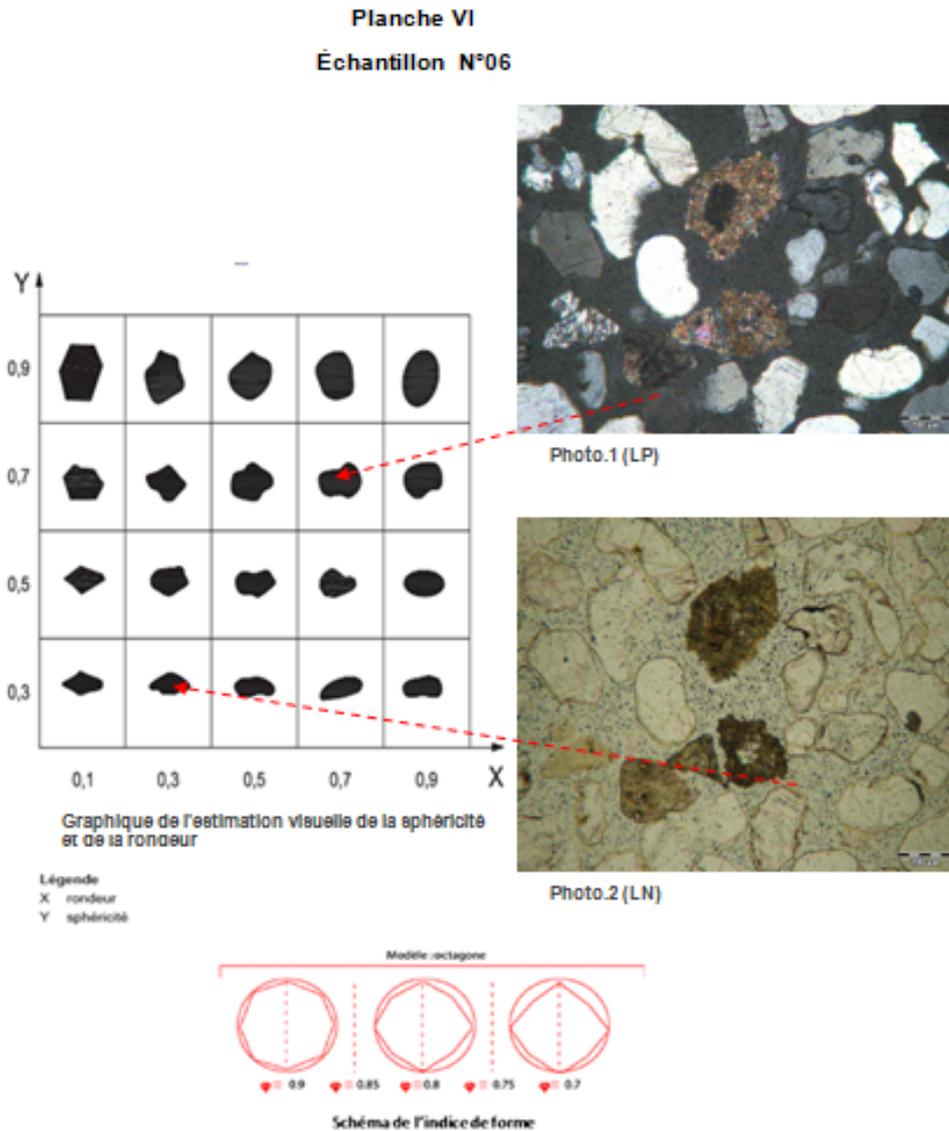


FIGURE 5.20 – Planche VI : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°6

Commentaires : Pour cet échantillon, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche VI. Ses particules les plus visibles montre une correspondance particulière à l’une des formes classées selon le graphique de Krumbien/Sloss. Et de là, la valeur de la sphéricité est située entre 0,7 et 0,9 et la valeur de la rondeur varie entre 0,3 et 0,5. Ceci indiquent donc, la mauvaise rondeur et la bonne sphéricité des grains.

l’indice de forme est du type Octogone (Planche VI : Figure5.20). Pour rappel, cet indice exprime le rapport entre l’aire projeté de la particule de celle du cercle construit à partir de l’exo-diamètre.

Échantillon n°7

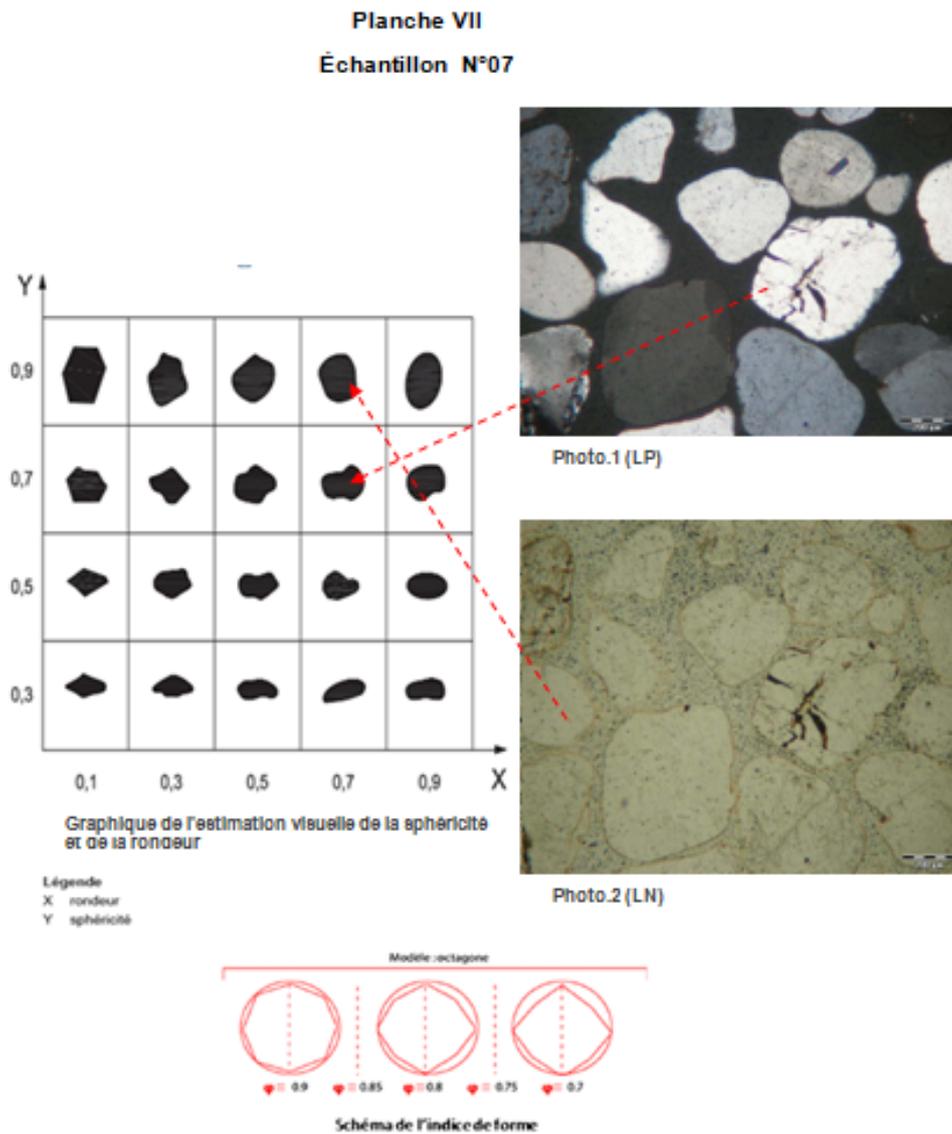


FIGURE 5.21 – Planche VII : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°7

Commentaires : De même pour l’échantillon n°7, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche VII. Tout en tenant compte du graphique de la norme ISO 13503-2, la valeur de la sphéricité, dans ce cas, varie entre 0,7 et 0,9 ce qui correspond à une assez bonne sphéricité. Les photos de l’échantillon n°7 montre une bonne rondeur du grain avec valeur égale à 0,9.

Dans le cas de l’échantillon n°7, l’indice de forme est du type Octogone (Planche VII : Figure5.21). Notant que, dans ce cas aussi, des micros craquelures sont observées au sein des grains, ceci est signe d’une faible résistance à la contrainte.

Échantillon n°8

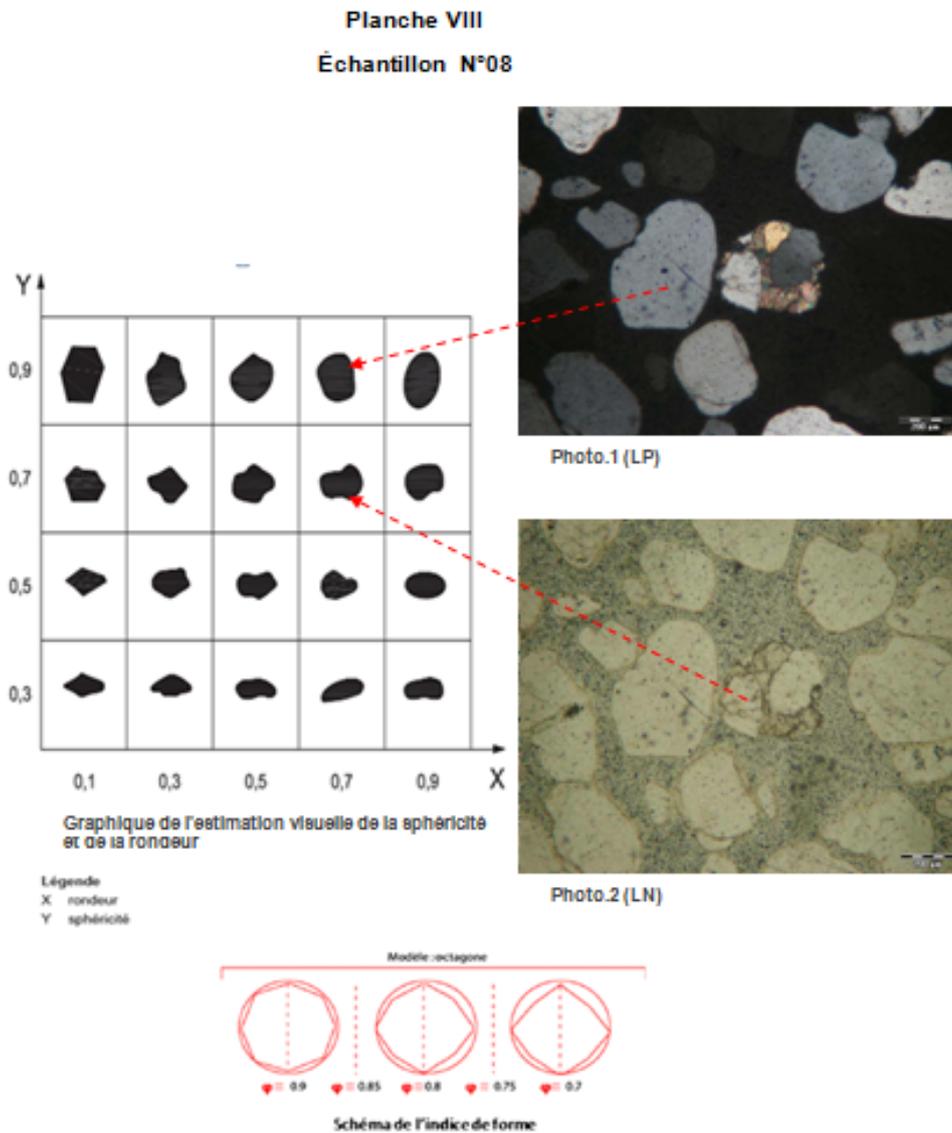


FIGURE 5.22 – Planche VIII : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°8

Commentaires : Pour l’échantillon n°8, la sphéricité et la rondeur sont déterminées sur la planche VIII. Suite à l’estimation visuelle des particules, une très bonne sphéricité a été observée, correspondant à une valeur égale à 0,9. Quant à la valeur de la rondeur, elle varie entre 0,7 et 0,9 indiquant une assez bonne rondeur.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°3 est du type Octogone (Planche VIII : Figure5.22).

