

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté de Technologie
Thèse de Doctorat LMD

Présentée par :

M^{lle} SID Asma Nour El Houda

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

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie des polymères

Etude des paramètres d'exploitation des
formulations à base des polymères hydrosolubles
appliqués aux fluides de forage

Devant le jury composé de :

Mr	Safi	Brahim	Pr	Université de Boumerdès	Président
Mr	Kouini	Benalia	MCA	Université de Boumerdès	Directeur
Mr	Gherraf	Noureddine	Pr	Université d'Oum El Bouaghi	Co- Directeur
Mme	Ouslimani	Nassira	Pr	Université de Boumerdès	Examinatrice
Mr	Djemiat	Djamal Eddine	MCA	Université de M'sila	Examineur
Mr	Madani	Salim	MCA	Université de Sétif	Examineur

Année Universitaire 2021/2022

Remerciements

Je souhaite remercier en premier lieu, ALLAH, notre créateur pour le courage et la patience qu'il m'a donné pour accomplir ce travail;

Je désire exprimer ma profonde et vive reconnaissance à mon encadrant et directeur de thèse, M^r Benalia KOUINI et à mon co-encadrant M^r Noureddine GHERRAF pour leurs directives et conseils judicieux,

Je tiens également à remercier Monsieur Brahim SAFI, Professeur à l'Université de Boumerdès d'avoir accepté d'examiner mon travail ainsi que pour l'honneur qu'il me fait d'être président de mon jury de thèse.

Je remercie vivement Madame Nassira OUSLIMANI, Professeur à l'Université de Boumerdès, d'avoir accepté l'examen et l'évaluation de ce modeste travail.

Je voudrais remercier aussi Monsieur Djamel Eddine DJEMIAT, Maître de conférences à l'Université de M'sila, d'avoir accepté de bien vouloir examiner et juger ce travail.

J'adresse en outre mes chaleureux remerciements à Monsieur Salim MADANI Maître de conférences à l'Université de Sétif, d'avoir accepté de faire partie de ce jury.

Je voudrai également exprimer toute ma gratitude et remerciements à :

Mr Abdelbaki BENMOUNNAH directeur de l'Unité de Recherche Matériaux, Procédés et Environnement Boumerdès.

Mr Mohamed BOUOUDINA, Mr Abdelkrim HAZOURLI, Mr Rabah DJAFAR, et Mr Ali LOULACHI pour leur énorme aide tout au long de la réalisation de ce travail.

Mme Souhila CHAMI, ingénieur au centre de recherche et développement (CRD) Sonatrach Boumerdès.

Mr Nacer HEBBIR, doyen de la faculté des sciences exactes et sciences de la nature et de la vie, et Mr Mohamed Cherrif ADDAD, doyen de la faculté des sciences de la terre et de l'architecture à l'université d'Oum El Bouaghi.

Tout le personnel de l'Unité de Recherche Matériaux, Procédés et Environnement Boumerdès.

Tout le personnel des laboratoires : Laboratoire de revêtement, Matériaux et Environnement Boumerdès, Laboratoire de sciences analytiques, Matériaux et Environnement OEB, Laboratoire de Ressources naturelles et de gestion des Environnements sensibles OEB, Laboratoire des matériaux et structure des systèmes électromécaniques, pour leur fiabilité et leur disponibilité.

Tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

La lumière de ma vie ma très chère mère

L'héro de mon cœur mon très cher père

Mes chers frères

Ma chère sœur

Mes neveux Mouhamed et Ahmed

Mon enseignant à l'école primaire FERRAH Alloua

Et toutes mes amies.

Asma Nour El Houda

Résumé

Les polymères hydrosolubles sont utilisés dans les fluides de forage pour répondre à plusieurs fonctions tel la réduction du filtrat et la régulation de la viscosité. Le but de ce travail est concentré sur l'étude de l'effet de l'ajout des polymères hydrosolubles sur le pH, la densité, les propriétés rhéologiques et de filtration des fluides de forage, en variant la concentration et la composition du mélange, dans notre cas l'amidon est le polymère de base tandis que la CMC est ajoutée avec une concentration fixe.

Les fluides de forage formulés ont montré un comportement rhéologique pseudo plastique correspondant à celui de Herschel Bulkley.

Les additifs préparés au laboratoire APT, AM, PHR et PQO sont caractérisés par la DRX et l'IRTF, ce qui permet d'identifier leurs compositions.

L'ajout d'autres additifs naturels tels la poudre d'herbe, a prouvé son rôle dans l'amélioration des paramètres rhéologiques et de filtration d'un fluide vieilli. Aussi, la poudre de coquille d'œuf peut remplacer l'additif conventionnel (carbonate de calcium) sous des conditions déterminées. Cette étude sert à encourager l'utilisation des fluides de forage à base des additifs locales et naturels (la bentonite de la région de Meghnia et les additifs alimentaires), en respectant les facteurs éco-environnementales.

Mots clés

Polymères hydrosolubles, Fluide de forage, Formulation, Propriétés rhéologiques, Filtration, Valorisation, Environnement.