Échantillon n°9

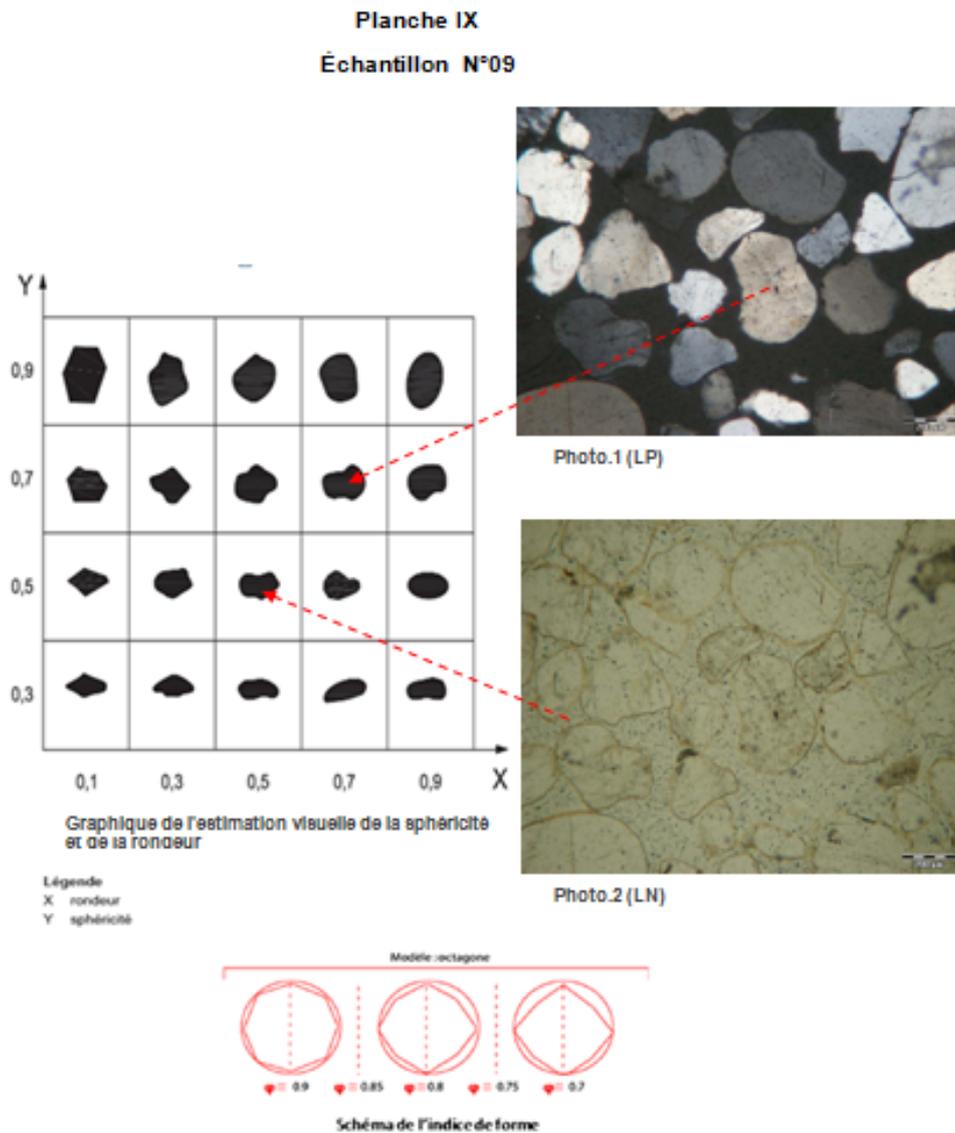


FIGURE 5.23 – Planche IX : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°9

Commentaires : Pour l’échantillon n°9, la sphéricité et la rondeur sont représentées sur la planche IX. La sphéricité est de 0,7 et la valeur de la rondeur est comprise entre 0,3 et 0,5. Ces résultats comparés au graphique de Krumbien/Sloss, permettent de dire que la sphéricité est assez bonne alors que la rondeur est mauvaise.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°9 est du type Octogone (Planche IX : Figure5.23).

Échantillon n°10

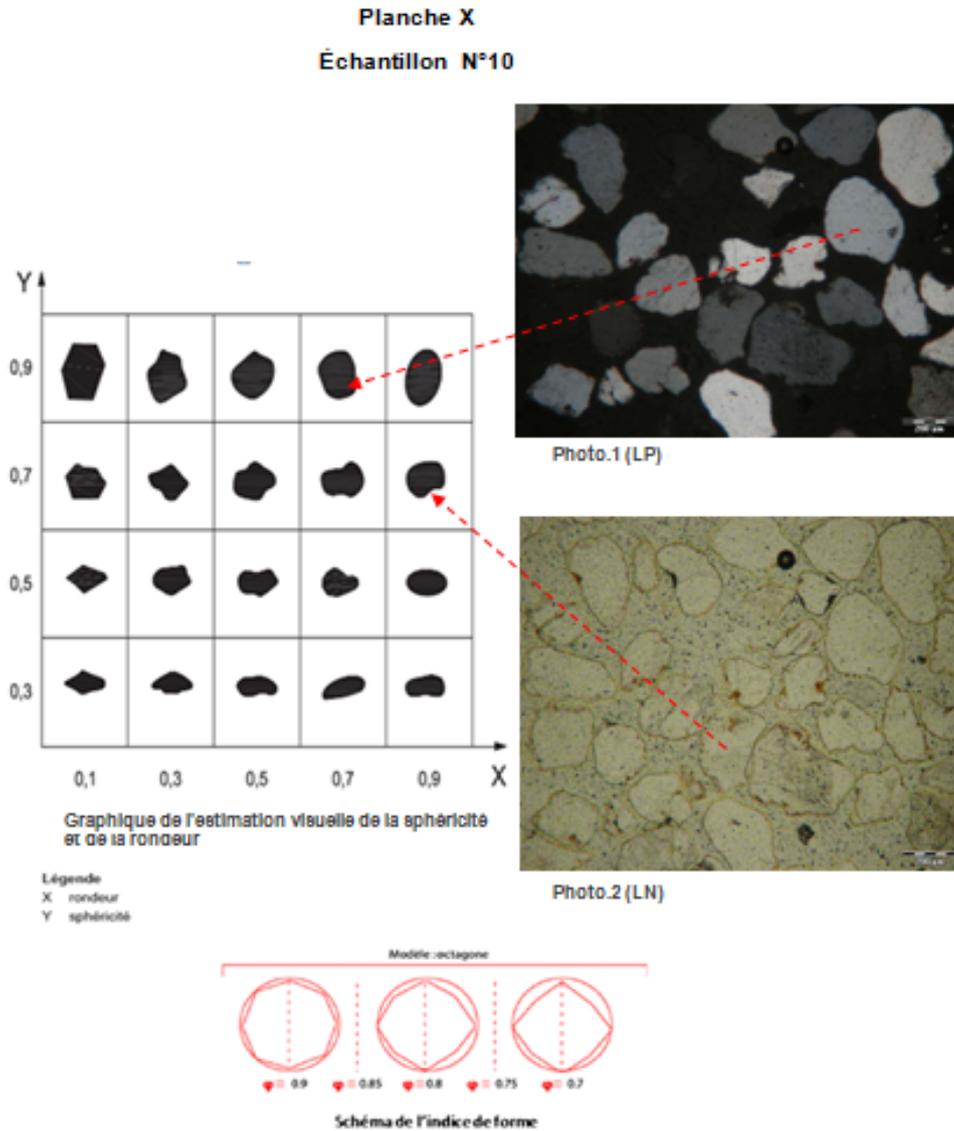


FIGURE 5.24 – Planche X : les éléments permettant d’estimer la rondeur et la sphéricité de l’échantillon n°10

Commentaires : La représentation de la sphéricité et de la rondeur de l’échantillon n°10 est faite sur la planche V. L’examen visuel sur les photos prise de l’échantillon n°10, permettent de déduire, et ce par rapport à ce qui est exigé dans la norme ISO-13503-2, que la sphéricité est bonne avec une valeur observée égale à 0,7 et que la rondeur est assez bonne avec des valeurs variant entre 0,7 et 0,9.

L’indice de forme correspondant à l’échantillon n°10 est du type Octogone.(Planche X : Figure5.24).

Le tableau 5.8 suivant donne la rondeur et la sphéricité moyennes des grains, sachant que la norme exige que chacune des valeurs de sphéricité et de rondeur soit supérieurs à 6 selon le graphique de Krumbien/Sloss. Les valeurs qui ne répondent pas à la norme sont mises en rouge.

TABLE 5.8 – Résultats d'analyse de la sphéricité et la rondeur pour les échantillons de sables

Échantillon N°	Sphéricité	Rondeur
1	0,9	0,8
2	0,9	0,8
3	0,9	0,8
4	0,9	0,7
5	0,2	0,5
6	0,8	0,4
7	0,8	0,9
8	0,9	0,8
9	0,7	0,5
10	0,8	0,8

5.3 Solubilité dans les acides

Selon la norme ISO 13503-2 :2006, ce test permet de déterminer l'aptitude d'un agent de soutènement destiné à être utilisé dans des applications où il peut entrer en contact avec des acides.

La solubilité d'un agent de soutènement dans une solution 12 :3 HCl :HF est une indication de la quantité de matières solubles (c'est-à-dire les carbonates, les feldspaths, les oxydes de fer, les argiles, etc.) présentes dans l'agent de soutènement.

Mode opératoire

Des solutions d'acide 12 :3 HCl :HF [densité = 1,08 à 15,6 °C (60 °F)] ont été préparées au niveau du laboratoire traitement et contrôle des fluides ainsi qu'à l'USTHB. Les résultats obtenus sont classés dans les tableaux 5.9 et 5.10

Exigences de la norme

Cette analyse doit être effectuée sur un échantillon d'agent de soutènement intact, avant d'être passer par l'essai d'écrasement.

La proportion soluble dans l'acide d'un agent de soutènement ne doit pas excéder les valeurs indiquées dans la norme. Cette valeur dépend essentiellement de la granulométrie du matériau de soutènement , dans ce cas : sables naturels, telle que :

- Pour une maille supérieur ou égal à 30/50 la solubilité maximale en % fraction massique est égale à 2,0.
- Pour une maille inférieur à 30/50, la solubilité maximale en % fraction massique est égale à 3,0.

Dans notre cas, la classe 40/70 est inférieur à 30/50, et donc la valeur maximale est égale à 3,0.

5.3.1 Résultats

Les résultats sont données dans les tableaux 5.9 et 5.10.

TABLE 5.9 – Résultats d'analyse de la solubilité dans les acides pour les échantillons de sables de carrières

Échantillon N°	Solubilité (%)
1	3,862
2	2,745
3	2,961
4	2,414
5	1,72

TABLE 5.10 – Résultats d'analyse de la solubilité pour les échantillons de sables éoliens

Échantillon N°	Solubilité (%)
6	12,091
7	7,401
8	8,063
9	3,843
10	5,711

5.4 Essai de la turbidité

L'objectif étant de déterminer la quantité présente de particules ou d'autres matières fines en suspension.

En général, les essais de turbidité mesurent la propriété optique d'une suspension qui résulte de la diffusion et de l'absorption de la lumière par les matières particulaires suspendues dans le fluide mouillant. Plus l'indice de turbidité est élevé et plus le nombre de particules en suspension est élevé.

5.4.1 Protocole

Appareillage utilisé :

- Turbidimètre HACH 2100 N ;
- Agitateur Thermoshake – Gerhardt.

Mode opératoire :

- Mesurer 20 ml +/- 1 ml d'un échantillon sec de sable et le verser, avec 100 ml +/- 5 ml d'eau déminéralisée, dans une fiole d'Erlenmeyer de 250 ml à bec large, munie d'un bouchon à vis.
- Laisser reposer pendant 30 min +/- 1 min. Régler la fréquence de l'agitateur sur la plage maximal.
- Laisser fonctionner l'agitateur pendant 30s +/- 5s.
- Retirer la fiole et laisser reposer pendant 5min +/- 1min.
- Au moyen d'une seringue, extraire soigneusement 25ml de la suspension d'eau et d'éléments fins à proximité du centre du volume d'eau afin de ne pas extraire les particules de sable car cela risque de fausser les résultats.
- Verser l'échantillon de particules en suspension dans un tube d'essai et placer le tube dans un turbidimètre étalonné, puis noter la turbidité de l'échantillon en NTU.

5.4.2 Résultats

la valeur doit être inférieure à 250 NTU. Ce résultat démontre que les sables de carrières présentent donc un taux élevé de particules fines produisant l'aspect trouble de l'eau avec laquelle l'échantillon est mélangé.

TABLE 5.11 – Résultats d'analyse de la turbidité pour les échantillons de sables de carrières

Échantillon N°	Turbidité (NTU)
1	496,0
2	831,0
3	(Hors gamme) > 4000
4	2247,0
5	324,0

TABLE 5.12 – Résultats d'analyse de la turbidité pour les échantillons de sables éoliens

Échantillon N°	Turbidité (NTU)
6	1126,0
7	54,8
8	42,5
9	23,2
10	24,4

5.5 Détermination de la masse volumique en vrac et apparente

La masse volumique en vrac et la masse volumique apparente sont des propriétés importantes des agents de soutènement.

5.5.1 Masse volumique en vrac

La masse volumique en vrac décrit la masse d'agent de soutènement qui remplit une unité de volume donnée et inclut à la fois l'agent de soutènement et la porosité.

Ça peut un bon indicateur d'un quelconque changement dans la qualité ou les propriétés de l'agent de soutènement dû au fait que c'est une mesure combinée entre la forme, le poids spécifique et la distribution des grains.

Elle est utilisée pour déterminer la masse d'agent de soutènement nécessaire pour remplir une fracture ou un réservoir de stockage.

Matériel utilisé : Éprouvette graduée (100ml), entonnoir, balance analytique (de précision 1g)

Protocole : (Voir Figure 5.25)

- Peser l'éprouvette graduée propre et sèche.
- Placer l'entonnoir sur l'éprouvette graduée et la remplir avec l'agent de soutènement jusqu'au trait de 100ml, ne pas secouer l'éprouvette.
- Peser l'éprouvette graduée avec l'agent de soutènement.
- Calculer la masse volumique en vrac, équation (5.2) :

$$(5.2) \quad \rho_b = (W_{fp} - W_f)/100$$

Où :

ρ_b : Masse volumique en vrac (g.cm^{-3})

W_{fp} : Masse de l'éprouvette graduée avec l'agent de soutènement (g)

W_f : Masse de l'éprouvette graduée vide (g)

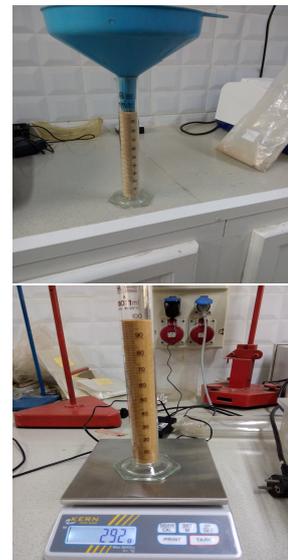


FIGURE 5.25 - Mode opératoire : Masse volumique en vrac

Résultats :

Les résultats sont présentés dans le tableau 5.13 suivant :

TABLE 5.13 – La masse volumique en vrac des échantillons de sable

Échantillon N°	W_f	W_{fp}	ρ_b
Échantillon de sable de carrières			
1	137	292	1,55
2	137	296	1,59
3	137	297	1,60
4	137	283	1,46
5	137	304	1,67
Échantillon de sables éoliens			
6	137	286	1,49
7	137	297	1,60
8	137	296	1,59
9	137	293	1,56
10	137	299	1,62

Commentaires :

Nous remarquons que la masse volumique en vrac de la majorité des échantillons est proche de $1,6 \text{ g.cm}^{-3}$, qui est la valeur correspondante à la masse volumique en vrac des sables en général.

5.5.2 Masse volumique apparente

La masse volumique apparente est mesurée au moyen d'un fluide à faible viscosité qui mouille la surface des particules et elle inclut la porosité inaccessible au fluide.

Équipements et matériaux

Les équipements suivants sont nécessaires pour la détermination de la masse volumique apparente, ρ_p d'agent de soutènement dans le kérosène.

- Balance analytique, d'une précision de 0,01 g.
- Nacelle de pesée.
- Pycnomètre, étalonné, de 25 ml ou 50 ml.
- Fluide d'essai, Kérosène.
- Entonnoir, avec une tige s'adaptant à l'intérieur du pycnomètre.

Mode opératoire

Étalonner le volume du pycnomètre.

Peser le pycnomètre vide et sec et noter la masse m_f .

Remplir soigneusement le pycnomètre de fluide d'essai jusqu'au repère, à température ambiante.

S'assurer qu'il n'y a pas de bulles d'air piégées dans le liquide et que le fluide d'essai a été essuyé sur la surface extérieure du pycnomètre.

Peser le pycnomètre rempli de fluide d'essai à une précision de 0,01 g et noter la masse m_{f+l} .

Tarer la capsule de pesée, puis ajouter environ 10 g d'échantillon d'agent de soutènement, peser la capsule et l'échantillon avec une précision de 0,01 g; calculer la masse et la noter m_p .

Verser environ la moitié du volume de liquide dans le pycnomètre et transvaser l'échantillon d'agent de soutènement pesé de la capsule au pycnomètre. Il convient d'utiliser un entonnoir dont la tige peut s'adapter dans le goulot du pycnomètre.

Ajouter avec soin une quantité suffisante de fluide d'essai à température ambiante dans le pycnomètre et remplir jusqu'au repère. Faire tourner la fiole autour de son axe vertical jusqu'à ce que toutes les bulles d'air aient été délogées de l'agent de soutènement. Compléter le niveau de fluide d'essai jusqu'au repère, et essuyer les éventuelles traces de



FIGURE 5.26 – Mode opératoire : Masse volumique apparente

fluide d'essai à la surface de la fiole.

Peser la fiole contenant l'agent de soutènement et le fluide d'essai avec une précision de 0,01 g et noter la masse m_{f+l+p} .

Relever la masse volumique ou calculer la masse volumique du fluide d'essai ρ exprimée en grammes par centimètres cubes, à partir de l'équation (5.3) :

$$(5.3) \quad \rho = (m_{f+l} - m_f) / V_{pyc}$$

Où :

m_{f+l} est la masse, exprimée en grammes, de la fiole remplie de fluide d'essai à température ambiante ;

m_f est la masse, exprimée en grammes, de la fiole vide et sèche ;

V_{pyc} est le volume du pycnomètre, exprimé en centimètres cubes.

Calculer la masse volumique apparente, ρ_p , exprimée en grammes par centimètres cubes, à partir de l'équation (5.4) :

$$(5.4) \quad \rho_p = m_p \cdot \rho / (m_{f+l} + m_p - m_{f+l+p})$$

m_p est la masse d'agent de soutènement, exprimée en grammes ;

m_{f+l} est la masse, exprimée en grammes, de la fiole et du fluide à température ambiante ;

m_{f+l+p} est la masse, exprimée en grammes, de la fiole, du fluide et de l'agent de soutènement à température ambiante ;

ρ est la masse volumique du fluide d'essai, exprimée en grammes par centimètres cubes.

TABLE 5.14 – Les masses volumiques apparentes de chaque échantillon de sable

	Éch.	m _f (g)	m _{f+l} (g)	m _p (g)	m _{f+l+p} (g)	V _{pyc} (cm ³)	V _l (cm ³)	ρ _l (g.cm ⁻³)	ρ _p (g.cm ⁻³)	ρ _{p moy.} (g.cm ⁻³)
Éch. carrières	1	30,49	72,90	10,08	79,85	54,00	48,00	0,79	2,53	2,54
		27,27	47,45	10,06	54,45	26,00	23,00	0,78	2,55	
	2	30,20	72,60	10,00	79,69	55,00	51,00	0,77	2,65	2,67
		30,87	73,14	9,99	80,23	54,00	50,00	0,78	2,70	
	3	30,72	71,84	10,01	78,77	52,00	51,00	0,79	2,57	2,57
	4	30,72	73,35	10,00	80,31	53,00	48,00	0,80	2,65	2,65
		30,72	73,36	10,02	80,35	53,00	47,00	0,80	2,66	
	5	30,96	71,79	10,00	79,00	53,00	48,50	0,77	2,76	2,76
		30,87	72,81	10,01	80,00	54,00	50,00	0,78	2,76	
	Éch. éoliens	6	30,34	72,99	9,97	79,91	53,00	51,00	0,80	2,63
7		30,67	72,79	10,06	79,82	52,00	50,00	0,81	2,69	2,69
8		30,78	73,14	10,01	80,21	54,00	51,00	0,78	2,67	2,67
9		30,88	72,48	10,02	79,66	53,00	51,00	0,78	2,77	2,77
10		30,69	72,86	10,03	80,03	54,00	50,00	0,78	2,74	2,74

5.6 Essai de résistance à l'écrasement de l'agent de soutènement

Cet essai est utile pour la détermination et la comparaison de la résistance à l'écrasement de l'agent de soutènement. Les essais sont effectués sur des échantillons qui ont fait l'objet d'une analyse granulométrique au tamis de façon à ce que toutes les particules soumises à l'essai s'inscrivent dans la gamme granulométrique spécifiée. La quantité de matériau de soutènement écrasé à chaque niveau de contrainte est mesurée. Il convient que l'évaluation des résultats d'essai fournisse des indications sur le niveau de contrainte auquel l'écrasement de l'agent de soutènement est excessif et sur la contrainte maximale recommandée pour le matériau de soutènement.

Équipements et matériaux

Les équipements et les matériaux suivants sont nécessaires à la réalisation de l'essai de résistance à l'écrasement de l'agent de soutènement :

Presse hydraulique : Capable d'appliquer la charge requise pour atteindre les niveaux de contrainte allant jusqu'à 103 MPa (15 000 psi) pour les billes céramiques et 34,5 MPa pour le sable naturel (ce cas de figure) (5000 Psi).

La presse doit avoir des plateaux qui peuvent être maintenus parallèle pendant l'application de la charge à la cellule. La presse doit être étalonnée au moins chaque année ainsi qu'après toute réparation importante afin de s'assurer que les mesures des contraintes sont précises à plus ou moins 5 % ou, comme solution de remplacement, il y a lieu d'utiliser un dispositif étalonné et séparé de mesure des charges au moment où elles sont appliquées à la cellule. Il faut que la contrainte ne dépasse jamais la valeur cible de plus de 5 % Il est hautement recommandé d'utiliser des presses automatisées.

Description des machines utilisées

Machine 1 :

Nous avons travaillé au début avec la presse manuelle disponible au niveau de laboratoire du Génie Minier à l'ENP, qui est une presse de la marque MEGA 30Tonnes (figure ci-après)

Modes de marche :

Mouvements de descente des vérins réalisés par action manuelle sur une pompe hydraulique, par l'intermédiaire d'un levier,(mouvement alternatif) ou par l'intermédiaire d'un groupe hydropneumatique, qui lui, peut être commandé au pied ou par une manette de distributeur Le circuit hydraulique agit sur un vérin hydraulique à simple effet. La rentrée des vérins est effectuée au moyen de ressorts de rappel, après ouverture d'un robinet de retour d'huile.

Les leviers de commande manuels de descente des vérins, ne présentent pas de mouvement de retour intempestif (présence d'un clapet anti-retour)

Protecteurs fixes et/ou mobiles :

La partie arrière des presses peut être protégée par un carter, dans le cas où elles ne seraient pas installées face à un mur. Ce carter est optionnel. Les flexibles hydrauliques sont placés à l'intérieur du cadre. (protection en cas d'éclatement)

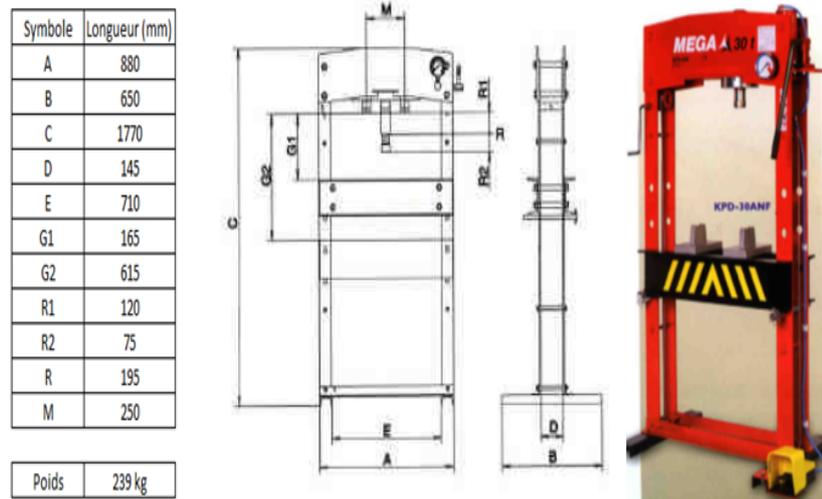


FIGURE 5.27 – Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement

Machine 2 :

Dans le besoin d'avoir des résultats précis et la limite pour laquelle les grains de sables arrivent à la rupture de déformation, l'utilisation d'une presse hydraulique automatique qui répondrait aux exigences de la norme utilisée était indispensable.

Une presse automatique Cybertronic qui est une presse de compression à affichage digitale, était disponible au niveau du laboratoire Génie Civil de l'université de l'USTHB .

Description générale Bâti en acier à haute rigidité pour assurer la plus grande stabilité. Les deux plateaux sont usinés, trempés et rectifiés, dureté 60 HRC.

La conception technique repose sur une construction robuste, simple utilisation et une facilité d'entretien. La gamme renferme des presses de 1200 kN, 1500 kN, 2000 kN, 3000 kN et 5000 kN et ce, en modèles manuels, motorisés en un ou deux manomètres, avec systèmes de mesure digitale avec microprocesseur ou piloté par le pupitre servo-commandé automatique. Les divers modèles offrent la possibilité de mesurer les éprouvettes cubiques, cylindriques, blocs, poutres etc. Toutes les machines peuvent être équipées de systèmes de sécurité et protection pour les opérateurs.