Abstract

Water-soluble polymers are used in drilling fluids to perform several functions such as filtrate reduction and viscosity control. The aim of this work is focused on the study of the effect of the addition of water-soluble polymers on the pH, density, rheological, and filtration properties of drilling fluids, by varying the concentration and composition of the mixture, in our case starch is the base polymer while CMC is added with a fixed concentration.

The formulated drilling fluids showed a pseudoplastic rheological behavior corresponding to that of Herschel Bulkley.

The additives prepared in the laboratory APT, AM, PHR, and PQO are characterized by XRD and FTIR, which allows identifying their compositions.

The addition of other natural additives, such as grass powder, has proven its role in improving the rheological and filtration parameters of an aged fluid. Also, the eggshell powder can replace the conventional additive (calcium carbonate) under certain conditions. This study serves to encourage the use of drilling fluids based on local and natural additives (bentonite from the Meghnia region and alimentary additives), respecting the eco-environmental factors.

Key-words

Water-soluble polymers, Drilling fluid, Formulation, Rheological properties, Filtration, Valorization, Environment.

المخلص

تُستخدم البوليمرات القابلة للذوبان في الماء في سوائل الحفر لأداء العديد من الوظائف مثل تقليل الترشيح وتنظيم اللزوجة. يتركز الغرض من هذا العمل على دراسة تأثير إضافة البوليمرات القابلة للذوبان في الماء على pH والكثافة والخصائص الريولوجية والترشيح لسوائل الحفر ، من خلال تغيير تركيز وتركيب الخليط ، في حالتنا يكون النشا هو البوليمر الأساسي بينما يضاف CMC بتركيز ثابت.

أظهرت سوائل الحفر المصاغة سلوكًا ريولوجيًا بلاستيكيًا زائفًا يتوافق مع سلوك هيرشل بولكلي.

تتميز المواد المضافة المحضرة في المخبر APT و AM و PHR و PQO بـ DRX و IRTF ، مما يجعل من الممكن التعرف على مكوناتها.

أثبتت إضافة الإضافات الطبيعية الأخرى مثل مسحوق العشب دورها في تحسين معايير الريولوجيا والترشيح لسائل قديم. أيضًا ، يمكن أن يحل مسحوق قشر البيض محل الإضافات التقليدية (كربونات الكالسيوم) في ظل ظروف معينة. تعمل هذه الدراسة على تشجيع استخدام سائل الحفر على أساس الإضافات المحلية والطبيعية (البنتونيت من منطقة مغنية والإضافات الغذائية) ، مع مراعاة العوامل البيئية والاقتصادية.

الكلمات المفتاحية

بوليميرات منحلة في الماء، سائل الحفر، خليط، خصائص ريولوجية، ترشيح، تميمين، المحيط.

Table des matières

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Table des matières	
Liste des figures	i
Liste des tableaux	v
Abréviations et symboles	
Introduction générale	1
<i>Chapitre I : Etude bibliographique</i>	
Introduction.....	6
I.1. Les fluides de forage	6
I.1.1. Définition.....	6
I.1.2. Types des fluides de forage.....	7
I.1.2.1. Les fluides à base d'eau	7
I.1.2.2. Les fluides à base d'huile	8
I.1.2.3. Les fluides à l'air, à la mousse et aux boues aérées.....	9
I.1.3. Les fonctions des fluides de forage.....	11
I.1.4. Les propriétés d'un fluide de forage.....	13
I.1.5. Types des fluides	17
I.1.5.1. Fluides Newtoniens.....	17
I.1.5.2. Fluides non-Newtoniens.....	18
I.1.6. Les modèles de comportement d'écoulement	19
I.2. Les argiles	23
I.2.1. Définition	23
I.2.2. Classification des argiles	24
I.2.3. Classification des formations argileuses.....	24
I.2.3.1. Les formations argileuses bouillantes	24
I.2.3.2. Les formations argileuses plastiques	24
I.2.3.3. Les formations argileuses gonflantes.....	25
I.2.4. La bentonite	25
I.2.4.1. Définition	25
I.2.4.2. Microstructure de la bentonite.....	26
I.2.5. Propriétés des bentonites	28
I.2.6. Interactions dans le système eau/bentonite.....	29
I.2.6.1. Dispersion de la bentonite	29
I.2.6.2. Les interactions et associations inter-feuillets	30
I.3. Les polymères	32
I.3.1. Définition	32
I.3.2. Enchaînement des unités constitutives	32
I.3.3. Classification des polymères.....	33

I.3.3.1. Les variations structurales des polymères	35
I.3.4. Les polymères hydrosolubles dans les fluides de forage.....	36
I.3.4.1. L'amidon.....	36
I.3.4.2. La Carboxyméthylcellulose.....	36
I.3.4.3. La cellulose polyaninoïque PAC.....	37
I.3.4.4. Les glycols	38
I.3.4.5. Copolymère d'acrylamide/ acrylate	38
I.3.4.6. Polyacrylamide partiellement hydrolysé	38
I.3.4.7. Copolymère de vinyl acétate et anhydrite maléique	39
I.3.4.8. Hydroxyéthylcellulose (HEC)	40
I.3.4.9. Gomme naturelle GUAR.....	41
I.3.4.10. Lignines et lignosulfonates	41
I.3.4.11. Lignine minière	42
I.3.4.12. Polyacrylates.....	42
I.3.4.13. Polymères synthétiques	42
III.4.14. Polysaccharides microbiens Gomme Xanthane.....	43
I.3.4.15. Tanin	44
I.3.4.16. Poly phosphates.....	44
I.3.4.17. Les silicates de sodium	45
I.3.5. Les fonctions principales des polymères dans les fluides de forage	46
I.3.5.1. Viscosifiants	46
I.3.5.2. Déflocculants	47
I.3.5.3. Flocculants.....	47
I.3.5.4. Surfactants	48
I.3.5.5. Additifs de filtrat	49
I.3.6. Types des interactions entre les particules.....	50
I.3.6.1. Interaction argile-eau.....	50
I.3.6.2. Interaction polymère-eau.....	50
I.3.6.3. Interaction argile-argile.....	50
I.3.6.4. Interaction argile-polymère.....	50
I.3.6.5. Interaction polymère-polymère.....	51
I.4. Les additifs naturels et déchets dans les fluides de forage.....	52
I.4.1. Additifs naturels et déchets utilisés dans les fluides de forage	54
I.4.2. Fonctions et avantages des additifs naturels dans les fluides de forage..	54
Références bibliographiques	57

Chapitre II : Matériels et méthodes

Préambule.....	71
II.1. Présentation des matériaux	71
II.1.1. L'amidon	71
II.1.1.1. Extraction de l'amidon de la pomme de terre	72
II.1.1.2. Extraction de l'amidon de maïs	73
II.1.2. La carboxyméthylcellulose	74

II.1.3. La bentonite	75
II.1.4. L'herbe	75
II.1.4.1. Préparation de la poudre d'herbe.....	76
II.1.5. Coquilles d'œuf.....	76
II.1.5.1. Préparation de la poudre de coquilles d'œuf	77
II.1.6. Chlorure de potassium	78
II.1.7. Hydroxyde de sodium.....	78
II.1.8. Carbonate de calcium.....	78
II.2. Les propriétés rhéologiques	78
II.2.1. Calcul des paramètres rhéologiques	80
II.3. Potentiel Zeta.....	81
II.4. pH.....	82
II.5. La filtration	83
II.5.1. Le volume de filtrat et le cake	83
II.6. La densité	83
II.7. Caractérisation des matériaux	84
II.7.1. Analyse par diffraction des rayons x.....	84
II.7.2. Analyse par spectroscopie FT-IR.....	85
II.8. Préparation des suspensions.....	86
II.8.1. Mode opératoire	86
II.8.2. Elaboration des mélanges	86
II.8.3 Vieillissement des mélanges	87
II.10.4. Préparations des mélanges en ajoutant de la CaCO ₃ et la poudre de coquille d'œuf.....	88
Références bibliographiques.....	90

Chapitre III : Résultats et discussions

Introduction.....	94
III.1. Rendement massique de l'amidon extrait.....	94
III.2. Influence de la concentration et la nature du polymère sur les caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques des suspensions	94
III.2.1. Suspensions APT.....	95
III.2.2. Suspensions AM.....	99
III.2.3. Comparaison entre les caractéristiques rhéologiques des suspensions APT et AM	102
III.3. Effet du vieillissement sur les propriétés rhéologiques et de filtration des suspensions en APT	106
III.3.1.1. La viscosité apparente.....	108
III.3.1.2. La viscosité plastique	108
III.3.1.3. Le yield point.....	109
III.3.1.4. Les gels.....	110
III.3.1.5. Le comportement rhéologique.....	111
III.3.1.6. Le volume de filtrat	111

III.4. Influence de l'ajout du PHR sur les propriétés rhéologiques et de filtration des suspensions vieilles	112
III.4.1.1. La viscosité apparente.....	113
III.4.1.2. La viscosité plastique	113
III.4.1.3. Le yield point.....	114
III.4.1.4. Les gels.....	115
III.4.1.5. Le comportement rhéologique.....	115
III.4.1.6. Le volume de filtrat	116
III.5. Influence de l'ajout du CaCO ₃ (CC) et la poudre de coquilles d'œuf (PQO) ...	117
III.5.1. Suspensions CC	118
III.5.2. Suspensions PQO	123
III.6. Analyse par spectroscopie Infra Rouge à Transformée de Fourier (FT-IR)....	127
III.6.1. Amidon extrait de la pomme de terre APT	127
III.6.2. Amidon extrait du maïs AM	129
III.6.3. Poudre d'herbe PHR	130
III.6.4. Poudre de la coquille d'œuf PQO	130
III.7. Analyse par DRX	132
III.7.1. Amidon extrait de la pomme de terre APT	132
III.7.2. Amidon extrait du maïs	133
III.7.3. Poudre d'herbe PHR.....	133
III.7.4. Poudre de coquille d'œuf PQO	134
Références Bibliographiques.....	136
Conclusion générale.....	141
Annexes	