Système hydraulique

Le piston en acier trempé et rectifié est surdimensionné pour permettre au circuit hydraulique de travailler à des pressions amoindries ce qui garantit la longévité des composants mécaniques et assure une précision garantie. Un système de sélection visualise le choix et le contrôle de la course, permettant ainsi des charges uniformes, telles que prescrites par les normes. Un mécanisme d'approche évite les pertes de temps et l'impact de choc sur les éprouvettes. Les pompes sont interchangeables. Les pompes de pression à plusieurs pistons assurent une pression homogène et continue. Les mouvements de compression et

de flexion résultant de la course du piston peuvent être suivis visuellement.



FIGURE 5.28 – Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement

Cellule pour essai de résistance à l'écrasement d'agent de soutènement

Telle que décrite dans la Figure 5.29, la longueur du piston doit être de 88,9 mm (3 1/2 in) et son diamètre de 50,8 mm (2 in) ; il doit avoir une valeur minimale de dureté Rockwell C de 43 (de préférence Rockwell C 60). Le remplacement de la cellule est indiqué par un contrôle périodique de l'usure du diamètre intérieur. Lorsque le diamètre intérieur de la partie inférieure de la cellule dépasse le diamètre indiqué de plus de 3,25 % (une augmentation de 10 % de la section transversale), la cellule doit être remplacée.

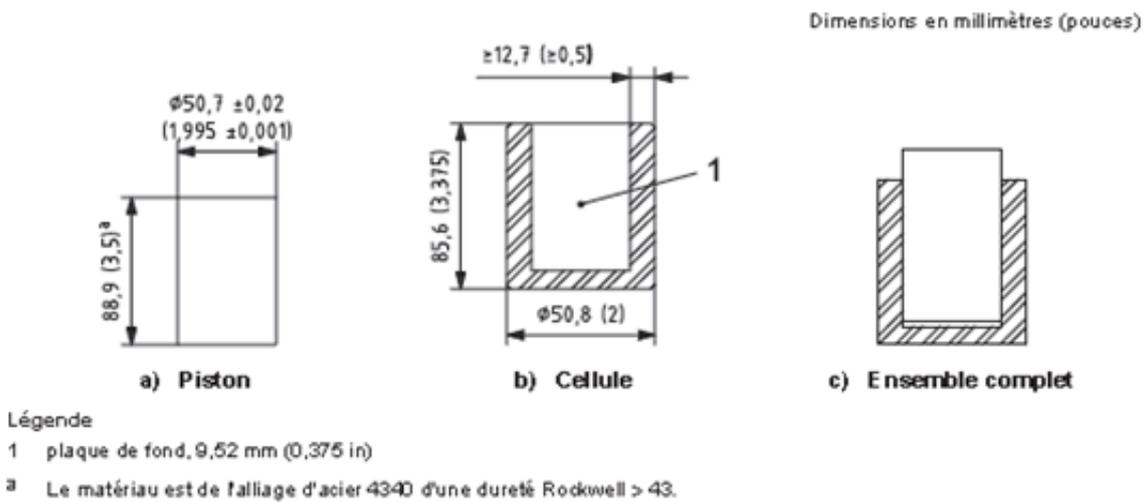


FIGURE 5.29 – Schéma de la cellule pour l'essai d'écrasement selon la norme ISO 13503-2 :2006

Nous avons conçu une première cellule qui n'a pas résisté aux pressions requises et elle a été endommagée à une pression de 7 MPa (figure ci-après), ceci est de à la mauvaise qualité de l'acier utilisé.



FIGURE 5.30 – La cellule 1 avant essai.



FIGURE 5.31 – La cellule 1 après essai.

La deuxième cellule conçue a répondu parfaitement aux exigences de la norme et elle a résisté à toutes les pressions subies et a été utilisée sur tous les échantillons sans qu'il y ait le moindre problème. Car l'acier utilisé dans ce cas est un alliage qui a une dureté supérieur au Rockwell C43.



FIGURE 5.32 – La cellule 2 en acier de dureté supérieur au Rockwell C43.

Tamis de contrôle, réceptacle et couvercle.

Chronomètre, Balance, pour peser l'échantillon d'agent de soutènement et les fractions de tamisage avec une précision d'au moins 0,1 g.

Préparation de l'échantillon

- Après avoir déterminé la masse volumique en vrac non tassée de l'échantillon d'agent de soutènement en utilisant la procédure décrite à la section "densité".
- Déterminer de la manière suivante la masse exacte d'agent de soutènement à utiliser pour l'essai de résistance à l'écrasement :

La masse, m_p , exprimée en grammes, de matériau d'agent de soutènement nécessaire à chaque essai (à 0,1 g) est calculée conformément à l'équation (5.5) :

$$(5.5) \quad m_p = 24,7 * \rho_b$$

où ρ_b est la masse volumique en vrac de l'agent de soutènement, exprimée en grammes par centimètres cubes.

Mode opératoire :

- Sélectionner les dimensions du premier et du second tamis primaire qui conviennent à l'agent de soutènement soumis à l'essai. Préparer la colonne de tamis qui est constituée uniquement du premier et du second tamis primaire et placer la colonne dans l'agitateur pendant 10 minutes.
- Retirer la colonne de tamis de l'agitateur et rebuter tout matériau retenu sur le tamis supérieur et dans le réceptacle. Seul le matériau retenu sur le second tamis primaire est utilisé pour l'essai d'écrasement noté m_g .
- L'essai d'écrasement se fera à l'aide d'une cellule en acier, Charger la cellule de manière à obtenir un tas lâche et cohérent dans toute la cellule, avec une surface supérieure plane. Pour cela, verser l'échantillon d'agent de soutènement pesé dans la cellule d'essai, en bougeant constamment la source du flux de matériau, de sorte que la surface dans la cellule d'essai soit plane. Une fois la cellule chargée, il convient d'éviter toute agitation (tapotement, secousse, etc.), car il a été démontré que la méthode de chargement de la cellule d'écrasement avait une importance primordiale sur la variance observée des résultats. Si une partie de l'échantillon tamisé et pesé est répandue hors de la cellule d'essai, recommencer (Voir Figure 5.33, Photo 1).
- Insérer soigneusement le piston dans la cellule d'essai contenant l'échantillon pesé d'agent de soutènement, sans appliquer d'effort supplémentaire ;
- En maintenant la cellule d'essai, tourner le piston une seule fois, à 180° , dans le sens horaire, sans appliquer de pression supplémentaire pour niveler la surface du tas d'agent de soutènement (Voir Figure 5.33, Photo 2).
- Soulever doucement la cellule d'essai et la placer directement dans la presse, en la centrant sous le vérin. Pour maintenir une masse volumique en vrac non tassée, ne pas secouer ou bouger la cellule car cela tend à tasser l'agent de soutènement et à modifier la compaction des particules pendant l'application de la charge (Voir Figure 5.33, Photo 3).
- Appliquer le niveau de contrainte approprié (Voir Tableau 5.15) au piston de la cellule d'essai, à un rythme constant de 13,8 MPa/min (2 000 psi/min) jusqu'à atteindre la pression finale. Il convient que le moment où la contrainte finale est atteinte s'inscrive à plus ou moins 5 % du temps de rampe pour cette contrainte. Si la contrainte prédéfinie est dépassée de plus de +/- 2,5 %, arrêter l'essai et recommencer avec un nouvel échantillon. Il est hautement recommandé d'utiliser des presses automatisées (Voir Figure 5.33, Photo 4).
- Maintenir le niveau de contrainte pendant 2 min (Voir Figure 5.33, Photo 5).
- Relâcher les contraintes et retirer la cellule d'essai de la presse.
- Transférer avec soin le contenu de la cellule dans la même colonne de tamis que celle utilisée pour l'échantillonnage. Gratter le fond de la cellule d'essai pour s'assurer que l'ensemble de l'échantillon a été retiré (Voir Figure 5.33, Photo 6).

- Placer la colonne de tamis dans l'agitateur et faire fonctionner pendant 10 min.
- Peser avec soin le matériau broyé dans le réceptacle et noter la valeur obtenue m_{pb} à une précision de 0,1 g.
- À l'aide de l'équation (5.6) suivante calculer et relever la quantité de matériau broyé en pourcentage, m'_{pb} , de la masse de l'échantillon d'agent de soutènement placé dans la cellule. Il convient de soumettre trois fois aux essais chaque échantillon d'agent de soutènement, au même niveau de contrainte, et de calculer la moyenne des résultats.

$$(5.6) \quad m'_{pb} = m_{pb}/m_s * 100$$

Où :

m_{pb} est la masse du tamisât généré au cours de l'essai, exprimée en grammes ;

m_s est la masse d'agent de soutènement utilisée comme partie aliquote de l'échantillon, exprimée en grammes.

TABLE 5.15 – Les lignes directrices concernant le niveau des contraintes d'écrasement.

Agent de soutènement	Niveau de contrainte d'écrasement MPa (psi)	
	Minimal	Maximal
Synthétique	34,5 (5000)	103,4 (15000)
À base de sable naturel (Fracturation)	13,8 (2000)	34,5 (5000)
À base de sable naturel (Gravillonnage)	13,8 (2000)	13,8 (2000)

Dans ce cas, les contraintes utilisées dans la 2e ligne du tableau.

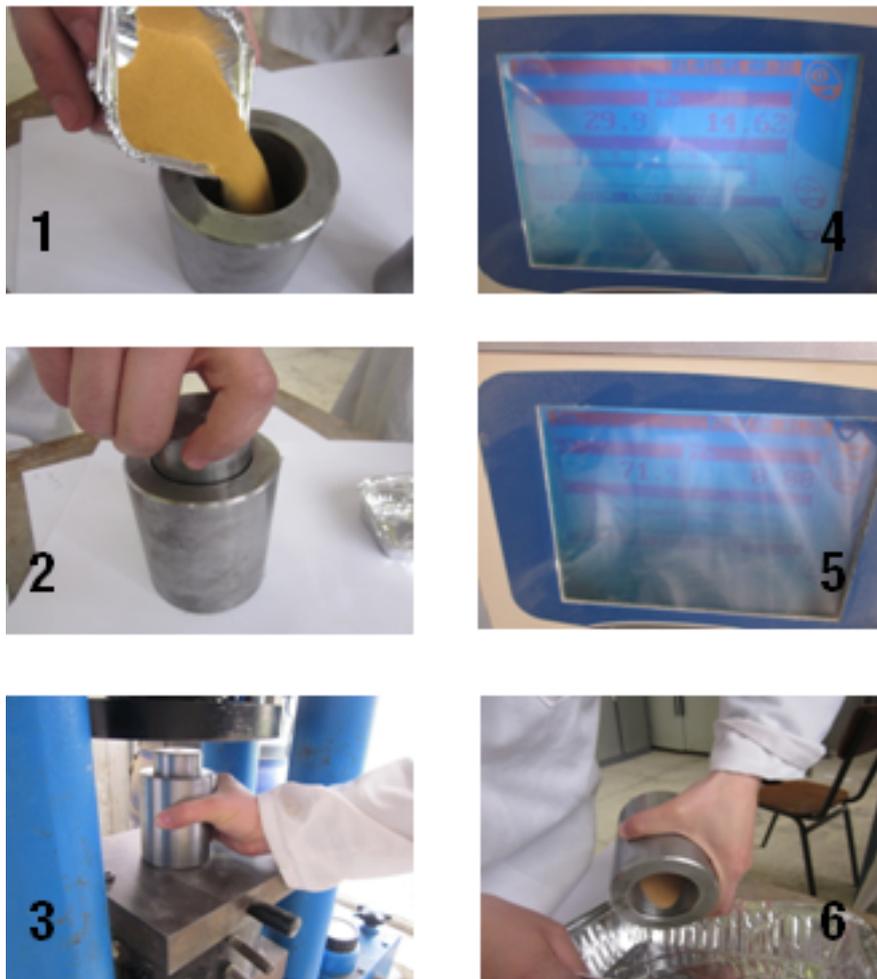


FIGURE 5.33 – Mode opératoire pour l'essai d'écrasement.

5.6.1 Exigences de la norme

Une détermination du niveau de contrainte le plus élevé, arrondi à 6,9 MPa (1 000 psi) inférieur, auquel un matériau de soutènement ne génère pas plus de 10 % de matériau écrasé, représente la contrainte maximale à laquelle le matériau peut résister sans excéder 10 % d'écrasement. Le Tableau peut être utilisé pour établir le classement d'écrasement de 10% du matériau de soutènement en trouvant la classe qui correspond à cette contrainte maximale.

EXEMPLE Si un matériau de soutènement génère 10 % d'écrasement à 33,27 MPa (4 826 psi), alors, après avoir arrondi vers le bas, la contrainte maximale à laquelle le matériau peut résister sans excéder 10 % d'écrasement est 27,6 MPa (4 000 psi). En se référant au Tableau B.4, la classe d'écrasement de 10 % de ce matériau de soutènement est consignée comme 4K.

TABLE 5.16 – Principales phases granulométrique des échantillons 6 :10 de sables éoliens par tamisage.

Classement d'écrasement de 10%	Contrainte	
	MPa	psi
1K	6,9	1000
2K	13,8	2000
3K	20,7	3000
4K	27,6	4000
5K	34,5	5000

Dans le cas des agents de soutènement à base de sable naturel, les échantillons doivent résister à une contrainte de 5000 Psi (34.5 Mpa), donc nous prendrons que les échantillons ayant une fraction de masse écrasée inférieure à 10 %, tous les autres ne répondent pas aux conditions de la norme et ne seront donc pas valables pour une utilisation dans les fluides de fracturation.

5.6.2 Résultats

Les résultats des essais d'écrasement sont présentés ci-dessous :

TABLE 5.17 – Résultats de l'essai de la résistance à l'écrasement

	Éch.	Maillage	Maillage en mm	ρ (vrac)	Mp (g)	M1 (g)	M2 (g)	M1 (%)	M2 (%)	M.écr. (%)
Éch. Carrières	1	40/70	0,21-0,42	1.55	38.28	5.36	3.336	14.00	8.71	11.36
	2	40/70	0,21-0,42	1.59	39.27	2.847	5.25	7.25	13.37	10.31
	3	20/40	0,42-0,84	1.60	39.52	9.512	9.761	24.07	24.70	24.38
	4	70/140	0,105-0,21	1.46	36.06	0.718	0.93	1.99	2.58	2.28
	5	30/50	0,297-0,59	1.67	41.25	7.448	4.66	18.06	11.30	14.68
Éch. Éoliens	6	40/70	0,21-0,42	1.49	36.80	8.552	7.764	23.24	21.10	22.17
	7	40/70	0,21-0,42	1.60	39.52	3.21	3.037	8.12	7.68	7.90
	8	40/70	0,21-0,42	1.59	39.27	1.675	3.379	4.27	8.60	6.43
	9	40/70	0,21-0,42	1.56	38.53	3.65	3.43	9.47	8.90	9.19
	10	40/70	0,21-0,42	1.62	40.01	4.554	3.716	11.38	9.29	10.33

Mp(g) : Masse du proppant utilisée pour l'essai d'écrasement ($M_p = 24.7 * \rho$)

M1(g) : Masse du proppant broyée après écrasement lors du premier test

M2(g) : Masse du proppant broyée après écrasement lors du deuxième test

M1(%) : Pourcentage de la quantité du proppant broyée après écrasement lors du premier test

M2(%) : Pourcentage de la quantité du proppant broyée après écrasement lors du deuxième test

M.écr.(%) : Pourcentage de la quantité moyenne broyée du proppant après écrasement

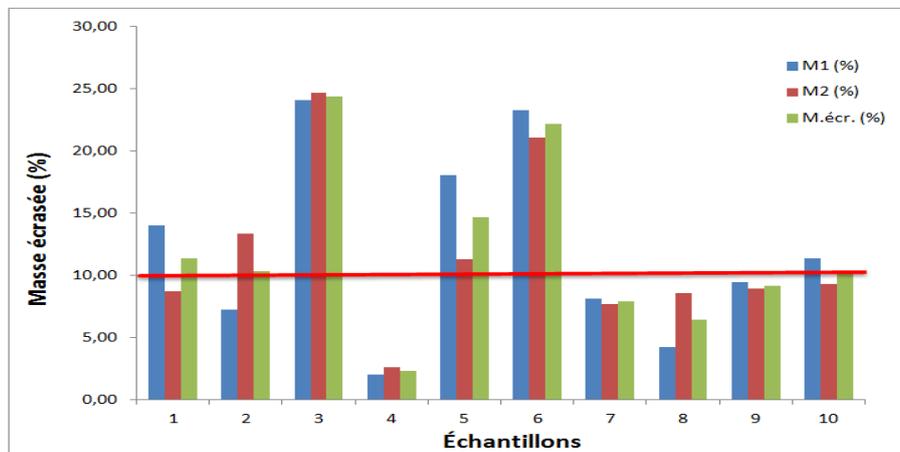


FIGURE 5.34 – Représentation graphique des résultats obtenus du test d'écrasement

Sable de carrières :

la remarque est telle que les échantillons 3, 5 dépassent largement la valeur seuil, tandis que l'échantillon 1 et 2 est sur la limite des 10%. L'échantillon n⁴ possède une très bonne résistance à l'écrasement.

Sable éoliens :

Nous avons aperçu que les sables éoliens résistent bien généralement aux contraintes exercées, hormis l'échantillon 6 qui n'a pas une bonne résistance à l'écrasement.

5.6.3 Analyse au microscope après écrasement (Sable de carrières)

Après avoir réaliser les tests d'écrasement au niveau du laboratoire du " Génie Minier", il était nécessaire de de connaître l'impact de ce test sur les grains de sable. Une étude pétrographique a été faite, au microscope, permettant de visualiser les changements résultant et d'évaluer à première vue la résistance à la compression des (05) échantillons.

Échantillon N°1 :

L'analyse pétrographique de l'échantillon N°1 a montré que les grains sont bien classés et à morphoscopie sub-arrondie à arrondie (Ph. 01 ; Planche I-bis, voir aussi la figure 5.15). En outre nous pouvons remarquer que la majeure partie des grains de quartz sont fracturés et voir même disloqués après le test d'écrasement (Ph. 02 ; Planche I-bis).

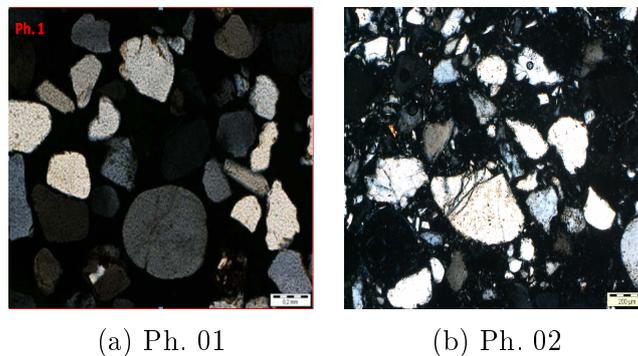


FIGURE 5.35 – Planche I-bis

Échantillon N°2 :

L'analyse pétrographique de l'échantillon N°2 a montré que les grains sont bien classés à morphoscopie sub-arrondie à arrondie (Ph. 01 ; Planche II-bis, voir aussi la figure 5.16). La photo 2 de la planche II-bis montre que cet échantillon de sable résiste mieux au test d'écrasement que le précédent car nous pouvons constater que seuls quelques grains de quartz sont fracturés.

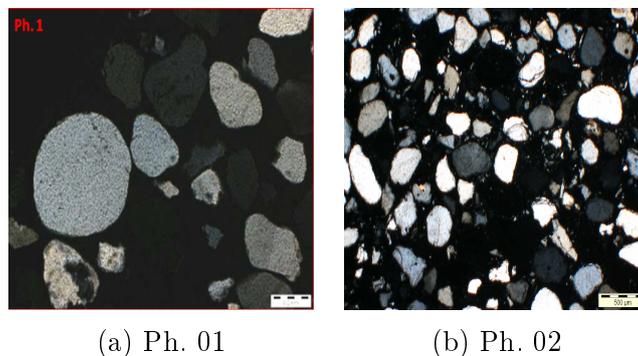
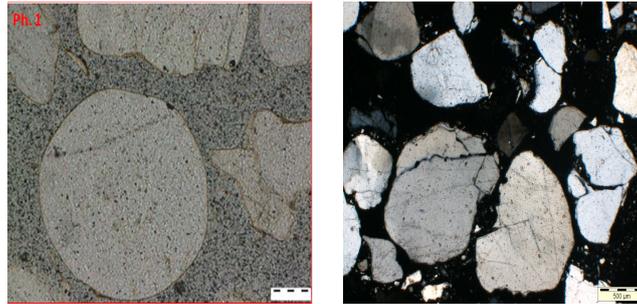


FIGURE 5.36 – Planche II-bis

Échantillon N°3 :

L'analyse pétrographique de l'échantillon N°3 a mis en évidence un sable mal classé avec une morphoscopie des grains sub- anguleuse à sub-arrondie (Ph. 1; Planche III-bisvoir aussi la figure 5.17).

Autres que les grains de quartz, nous notons la présence relativement élevée de débris de roches avec des traces d'argile et de feldspaths (Tableau 03 et Planche III-bis). Après le test d'écrasement nous constatons aisément que l'ensemble des grains de quartz sont fracturés (Ph.2; Planche III-bis)



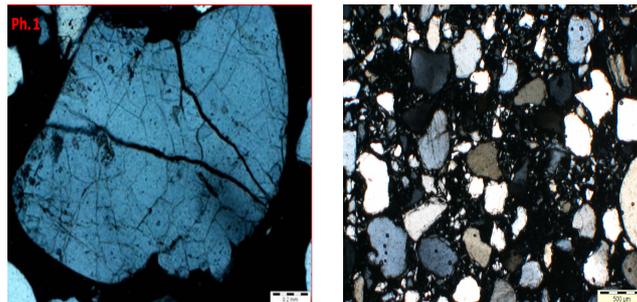
(a) Ph. 01

(b) Ph. 02

FIGURE 5.37 – Planche III-bis

Échantillon N°4 :

L'analyse pétrographique de l'échantillon N°4 a mis en évidence un sable très mal classé avec une morphoscopie des grains anguleuse à sub-anguleuse. Les débris de roche sont présents et totalisent 1% et les feldspaths en traces (Ph. 1; planche VI-bis, voir aussi la figure 5.18). Après écrasement, cet échantillon affiche des grains de quartz fracturés et désintégrés (Ph. 2; planche VI-bis).



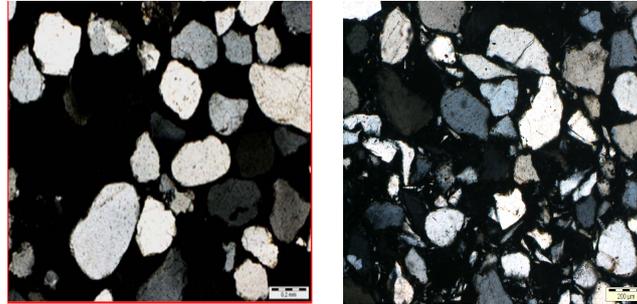
(a) Ph. 01

(b) Ph. 02

FIGURE 5.38 – Planche VI-bis

Échantillon N°5 :

L'analyse pétrographique de l'échantillon N°5 a montré que les grains sont sub-anguleux à sub-arrondis (Ph. 1 ; Planche V-bis, voir aussi la figure 5.19). Les débris de roches sont représentés en traces. La photo 2 de la planche V-bis montre que les grains de quartz de cet échantillon de sable sont fracturés surtout sur leurs contours.



(a) Ph. 01

(b) Ph. 02

FIGURE 5.39 – Planche V-bis

Conclusion

Compte-tenu des résultats d'observations pétrographiques réalisées sur les cinq (05) échantillons de sable après écrasement, il apparaît que ces derniers sont affectés par les contraintes engendrées par le test à l'écrasement et montrent des grains de quartz fracturés et parfois disloqués. Il est à noter que l'échantillon N°2 montre moins de grains fracturés par rapport aux autres échantillons.

Quatrième partie

Aperçu sur la caractérisation rhéologique

Chapitre 6

Rhéologie

Les fluides de fracturations jouent un rôle dans la stimulation et la production des réservoirs des gaz de schistes. Ces fluides permettent également de faire écouler les proppants et les mettre en place dans les fractures créés. Cependant la viscosité est le paramètre clé affectant la transportation, la suspension et la déposition des proppants. La rhéologie des fluides de fracturation est fondamentale pour le design des fracturations hydrauliques, c-à-d. la prédiction de la géométrie ainsi que l'ampleur de la fracture créée. Une bonne compréhension et caractérisation des fluides de fracturation est essentielle pour l'obtention d'un fluide optimal. Cependant, un échec dans la sélection d'un bon fluide de fracturation aura un impact négatif en termes de production du réservoir. Dans ce qui suit, nous allons caractériser les propriétés rhéologiques de certains fluides de fracturation formulés au laboratoire sous différentes conditions de température et du type d'eau utilisée dans les différentes formulations.

6.1 Protocole de préparation

Dans cette partie, nous avons préparé des fluides de fracturation en utilisant un polymère XLFC-1B (gélifiant) et un complexe de borate (crosslinker XLW-56). Ces additifs utilisés sont fournis par SONATRACH. La phase continue est de l'eau fixée alors que les deux additifs sont à fixé à 0.9% et 0.5% respectivement.

Le polymère et le borate ont été progressivement ajoutés sous agitation magnétique pendant une durée d'une minute à 100 ml d'eau. Après agitation, un échantillon a été laissé au repos à la température ambiante alors que les deux autres fluides sont chauffés dans une étuve à 50°C et à 80°C respectivement pendant 11h. Deux types d'eau ont été utilisées, à savoir l'eau distillée et l'eau albiennaise pour la formulation des fluides de fracturation.