Liste des figures

Chapitre I : Etude bibliographique

Figure I.1 :	<i>Représentation de la tension de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides newtoniens.</i>	17
Figure I.2 :	<i>Lois des comportements rhéologiques usuels</i>	19
Figure I.3 :	<i>(a) représentation théorique de la tension de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides Binghamiens (b) représentation réelle de la tension de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides Binghamiens</i>	20
Figure I.4 :	<i>(a) la courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées cartésiennes (b) la courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées logarithmiques</i>	21
Figure I.5 :	<i>la courbe d'écoulement des fluides en suivant le modèle de Herschel Bulkley</i>	22
Figure I.6 :	<i>Profil de viscosité typique pour une dispersion ou solution d'un polymère</i>	22
Figure I.7 :	<i>Représentation schématique d'une structure argileuse</i>	23
Figure I.8:	<i>Représentation schématique des différents ordres d'organisation de feuillets de smectite</i>	28
Figure I.9 :	<i>(a) représentation d'un polymère isotactique (b) représentation d'un polymère syndiotactique (c) représentation d'un polymère atactique</i>	33
Figure I.10 :	<i>(a) Structure d'un polymère linéaire (b) Structure d'un polymère ramifié (c) Structure d'un polymère réticulé</i>	34
Figure I.11 :	<i>Structure de l'amidon</i>	36
Figure I.12 :	<i>Structure de la CMC</i>	37
Figure I.13 :	<i>Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium)</i>	39
Figure I.14 :	<i>Anhydride maléique</i>	40
Figure I.15 :	<i>Structure de l'hydroxyméthylcellulose</i>	40
Figure I.16 :	<i>Structure de la gomme naturelle de GUAR</i>	41
Figure I.17 :	<i>Structure probable de l'unité répétitive de la gomme Xanthan</i>	44
Figure I.18 :	<i>Structure des anions silicates</i>	45
Figure I.19 :	<i>Viscosité en fonction de la concentration de différents poids moléculaire de polymère soluble dans l'eau</i>	46
Figure I.20 :	<i>(a) schéma illustrant le rôle de défloculation des polymères à faible poids moléculaire (b) schéma illustrant le rôle de floculation des</i>	48

Chapitre II : Matériels et méthodes

Figure II.1 :	<i>Forme structurale de l'amylose</i>	72
Figure II.2 :	<i>Forme structurale de l'amylopectine</i>	72
Figure II.3 :	<i>Etapas de l'obtention de l'amidon de pomme de terre (1) épluchure (2) coupage (3) séchage.</i>	73
Figure II.4 :	<i>(a) Grains de maïs ; (b) Amidon de maïs.</i>	74
Figure II.5 :	<i>Structure chimique de la CMC</i>	75
Figure II.6 :	<i>(a) L'herbe ; (b) Poudre d'herbe.</i>	76
Figure II.7 :	<i>Représentation artistique d'une vue en coupe transversale d'une coquille d'œuf de poulet</i>	77
Figure II.8 :	<i>(a) Coquilles d'œuf ; (b) Poudre de coquilles d'œufs</i>	77
Figure II.9 :	<i>Viscosimètre FANN35 A</i>	79
Figure II.10 :	<i>Rhéomètre AR2000.</i>	80
Figure II.11 :	<i>Zétasizer de Malvern</i>	82
Figure II.12 :	<i>pH/ORP mètre HI 2211 HANNA</i>	82
Figure II.13 :	<i>Filtre presse API</i>	83
Figure II.14 :	<i>Balance a boue FANN modèle 140</i>	84
Figure II.15 :	<i>ARL Equinox 100 X-Ray Defractomètre</i>	85
Figure II.16 :	<i>FT-IR Vertex 70 avec RAM II module.</i>	86

Chapitre III : Résultats et discussions

Figure III.1 :	<i>Effet de la variation de la concentration d'APT sur la viscosité plastique (cP), la viscosité apparente (cP).</i>	96
Figure III.2 :	<i>Effet de la variation de la concentration d'APT sur le yield point (lb/100ft²), le gel initial et le gel finale (lb/100ft²).</i>	97
Figure III.3 :	<i>Effet de la concentration d'APT sur le potentiel zeta et le pH.</i>	97
Figure III.4 :	<i>Rhéogrammes des fluides de forage en APT.</i>	98
Figure III.5 :	<i>Viscosités des fluides de forage en APT en fonction de la vitesse de cisaillement</i>	98
Figure III.6 :	<i>Effet de la variation de la concentration d'AM sur la viscosité plastique (cP), la viscosité apparente (cP).</i>	100

Figure III.7 :	<i>Effet de la variation de la concentration d'AM sur le yield point (lb/100ft²), le gel initial et le gel final (lb/100ft²)</i>	100
Figure III.8 :	<i>Effet de la concentration d'APT sur le potentiel zêta et le pH</i>	101
Figure III.9 :	<i>Rhéogrammes des fluides de forage en AM</i>	101
Figure III.10 :	<i>Viscosités des fluides de forage en AM en fonction de la vitesse de cisaillement</i>	102
Figure III.11 :	<i>Effet de la concentration d'APT et AM sur la viscosité apparente</i>	103
Figure III.12 :	<i>Effet de la concentration d'APT et AM sur la viscosité plastique</i>	103
Figure III.13 :	<i>Effet de la concentration d'APT et AM sur le yield point</i>	104
Figure III.14 :	<i>Effet de la concentration d'APT et AM sur le Gel₀ et Gel₁₀</i>	104
Figure III.15 :	<i>Effet de la concentration d'APT et AM sur le volume de filtrat.</i>	105
Figure III.16 :	<i>(a) suspension 0.6% vieillie (b) suspension 1.2% vieillie (c) suspension 2% vieillie.</i>	107
Figure III.17 :	<i>Effet du temps de vieillissement sur la viscosité apparente des différentes suspensions</i>	108
Figure III.18 :	<i>Effet du temps de vieillissement sur la viscosité plastique des différentes suspensions</i>	109
Figure III.19 :	<i>Effet du temps de vieillissement sur le yield point des différentes suspensions</i>	110
Figure III.20 :	<i>Effet du temps de vieillissement sur le Gel₀ et Gel₁₀ des différentes suspensions</i>	110
Figure III.21 :	<i>Comportement rhéologique de (a) suspensions avant vieillissement (b) suspensions 0.6% vieilles (c) suspensions 1.2% vieilles (d) 2% suspensions vieilles</i>	111
Figure III.22 :	<i>Effet du temps de vieillissement sur le volume de filtrat des différentes suspensions</i>	112
Figure III.23 :	<i>Effet de l'ajout du PHR sur la viscosité apparente des différentes suspensions</i>	113
Figure III.24 :	<i>Effet de l'ajout du PHR sur la viscosité plastique des différentes suspensions</i>	114
Figure III.25 :	<i>Effet de l'ajout du PHR sur le yield point des différentes suspensions</i>	114
Figure III.26 :	<i>Effet de l'ajout du PHR sur les gels des différentes suspensions.</i>	115
Figure III.27 :	<i>Comportement rhéologique des suspensions après l'ajout du PHR (a) 3g (b) 6g (c) 9g</i>	116
Figure III.28 :	<i>Effet de l'ajout du PHR sur le volume de filtrat des différentes suspensions</i>	117
Figure III.29 :	<i>Effet de la concentration du CC sur la viscosité apparente</i>	118

Figure III.30 :	<i>Effet de la concentration du CC sur la viscosité plastique</i>	118
Figure III.31 :	<i>Effet de la concentration du CC sur le yield point</i>	119
Figure III.32 :	<i>Effet de la concentration du CC sur les gels</i>	119
Figure III.33 :	<i>Effet de la concentration du CC sur la densité</i>	120
Figure III.34 :	<i>Effet de la concentration du CC sur le cake</i>	120
Figure III.35 :	<i>Effet de la concentration du CC sur le volume de filtrat</i>	121
Figure III.36 :	<i>Effet de la concentration du CC sur le pH</i>	121
Figure III.37 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur la viscosité apparente</i>	123
Figure III.38 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur la viscosité plastique</i>	123
Figure III.39 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur le yield point</i>	124
Figure III.40 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur les gels</i>	124
Figure III.41 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur la densité</i>	125
Figure III.42 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur le cake</i>	125
Figure III.43 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur volume de filtrat</i>	126
Figure III.44 :	<i>Effet de la concentration du PQO sur le pH</i>	126
Figure III.45 :	<i>Spectre FT-IR de l'APT</i>	128
Figure III.46 :	<i>Spectre FT-IR de l'AM</i>	129
Figure III.47 :	<i>Spectre FT-IR de l'PHR</i>	130
Figure III.48 :	<i>Spectre FT-IR de l'PQO</i>	131
Figure III.49 :	<i>Diffractionogramme RX de l'APT</i>	132
Figure III.50 :	<i>Diffractionogramme RX de l'AM</i>	133
Figure III.51 :	<i>Diffractionogramme RX de la PHR</i>	134
Figure III.52 :	<i>Diffractionogramme RX de la PQO</i>	135
Annexes		
Figure AI.1 :	<i>Cycle du fluide sur le site de forage</i>	A1
Figure AII.1 :	<i>Image macroscopique de la bentonite de Maghnia</i>	A2

Liste des tableaux

Chapitre I : Etude bibliographique

Tableau I.1 :	<i>Les avantages et les inconvénients d'un fluide de forage à base d'eau.</i>	8
Tableau I.2 :	<i>Les avantages et les inconvénients d'un fluide de forage à base d'huile</i>	9
Tableau I.3 :	<i>Certains groupes polaires et non polaires qui peuvent être incorporés dans une molécule de surfactant</i>	49
Tableau I.4 :	<i>Toxicité de certains additifs conventionnels dans les fluides de forage</i>	53
Tableau I.5 :	<i>Additifs naturels dans les fluides de forage : fonctions et avantages</i>	55

Chapitre II : Matériels et méthodes

Tableau II.1 :	<i>Composition des fluides en variant la concentration du APT</i>	87
Tableau II.2 :	<i>Composition des fluides en variant la concentration du AM</i>	87
Tableau II.3 :	<i>Composition des fluides en variant la concentration du PDH</i>	88
Tableau II.4 :	<i>Composition des fluides en variant la concentration du CC</i>	89
Tableau II.5 :	<i>Composition des fluides en variant la concentration du PQO</i>	89