6.2 Mesures rhéologiques :

6.2.1 La viscosité :

Des mesures de viscosité sont réalisées afin d'examiner le comportement sous cisaillement des fluides formulés. Sur la figure 6.7 nous présentons la variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour les trois formulations à base d'eau albiennaise et trois autres. Il est à remarquer que la viscosité de ces fluides diminue lorsque la vitesse de cisaillement augmente montrant un comportement rhéo- fluidifiant. Ce phénomène est dû en fait à la nature de système de réseaux formés entre les particules constituent le fluide

de fracturation [22].

Bien que les trois fluides présentent un comportement rhéo-fluidifiant, il y a des différences notables entre les résultats de la viscosité. Pour de faibles vitesses de cisaillement, le fluide A50°C, présente une viscosité nettement supérieure aux fluides A80°C et ATAM respectivement avec une pente relativement faible traduisant un comportement proche à celui du newtonien. Pour des valeurs de vitesses de cisaillement élevées, la viscosité chute rapidement pour le fluide A50°C montrant un comportement non-newtonien et avec un plateau newtonien pour les deux autres fluides (A80°C et ATamb) 6.1.

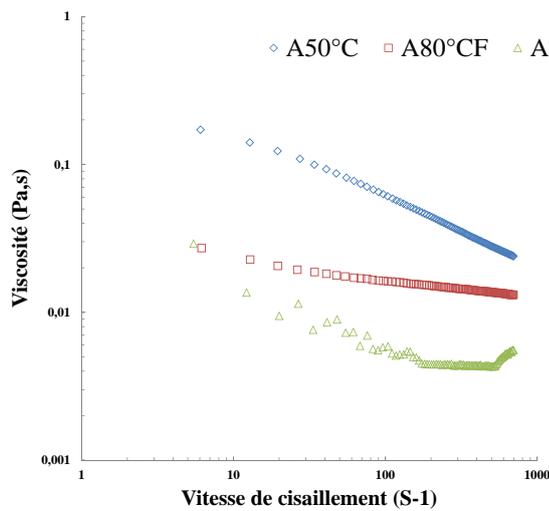


FIGURE 6.1 – Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante

6.2.2 La contrainte

Un autre paramètre qui paraît important lors des tests rhéologiques est l'étude de la contrainte en fonction de la vitesse de cisaillement. Ces tests nous donnent une idée sur la vitesse de cisaillement à laquelle la déformation du gel a lieu. Ces tests permettent de comprendre le changement de comportement des solutions de fracturation sous l'effet de la contrainte de cisaillement. Ces fluides montrent un comportement non newtonien comme le montre la figure 6.2, décrivant la non-linéarité entre la contrainte appliquée (τ) et la vitesse de cisaillement ($\dot{\gamma}$). A travers la figure 6.2, la contrainte appliquée semble être insensible à la vitesse de cisaillement appliquée. Lorsque la vitesse de cisaillement augmente avec un taux de 100 (S^{-1}), la contrainte augmente avec 10 Pa. Ceci est expliqué par le fait que le gradient de pression nécessaire pour casser la structure du gel est insensible à la vitesse d'injection du fluide de fracturation [23, 24].

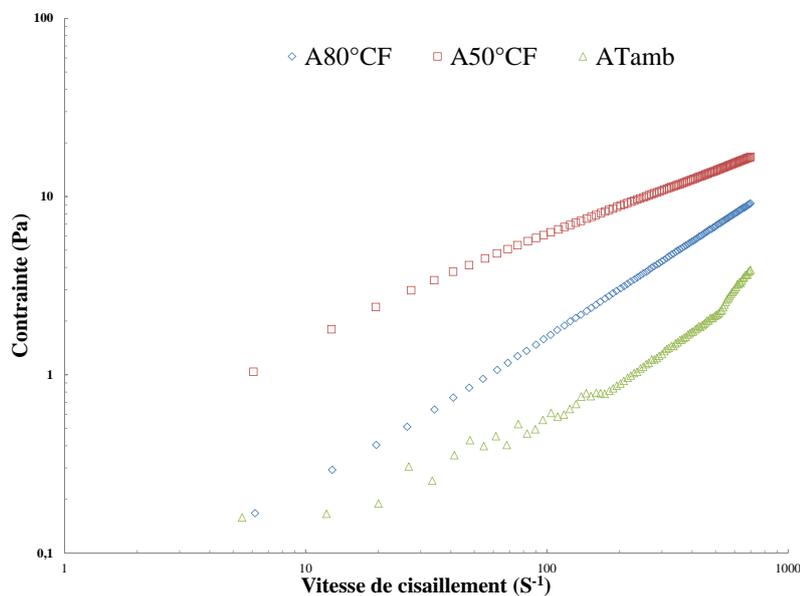


FIGURE 6.2 – Evolution de la contrainte en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante

6.2.3 Contrainte seuil :

Durant l'injection d'un fluide de fracturation dans un réservoir peu perméable, il est nécessaire d'appliquer une pression afin de faire s'écouler le fluide. Ceci veut dire que le fluide de fracturation a une caractéristique d'un fluide à contrainte seuil. Comme le montre les figures 6.3 et 6.4, la contrainte de déformation augmente lorsque la déformation augmente. Cependant, la relation entre ces deux paramètres est simulée par un modèle de loi en puissance avec un coefficient de régression autour de 99 ($R=99$). Ce modèle montre une relation non linéaire (équation (6.1)) entre la contrainte appliquée et la déformation obtenue.

$$(6.1) \quad \tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$$

Tel que τ est la contrainte appliquée en Pa, K est le coefficient de consistance et n représente l'indice d'écoulement. Ce dernier est inférieur à 1 ($n < 1$) pour tous les échantillons formulés indiquant un comportement élastique idéal.

Selon la figure 6.3, il est à remarquer également que plus la température est élevée plus la contrainte seuil est importante jusqu'à un maximum puis diminue à mesure que la température augmente. Ceci est expliqué par le fait que pour des températures inférieures à la température maximale, les ingrédients du fluide de fracturation forment un réseaux stable montrant ainsi un comportement non-newtonien. Cependant, pour des températures supérieures à la température maximale, il y a destruction du réseau formé par ces ingrédients et le fluide devient ainsi presque newtonien [25, 26].

Pour le cas des fluides formulés à base d'eau distillée (Figure6.4), la température maximale n'est pas atteinte à 80°C, peut être qu'il faut augmenter davantage la température afin d'atteindre le maximum.

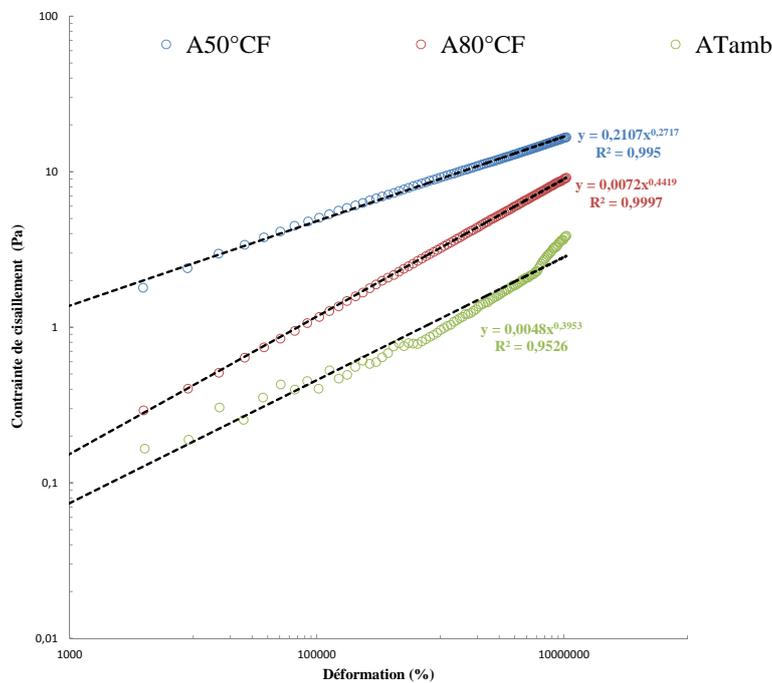


FIGURE 6.3 – Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la déformation pour l'échantillon à base d'eau albienne à 80°C, à 50°C et à température ambiante

Le gradient de pression nécessaire à l'extrusion du gel est inversement proportionnelle au carré de l'ampleur de la fracture selon la relation suivante (6.2) :

$$(6.2) \quad \frac{dp}{dl} = \frac{0.02\tau}{w^2}$$

Peut on alors prévoir cette pression ?

w : est la taille de l'ouverture efficace lors de l'extrusion τ : la contrainte seuil.

Selon les résultats obtenus pour les différentes formulations à base d'eau albienne, les contraintes seuils obtenues sont 1.05, 0.2 et 0.07 Pa pour A50C, A80°C et ATamb respectivement. En utilisant la relation (6.2), les gradients des pressions obtenues pour

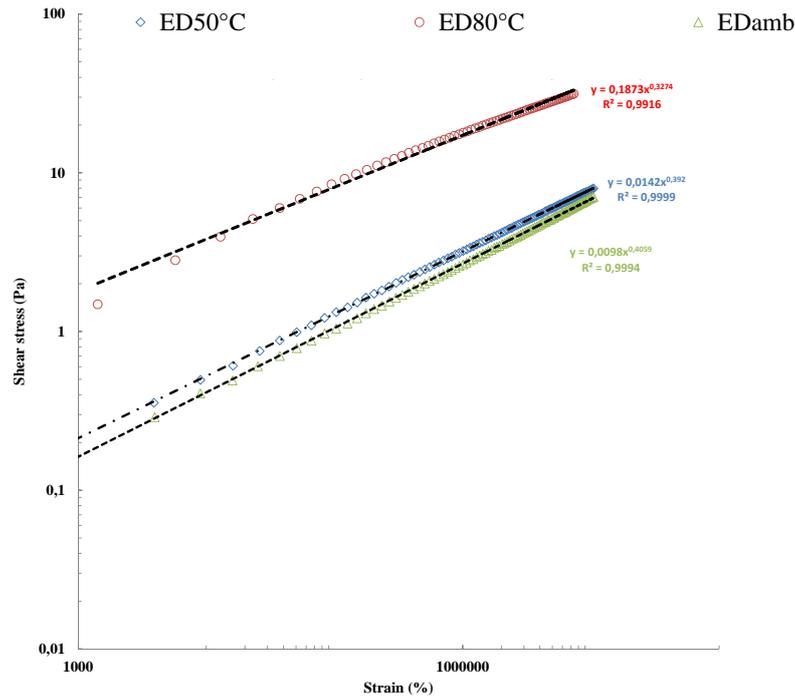


FIGURE 6.4 – Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la déformation pour l'échantillon à base d'eau distillée à 80°C, à 50°C et à température ambiante

une ouverture de 0.1 cm de la fracture sont 2.1 Pa, 0.4 Pa et 0.07 Pa respectivement [23, 24].

Alors que pour les formulations d'eau distillé, les contraintes seuils obtenues sont 1.1, 0.11 et 0.10 Pa pour ED50C, ED80°C et EDTamb respectivement. En utilisant la relation (6.2), les gradients des pressions obtenues pour une ouverture de 0.1 cm de la fracture sont 2.2 Pa, 0.44 Pa et 0.40 Pa respectivement.

il est à conclure que les formulations à base d'eau distillée exigent une contrainte seuil relativement élevée par rapport à celles à base d'eau albiennaise.

6.2.4 La visco-élasticité

Quand un gel est extrudé à travers une fracture, plusieurs questions importantes se posent :

Le gel, jusqu'où peut être étiré ou déformé avant de se briser ?

Est-ce que le caractère élastique du gel domine sur sa nature visqueuse ?

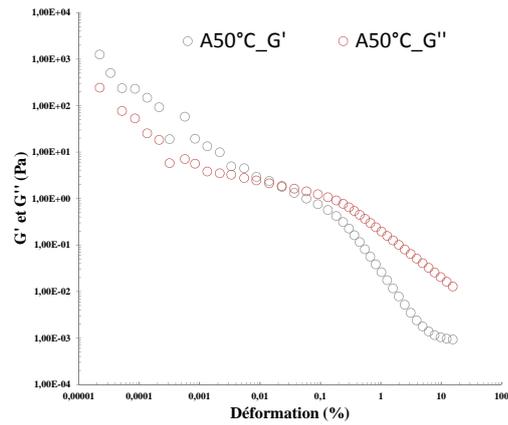
Comment les propriétés du gel varient avec la composition, la température et le taux de déformation ?

Nous répondons à ces questions, en traçant les modules d'élasticité (G') et de viscosités (G'') en fonction des contraintes qui sont données par les figures 6.5a, 6.5b et 6.5c. Il est à remarquer que les fluides de fracturation formulés à température ambiante, à 50°C et à 80°C respectivement.