Chapitre III : Résultats et discussions

Tableau III.1 :	<i>Rendement de l'extraction de l'amidon</i>	94
Tableau III.2 :	<i>Propriétés du fluide référence et des fluides (Référence+ APT)</i>	106
Tableau III.3 :	<i>Les propriétés des fluides après 192 h.</i>	107
Tableau III.4 :	<i>Les propriétés des fluides après l'ajout du PHR</i>	112

Annexes

Tableau IIA.1 :	<i>Géométrie de mesure cône / plan des rhéomètres TA Instruments</i>	A3
------------------------	--	----

Abréviations et symboles

WBM	Water-based mud (boue de forage à base d'eau)
OBM	Oil based mud (boue de forage à base d'huile)
API	American Petroleum Institute
FCL	Lignosulfonates de Ferrocrome
P	Pression de formation (Kg/cm ²)
h	Profondeur du forage (m)
d	Densité du fluide de forage
Gel 0	Gel à 10 secondes (lb/100ft ²)
Gel 10	Gel à 10 minutes (lb/100ft ²)
V	Volume filtré (cm ³ /s)
K	Perméabilité du cake (1 darcy = 1μm ²)
t	Temps mesuré au début de la filtration (s)
pb	phénophtaléine de la boue
pf	phénophtaléine du filtrat
Mf	Méthyle orange du filtrat
τ	contrainte de cisaillement (Pa)
μ	viscosité dynamique du fluide (pa.s)
γ	vitesse de cisaillement (s ⁻¹)
μ_N	viscosité newtonienne (pa.s)
τ_0	contrainte seuil (Pa)
μ_∞	viscosité infinie (Pa.s)
k	l'indice de consistance (lb.s ⁿ /100ft ²)
n	indice de comportement rhéologique d'une valeur inférieure à et sans dimension
τ_c	contrainte de Herschel (Pa)
C	le constant du temps du cross
Å	1 Å = 10 ⁻¹⁰ mètres
Mt	montmorillonite
CEC	Capacité d'échange cationique
PE	polyéthylène
PVC	Polychlorure de vinyl
CMC	Carboxyméthylcellulose

PAC	Polyanionique cellulose
PG	polyglycol
PEG	Polyéthylène glycol
PHPA	Polyacrylamide partiellement hydrolysé
HEC	Hydroxyéthylène cellulose
DS	Degré de substitution
SM	Substitution molaire
R	le rendement de l'amidon extrait (%)
MA	masse de l'amidon extrait en (g)
$M_{P/M}$	masse de la pomme de terre ou de maïs (g)
θ_{600}	lecture à 600 rpm
θ_{300}	lecture à 300 rpm
VA	viscosité apparente (cP)
VP	Viscosité plastique (cP)
Yp	Yield point (lb/100ft ²)
U	Mobilité électrique
V	Vitesse des particules
E	Champ électrique
ξ	potentiel zêta (mV)
ε	constante diélectrique des particules
ε_0	Permittivité du vide
ORP	Oxydéoréduction potentiel
in	Inch
APT	Amidon extrait de la pomme de terre
AM	Amidon extrait du maïs
PHR	Poudre d'herbe
CC	Carbonate de calcium
PQO	Poudre de coquille d'œuf

Introduction

Générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière existe depuis longtemps ; elle était et reste une source d'énergie inimitable. Le forage est considéré comme la première étape d'extraction du pétrole et du gaz du fond des puits vers le sol [1].

Les opérations de forage nécessitent l'injection de fluide de forage pour refroidir et lubrifier le trépan et le train de tiges, pour mieux contrôler les pressions des sous surfaces, pour protéger les formations productrices, pour maintenir la stabilité du trou de forage, pour aider à maximiser les taux de pénétration, pour faciliter la récupération et l'interprétation des données sur les formations, ainsi que d'autres fonctions [2].

De nombreux types de fluide de forage peuvent être préparés pour être libérés pendant l'opération de forage. Ici, il est important de souligner que la nature du fluide de forage varie d'une région à l'autre, ainsi que la qualité du pétrole et la structure géologique [3].

Néanmoins, le fluide de forage à base d'eau a été identifié comme étant le plus approprié et le plus largement utilisé en raison de sa disponibilité et de son faible coût par rapport à ses homologues. En outre, il convient de mentionner que le problème majeur auquel est confronté le fluide de forage est le changement de propriétés telles que la perte de circulation, le kick et la réduction de la pression hydrostatique [4].

Aujourd'hui, différents produits chimiques et polymères sont utilisés dans la formulation des fluides de forage afin de réguler les propriétés physico-chimiques des fluides tels que la viscosité, l'alcalinité et le pH, où l'introduction de la bentonite prouve sa capacité à améliorer la résistance du gel car elle est imperméable dans un état stable [5]. En outre, l'introduction de polymères dans la formulation du fluide de forage en tant qu'additif a été envisagée, en utilisant de l'amidon, de la carboxyméthylcellulose (CMC), de la Gomme Xanthan, et la cellulose polyanionique (PAC)...etc [6].

Il est intéressant de noter que, ces dernières années, le taux d'utilisation des amidons dans la formulation des fluides de forage en raison de son abondance et de son faible coût en plus de ses caractéristiques intéressantes a été augmenté [7, 8].