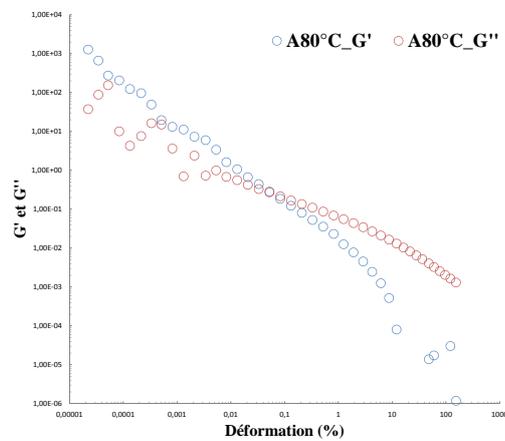
Le G' avec cercle bleu, pour de faibles contraintes $<10^{-3}(\%)$, le module élastique est de l'ordre de 1Pa. Lorsque cette contrainte est augmentée jusqu'à $10^{-1}(\%)$, G' diminue lentement formant un plateau faible expliquant que G' est presque constant dans cet intervalle.

Ceci montre que le fluide à un comportement suivant la loi de Hooke. Pour des valeurs de contrainte $>0.1\text{Pa}$, G' diminue rapidement expliquant une déformation irréversible du gel voir figure 6.5a.

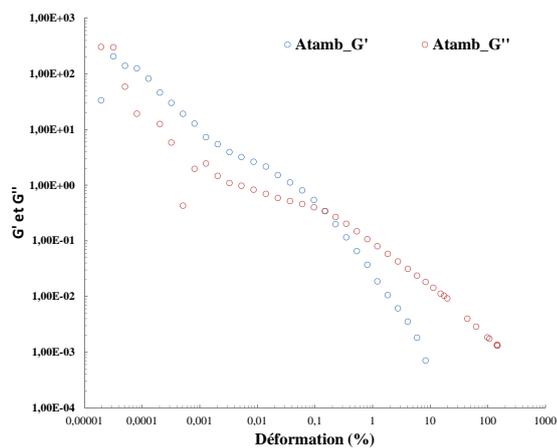
Pour des déformations $<0.1 \%$, la nature élastique est dominante ($G' > G''$). Le point d'intersection de G' et G'' correspond à la valeur limite c-à-d. la contrainte maximale à laquelle le fluide subit une déformation irréversible. Pour des valeurs de déformations $> 0.1\%$, la nature visqueuse est dominante ($G'' > G'$). Ceci veut dire que les fluides formulés correspondent à des fluides visco-élastiques [27, 28].



(a)



(b)



(c)

FIGURE 6.5 – Module élastique (G') et module visqueux G'' en fonction de la déformation pour les fluides à base d'eau albienne (a)chauffée à 50 °C (A50°C), (b) chauffée à 80 °C (A80°C) et (c) à température ambiante (ATamb).

6.2.5 G' et G'' en fonction de la fréquence angulaire :

Afin d'investiguer la variation des deux modules élastique et visqueux (G') et (G'') en fonction de la fréquence d'oscillation angulaire (ω), nous avons tracé les deux modules en fonction de la fréquence angulaire, figure 6.6. Nous remarquons que le module élastique (G') augmente continuellement avec l'augmentation de la vitesse angulaire. Pour des petites fréquences angulaires G'' est prédominante décrivant un fluide visqueux, par contre pour des fréquences supérieure à 10 S^{-1} , G' devient prédominant et est le fluide à un caractère élastique. Les structures de ces formulations présentent une réponse visco-élastique caractéristique des matières de type gel, caractérisé en ces deux modules (G' et G'') dépendent de la fréquence. Ceci est dû en fait à la mise en valeur des interactions intra-moléculaire dans les gels [29].

Il y a un point de croisement entre les deux modules dont la fréquence correspondante est appelée le taux de relaxation (notée $\omega_{G'} = \omega_{G''}$). Le temps de relaxation indique l'élasticité de ces fluides. Ainsi, le temps de relaxation peut être utilisé comme un indice pour le nombre et la résistance des jonctions de réticulation temporaires. Lorsque le réseau se détend rapidement, un agent de soutènement en suspension dans le fluide peut sédimenter plus rapidement [30].

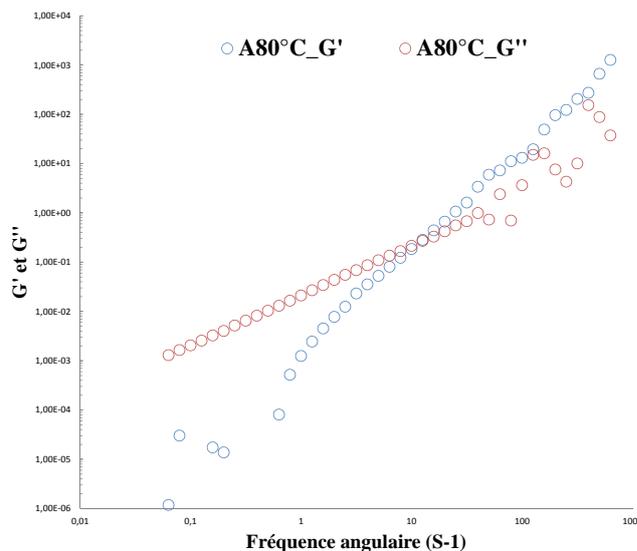


FIGURE 6.6 – Evolution des modules élastiques (G') et visqueux (G'') en fonction de la fréquence angulaire (ω) pour le fluide à base d'eau albienne à $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (A80°C).

6.2.6 Influence du type d'eau :

La variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour les deux formulations à base d'eau distillée et l'eau albienne pour différentes températures est donnée par la figure 6.7 suivante. A travers ces courbes, nous remarquons que la viscosité chute lorsque la vitesse de cisaillement augmente, cette diminution est relativement importante pour les deux formulations ED80°C et A50°C. Ceci montre que la viscosité dépend de la vitesse de cisaillement, par contre les formulations A80°C, ED50°C et EDTam montrent que la viscosité est insensible à la vitesse de cisaillement. La formulation à base d'eau albienne ATam, montre que la viscosité chute pour des vitesses de cisaillement $<100 \text{ S}^{-1}$

, ensuite la viscosité montre un plateau pour des vitesses $>100 \text{ S}^{-1}$. Il est à remarquer également que les deux formulations à base d'eau distillée (ED50°C et EDTamb) montrent que la viscosité est importante par rapport aux mêmes formulations à base d'eau albienne. Par contre la formulation contenant l'eau albienne à 80°C est très visqueuse par rapport à celle contenant l'eau distillée, voir figure 6.7. Ceci s'explique par le fait que l'eau albienne est une eau très salée, chargée d'ions qui se lient aux molécules libres des additifs chimiques à haute température pour former un réseau (la réticulation) qui va contribuer à l'augmentation de la résistance à l'écoulement d'où l'augmentation de la viscosité du fluide.

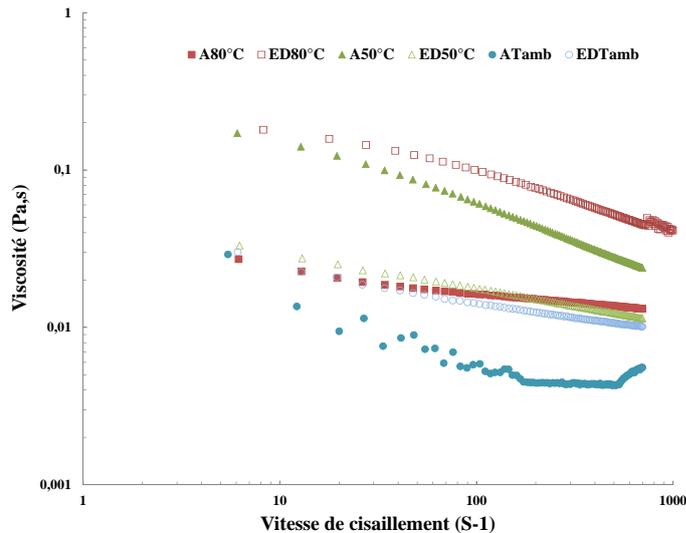


FIGURE 6.7 – Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour tous les échantillons

6.2.7 Déformation en fonction du temps :

Comme mentionné précédemment, l'échelle de temps pour une déformation affecte si la nature élastique d'un matériau domine sa nature visqueuse. Si une contrainte est appliquée à un échantillon, quelle serait la rapidité de la réponse va de contrainte du gel se produire ? Et quelle échelle de temps est prévue pour la formation de gel lors de l'extrusion à travers les fractures ?

Nous remarquons que l'échantillon A50°C, voir figure 6.8, pour une déformation de 10%, montre un comportement stable (Hooke) jusqu'à 15 min au delà, le fluide change son comportement vers un fluide newtonien sous l'effet de la destruction du réseau formé entre les particules. Il est à noter également que les deux échantillons A80°C et ATAMB montrent le même comportement pour une déformation 10 fois plus grande que l'échantillon A50°C. Comme mentionné ultérieurement, il y a une température seuil au delà à laquelle l'échantillon change le caractère d'un comportement visco-élastique vers un comportement newtonien.

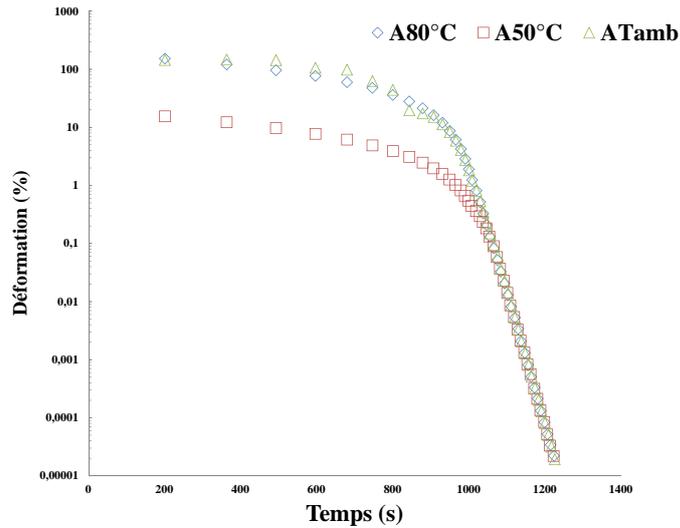


FIGURE 6.8 – Evolution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour l'échantillon à base d'eau albiennaise à 80°C, à 50°C et à température ambiante

6.3 Conclusion

Les expériences de rhéologie oscillatoire ont permis d'élucider, d'une manière indirecte, le comportement des fluides de fracturation suite aux contraintes appliquées.

A travers les tests réalisés, il a été démontré que ces fluides présentent un comportement visco-élastique permettant de transporter les proppants et les placer dans les fractures.

Il est à conclure aussi que ces fluides présentent une contrainte seuil permettant de faire écouler le fluide. Cette contrainte varie en fonction de la température jusqu'à un seuil où le fluide change de comportement. Durant ces tests, les fluides de fracturations à base d'eau distillée présentent des caractéristiques visco-élastiques plus importantes que ceux à base d'eau albiennaise et cela est due à la présence d'une température seuil qui favorise la réticulation dans le fluide, ce qui renvoie aussi à voir la qualité d'eau utilisée lors de l'injection.

Ceci nous a permis d'avoir un aperçu sur un des aspects du rôle du fluide de fracturation : le pouvoir gélifiant des additifs utilisés dans les fluides de fracturation.

Cinquième partie
Conclusion Générale

Synthèses des résultats

Ces études ont été menées dans le but de répondre à une problématique bien définie, qui est d'essayer de remplacer les billes céramiques utilisées dans les fluides de fracturation hydraulique et qui sont des produits importés, par des sables naturels algériens vu les réserves inestimables qui sont présentes sur le territoire national. Dans le but de réduire les coûts d'importation et d'encourager l'activité minière dans ce domaine qui est pour le moment en stagnation, avec seulement 8 exploitations du sable siliceux et 24 exploitations minières de sable concassé pour 786 employés à travers tout le pays, ce qui est un nombre infime devant toutes les réserves disponibles notamment dans le sud du pays.

Un agent de soutènement doit répondre à plusieurs exigences de la norme ISO 13503 pour qu'il soit validé pour son utilisation dans les fluides de fracturation hydraulique. Les essais établis durant tout le projet et dans les différents laboratoires, que ce soit au niveau de l'École Nationale Polytechnique ou à la Division Technologies & Développement de SONATRACH avaient pour but d'évaluer les caractéristiques de dix (10) échantillons de sable, dont cinq (5) sont d'origine éolienne et cinq (5) issus de carrières.