Des études approfondies ont été rapportées dans la littérature décrivant l'utilisation d'amidon comme additif dans les fluides de forage à base d'eau, se concentrant principalement sur les diverses méthodes employées pour la préparation de suspensions en utilisant différents types d'amidon (bananes, maïs, pommes de terre et blé) tout en variant les paramètres opérationnels (concentration, taille des particules, milieu de base), ainsi qu'une comparaison complète des effets de la nature des amidons sur les diverses propriétés [9, 10].

De plus, les graines de dattes, les coquilles d'œufs et l'herbe ont été proposées comme additifs potentiels dans le fluide de forage qui pourraient jouer le même rôle des additifs conventionnels [11, 12].

Ce travail vise à préparer des formulations de fluide de forage en utilisant des additifs écologiques, respectueux de l'environnement, abondants localement et moins chers.

L'objectif majeur de cette thèse est centré sur l'étude de l'effet de l'ajout des polymères hydrosolubles (amidon et CMC) sur les propriétés rhéologiques et de filtration dans des formulations de fluide de forage a base d'eau, en variant les paramètres opératoires pour optimiser le choix convenable, ainsi la possibilité de l'ajout des additifs naturels dans les mélanges préparés pour répondre à des facteurs éco-environnementales en investiguant dans les ressources locales et naturels et vérifier l'effet synergique.

Cette thèse est structurée en trois chapitres :

- ❖ Le chapitre I est consacré à l'étude bibliographique. Il est subdivisé en quatre parties :
 - La première présente les fluides de forage ; types, fonctions et caractéristiques ainsi les types des fluides newtoniens et non-newtoniens.
 - La deuxième est réservée aux notions sur les argiles, leurs classification et interactions.
 - La troisième partie résume des généralités sur les polymères, l'utilisation des polymères dans les fluides de forage.

- La quatrième discute l'ajout des additifs naturels et des déchets alimentaires dans les fluides de forage.
- ❖ Le chapitre II portera sur les matériaux et les appareils employés ainsi qu'aux techniques utilisées pour étudier l'effet de l'ajout des polymères, d'herbe et des coquilles d'œuf dans les différents mélanges préparés.
- ❖ Le chapitre III présente les résultats et les discussions concernant l'effet de l'ajout de l'amidon à partir de deux sources, une comparaison entre les paramètres rhéologiques et de filtration ainsi l'évaluation des propriétés des mélanges préparés sous des conditions opératoires différentes.

Finalement, une conclusion générale apporte les principaux résultats obtenus au cours de cette étude et quelques perspectives pour la poursuite de ce travail.

Références bibliographiques

- [1] Stevens P. History of the international oil industry. Global resources: Springer; 2013. p. 13-32.
- [2] Reiffsteck P, Lossy D, Benoît J. Forages, sondages et essais in situ géotechniques 2012.
- [3] Jones R, Wakeford M, Currey-Randall L, Miller K, Tonin H. Drill cuttings and drilling fluids (muds) transport, fate and effects near a coral reef mesophotic zone. Marine Pollution Bulletin 2021;172:112717.
- [4] Ahmed A, Alsaihati A, Elkatatny S. An overview of the common water-based formulations used for drilling onshore gas wells in the middle East. Arabian Journal for Science and Engineering 2021;46:6867-77.
- [5] Alakbari F, Elkatatny S, Kamal MS, Mahmoud M. Optimizing the gel strength of water-based drilling fluid using clays for drilling horizontal and multi-lateral wells. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: OnePetro; 2018.
- [6] Rodrigues RK, de FC Martins S, Naccache MF, de Souza Mendes PR. Rheological modifiers in drilling fluids. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics 2020;286:104397.
- [7] Omotioma M, Ejikeme P, Ume J. Improving the rheological properties of water based mud with the addition of cassava starch. IOSR Journal of Applied Chemistry 2015;8:70-3.
- [8] Ahmad HM, Kamal MS, Murtaza M, Al-Harhi MA. Improving the drilling fluid properties using nanoparticles and water-soluble polymers. SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition: OnePetro; 2017.
- [9] Assi AH. Potato starch for enhancing the properties of the drilling fluids. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering 2018;19:33-40.
- [10] Talukdar P, Kalita S, Pandey A, Dutta U, Singh R. Effectiveness of different starches as drilling fluid additives in non damaging drilling fluid. International Journal of Applied Engineering Research 2018;13:12469-74.
- [11] Wajheuddin M, Hossain ME. Development of an environmentally-friendly water-based mud system using natural materials. Arabian Journal for Science and Engineering 2018;43:2501-13.

- [12] Olamigoke O, Aghante TT, Iyalla F. An Experimental Study of Effects of Egg Shell and Snail Shell Powder on Rheological and Filtration Properties of Potassium Chloride Polymer Drilling Fluids. *Petroleum & Coal* 2020;62.

Chapitre I

Etude bibliographique

Introduction

L'industrie pétrolière est le pilier de l'économie mondiale, elle est considérée comme une source d'énergie inimitable depuis la découverte du pétrole et du gaz [1].