Les expériences suivaient les conditions de la norme afin d'avoir un résultat final qui répond aux standards internationaux du domaine pétrolier, pour cela il y avait des seuils minimaux pour les résultats de chaque essai, qui sont résumés dans le tableau 6.1 :

TABLE 6.1 – Exigences de la norme ISO 13503-2 :2006 pour le matériel de soutènement

Classe Granulométrique 40/70	Sphéricité	Rondeur	Solubilité dans l'acide (%)	Turbidité (%)	Résistance à l'écrasement
> 90%	> 0.6	> 0.6	<3	<250 NTU	<10% à 4000 psi

Comme expliqué dans la partie "Analyse Granulométrique", les échantillons ont été directement livrés à partir des sites de prélèvement sans aucun traitement ou sélection, ce qui fait que plus la proportion s'approche de 90% de la classe granulométrique 40/70, l'échantillon devient intéressant car les données les plus importantes restent la sphéricité et la rondeur des grains, le taux de quartz ou de silice, la solubilité dans l'acide, la turbidité et la résistance à l'écrasement.

La synthèse de tous les tests effectués est présentée dans le tableau 6.2 ci-dessous :

TABLE 6.2 – Synthèses des essais sur les échantillons de sable

Propriétés régies par l'API 58/60 et l'ISO 13503-2										
Type de sable	Éch.	Classe granulo.	ρ en vrac g.cm^{-3}	ρ apparente g.cm^{-3}	rondeur	sphéricité	Solubilité acide (%)	Turbidité (NTU)	Écrasement (%)	% SiO ₂
Carrière	1	40/70	1,55	2,642	0,8	0,9	3,862	496	11,36	97,72
	2	40/70	1,59	2,674	0,8	0,9	2,745	831	10,31	98,48
	3	16/30	1,6	2,567	0,8	0,9	2,961	< 4000	24,38	98,42
	4	40/70	1,46	2,681	0,7	0,9	2,414	2247	2,28	98,95
	5	16/30	1,67	2,648	0,5	0,2	1,72	324	14,68	99,31
Éolien	6	40/70	1,49	2,63	0,4	0,8	12,091	1126	22,17	95,07
	7	40/70	1,6	2,687	0,9	0,8	7,401	54,8	7,9	96,44
	8	40/70	1,59	2,675	0,8	0,9	8,063	42,5	4,43	97,74
	9	40/70	1,56	2,77	0,5	0,7	3,843	23,2	9,19	98,67
	10	40/70	1,62	2,738	0,8	0,8	5,711	24,4	10,33	98,09
Norme	--	--	--	--	≥ 0.6	≥ 0.6	≤ 3.0	≤ 250	≤ 10 %	--

*Couleur verte : répond à la norme.

*Couleur orange : Proche de l'exigence de la norme.

*Couleur rouge : Ne répond pas à la norme.

A-SABLES DE CARRIÈRES

Compte-tenu des résultats des différentes analyses réalisées sur les cinq (5) échantillons de sable de carrières, il apparaît que le meilleur échantillon ayant révélé les meilleures caractéristiques est l'échantillon N°01. Ce dernier est en effet constitué d'un sable propre (98,48% de SiO_2) assez bien classé avec une granulométrie moyenne composée de 80.86% de la gamme 40/70 et un grain moyen de 324,879 μm .

La sphéricité des grains estimés à 0.9 et leur rondeur comprise entre 0.7 et 0.9, sont bonnes avec un indice de sphéricité du type Octogone. Il est à noter que la norme exige des valeurs moyennes de sphéricité et de rondeur supérieures ou égales à 0,6.

Sa résistance à l'écrasement est assez satisfaisante avec un pourcentage de masse écrasée proche des 10% requis par la norme.

Néanmoins, cet échantillon montre une valeur de turbidité (496 NTU) ainsi qu'une solubilité dans l'acide (3.862%) relativement supérieures à la norme ISO 13503-2 (tableau 6.2 précédent).

En deuxième position, viendrait l'échantillon N°02 qui montre une aussi bonne richesse en quartz que l'échantillon N°01. Du point de vue granulométrie, il s'agit d'un sable composé de 79.12% de la gamme 40/70, avec un grain moyen de 331.136 μm le reste est composé de grains fins et grossiers. La sphéricité des grains est comprise entre 0.7 et 0.9 et leur rondeur est de 0.9 avec un indice de sphéricité du type Octogone.

L'analyse minéralogique et chimique par rayons X, confirme d'une part les résultats pétrographiques puisque le pourcentage en SiO_2 est de 98.42% et révèle d'autre part la présence d'une très faible teneur en argiles (1%) ainsi que des traces de feldspaths. Il répond aussi au test d'écrasement avec un taux de masse passante sous le dernier tamis de 10,31% après qu'il ait subi l'essai dans la presse automatique.

Le taux de solubilité dans l'acide est situé dans l'intervalle exigé par la norme utilisée et il est de l'ordre de 2.745%. Quant à la turbidité, celle-ci est relativement plus élevée que celle de N°01 avec une valeur de 831 NTU.

L'échantillon N°04 répond favorablement à toutes les exigences imposées par la norme, hormis le résultat de l'essai de turbidité présente une valeur 10 fois plus grande que la valeur maximale recommandée.

Il est toutefois à souligner que parmi les cinq échantillons de sable de carrières analysés dans le cadre de cette étude, deux échantillons N°03 et N°05, sont constitués de sables plus grossier et appartenant à la gamme 16/30. En revanche, ceux-ci n'ont pas été sélectionnés car ne répondant pas aux critères de la norme.

Après réflexion, nous sommes arrivés à proposer une alternative dont le but serait de diminuer la valeur de la turbidité de façon conséquente pour les échantillons présentant de bons résultats dans les autres essais, en éliminant les fines particules par voie de lavage ou d'aspiration.

B- SABLES ÉOLIENS

La totalité des échantillons de sables éoliens analysés, sont constitués de sables entrant dans la gamme granulométrique 40/70.

Parmi les cinq (5) échantillons de sable éolien analysés, le meilleur sable susceptible de servir de proppant serait sans conteste ceux de l'échantillon N°10, Avec : un taux en silice de 98,09%, un taux prédominant de la gamme 40/70, un bon classement des grains et une taille moyenne de 322,09 μm ainsi que des caractéristiques géométriques favorables (0.7-0.9/ 0.7-0.9), la turbidité est très bonne (24.4 NTU). Néanmoins, le taux de solubilité dans l'acide est un peu élevé (5.711%) par rapport à la norme.

Viendrait en deuxième position, l'échantillon N°07 caractérisé par un bon classement, avec une proportion en silice de 96,44%. La turbidité est très bonne (54.8 NTU) ; mais le taux de solubilité dans l'acide demeure élevé (7.401%).

Les deux échantillons présentent une bonne résistance à l'écrasement avec des taux de 10,33% et 7,9% pour le N°10 et N°07 respectivement.

L'échantillon N°08 a des caractéristiques qui sont en accord avec la norme, sauf pour l'essai de la solubilité à l'acide qui donne un résultat au-dessus des 3% demandé. Tandis que l'échantillon N°09 satisfait assez bien les essais mais présente une mauvaise rondeur de l'ordre de 0,5.

L'échantillon N°06 est un mauvais échantillon qui ne peut être utilisé à des fins de formulation de fluides de fracturation hydraulique.

Mot de la fin

En conclusion de ce qui précède, que durant le long du projet et des essais menés et des premiers résultats, nous pouvons appuyer le fait que l'Algérie est munie de réserves de sables qui pourront être utilisées à des fins de formulation des fluides de fracturation hydraulique pour l'industrie pétrolière qui répondent parfaitement aux critères exigés par les normes internationales et ainsi remplacer les billes céramiques importées et donner un nouvel essor à l'exploitation du sable naturel en Algérie, notamment dans le sud du Pays.

Néanmoins, des études rhéologiques approfondies sont nécessaires afin de valider cette étude préliminaire axée sur l'analyse du pouvoir gélifiant des deux additifs utilisés qui a été effectuée dans les différents laboratoires, notamment celui du "Génie Minier" à l'ENP et à la Division Technologies & Développement.

Nous recommandons la réalisation d'une étude économique approfondie pour voir si l'utilisation du sable algérien en tant que proppant pourra satisfaire le critère économique car nous nous sommes penchés sur l'aspect technique de la problématique et la réponse fut favorable pour ce côté-là.

Bibliographie

- [1] Robin Beckwith. Proppants : Where in the world. *JPT/JPT Online Staff Writer*, 2011.
- [2] Fracturation hydraulique : Techniques et evolutions. Technical report, Centre hydrocarbures non conventionnels CHNC, 2015.
- [3] <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ag>. Technical report.
- [4] Kenneth G.Nolte Michel J.Economides. *Reservoir Simulation*. Schlumberger, 2000.
- [5] <http://www.total.com/fr/energies-savoir-faire/petrole-gaz/exploration-production/secteurs-strategiques/gaz-non-conventionnels/presentation/des-gisements-specifiques>. Technical report.
- [6] Introduction à la fracturation hydraulique. *Societe canadienne des gaz non conventionnels (SCGNC)*.
- [7] Mahamat Habib Souleymane Boubekri Ayoub. Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation hiway. Master's thesis, Univesité Kasdi Merbah Ouargla, 2013.
- [8] D.V. Satya Gupta. *Unconventional Fracturing Fluids*. 2010.
- [9] Luca Gandossi. In *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*, 2013.
- [10] Permitting guidance for oil and gas hydraulic fracturing activities using diesel fuels : Underground injection control program guidance 84". Technical report, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2014.
- [11] <http://www.gasfrac.com/company-overview-v2.html>. Technical report.
- [12] Mukul Sharma et Lionel Ribeiro James J. McAndrew, Rong Fan. Extending the application of foam hydraulic fracturing fluids. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*, 2014.
- [13] Thierry Rouaud Roland Vially, Guy Maisonnier. Hydrocarbures de roche mere etat des lieux. *IFP Energies nouvelles*, 2013.
- [14] Dan Johnson Said Zaki Alfredo Mendez Robert Kuchinski and Mostafa Amin Amer from Weatherford. Field application of applying the best practice in proppant fracturing shaly sand formation. *SPE 131711*, 2010.
- [15] M.J. Mayerhofer. Proppants? we don't need no proppants. *SPE*, 1997.
- [16] <http://www.coast2coastceramics.com/what-is-a-proppant.php>. Technical report.
- [17] Allan et al Rickards. High strength, ultralightweight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications. *SPE Production & Operations*, 2006.
- [18] Khan.Saad A and Zoeller.Nancy.J. Dynamic rheological behavior of flocculated fumed silica suspensions. *Journal of Rheology*, 37 :1225–1235, 11/1993.

- [19] Macosko.C.W. *Rheology : principles, measurements, and applications*. Advances in interfacial engineering series. VCH, 1994.
- [20] Svetlana Nesterova. Api rp's and iso proppant testing procedures comparison. Technical report, Proppant Sustaining, Novosibirsk Technology Center, 2012.
- [21] Industries du pétrole et du gaz naturel- fluides de complétion et matériaux- partie 2 : Mesurage des propriétés des matériaux de soutènement utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique et de remplissage de gravier. Technical report, ISO, 2006.
- [22] H.M Princen and A.D Kiss. Rheology of foams and highly concentrated emulsions : Iv. an experimental study of the shear viscosity and yield stress of concentrated emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 128(1) :176 – 187, 1989.
- [23] Seright.R.S. Gel placement in fractured systems. *SPE journal*, November 1995.
- [24] R.S. Seright. Gel propagation through fractures. *Society of Petroleum Engineers*, 16(04), novembre 2001.
- [25] Toufiq Ahmed and Kenji Aramaki. Temperature sensitivity of wormlike micelles in poly(oxyethylene) surfactant solution : Importance of hydrophilic-group size. *Journal of Colloid and Interface Science*, 336(1) :335 – 344, 2009.
- [26] Yu.Meng, Mu.Yan, AU.Wang, Guanqun.AU, and NasrElDin. Hisham A. Impact of hydrolysis at high temperatures on the apparent viscosity of carboxybetaine viscoelastic surfactant-based acid : Experimental and molecular dynamics simulation studies. *Society of Petroleum Engineers*, decembre 2012.
- [27] H. Rehage and H. Hoffmann. Viscoelastic surfactant solutions : model systems for rheological research. *Molecular Physics*, 74(5) :933–973, 1991.
- [28] Fischer.Peter and Rehage.Heinz. Rheological master curves of viscoelastic surfactant solutions by varying the solvent viscosity and temperature. *Langmuir*, 13(26) :7012–7020, 1997.
- [29] T.N Castro Dantas, V.C Santanna, A.A Dantas Neto, E.L Barros Neto, and M.C.P Alencar Moura. Rheological properties of a new surfactant-based fracturing gel. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 225(1–3) :129 – 135, 2003.
- [30] Wayne C. Yount, David M. Loveless, and Stephen L. Craig. Small-molecule dynamics and mechanisms underlying the macroscopic mechanical properties of coordinatively cross-linked polymer networks. *Journal of the American Chemical Society*, 127(41) :14488–14496, 2005. PMID : 16218645.