Le forage est la première étape de l'extraction du pétrole ou du gaz du fond des puits vers le sol, l'opération de forage nécessite l'injection du fluide de forage pour plusieurs raisons, et car la traversée des formations argileuses n'est pas une opération facile, de nombreux type de fluides de forage peuvent être préparés pour libérer l'opération de forage qui varie d'une région à l'autre. La connaissance et le contrôle des propriétés rhéologiques des fluides de forage ont une incidence majeure sur le bon déroulement d'une opération de forage [2]. Dans l'industrie des fluides de forage, certain minéraux d'argile comme la smectite, un constituant majoritaire de la bentonite, sont utilisés pour apporter la viscosité, la structure gel et le contrôle des pertes [3], Les argiles sont des nanoparticules particulièrement remarquables par leur ubiquité, réactivité, taille nanométrique et leur structure en feuillets qui offre une grande surface spécifique vis-à-vis de l'adsorption [4]. L'intérêt accordé à ces matériaux se justifie par l'importance de leur surface développée, par la présence de charges sur leur surface, leur possibilité d'échanger les cations et une large disponibilité dans la nature (plus de 99% de la composition du sol) [5].

Les polymères hydrosolubles présentent une partie de la composition des fluides de forage pour divers opérations de forage telles que fracturation, modification de perméabilité, cimentation, colmatage et contrôle de mobilité des phases aqueuses [6], l'introduction des polymères synthétiques depuis les années 1990 dans le domaine des WBM (water-based mud) et des OBM (oil-based mud), est une bonne alternative pour la résolution des problèmes rencontrés dans le forage avec les boues classiques. De plus, une grande attention a été portée à leurs avantages environnementaux [6-9].

De nos jours, les formulations des fluides de forage a connu l'addition de plusieurs additifs naturels et des déchets alimentaires pour répondre à des facteurs économiques et écologiques.

I.1. Les fluides de forage

I.1.1. Définition

Le fluide de forage ou boue de forage est l'ensemble formé des plusieurs composants liquide (eau, huile) et /ou gazeux (air ou gaz naturel) comprend en suspension d'autres additifs minéraux et organiques tels (les argiles, les polymères, les

tensioactifs, les déblais, les ciments...) [7]. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide de circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface [10]. Autrement dit, le fluide de forage est le mélange formé de plusieurs constituants dans le but d'assurer le forage de la roche pour y avoir du pétrole ou du gaz à la surface, en répondant aux plusieurs fonctions avec ce fluide. Le fluide est préparé dans des bacs à boues pour être injecté à l'intérieur des tiges jusqu' à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé [2, 11] (Annexe 1).

I.1.2. Types des fluides de forage

I.1.2.1. Les fluides à base d'eau

Ces fluides sont les plus utilisés dans le domaine du forage en raison de leurs avantages (tableau I.1), ils sont généralement composés par des suspensions d'argile, des solides inertes dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par l'ajout de plusieurs additifs [12, 13]. Ces fluides sont souvent désignés par (WBM).

a. Additifs qu'on peut trouver :

- Des viscosifiants : argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères.
- Des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide : amidons, carboxyméthylcellulose, celluloses polyanioniques, ou résines.
- Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles : KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé, les polyalkylèneglycols.
- Des agents alourdissant comme la barytine et le calcite qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable [14, 15].

b. Classification des fluides de forage à base d'eau :

- Boues douces ou bentonitiques (simplifiés, au FCL, à la chaux ou au gypse).
- Boues salées (saturées ou non-saturées).

Ces types de fluides de forage présentent des inconvénients sont présentés dans le tableau I.1.

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients d'un fluide de forage à base d'eau..

Avantage :	Inconvénients :
<ul style="list-style-type: none"> - Moins couteux - Moins polluant - Non-inflammable - Moins dangereux pour a santé - Très variés 	<ul style="list-style-type: none"> - Dégradation thermique des polymères utilisés - Hydratation des argiles - Dissolution des sels - Filtration - Sensible aux contaminants - Risque de bourrage - Corrosion

I.1.2.2. Les fluides à base d'huile

Ce sont des fluides dont la phase continue est de l'huile (pétrol, fuel, huile minéral, gazole...). Ces fluides sont souvent désignés par « Oil-Based muds » ou OBM [16-19], les boues à émulsion inverse sont les plus utilisées dans le domaine du forage.

Les avantages et les inconvénients de ce type sont présentés dans le tableau I.2.

Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients d'un fluide de forage à base d'huile.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Permettent de résoudre les problèmes rencontrés avec les fluides à la base d'eau - Pas d'hydratation des argiles - Pas de dissolution des sels - Pas de filtration - Pas d'endommagement des réservoirs - Caractéristiques plus faciles à maintenir - Moins sensible aux contaminants - Insensibilité aux contaminants habituels des fluides à base d'eau (NaCl, CaSO₄, ciment, argile) - Excellentes caractéristiques de filtration statique en température et pression, cake très mince - Réduction des risques de bourrage d'outil et d'accumulation des déblais sur les drill-collars et diminution du pistonnage lors des manœuvres 	<ul style="list-style-type: none"> - Polluant - Inflammable (risque d'incendie) - Santé du personnel - Problèmes pour de propretés des zones de travail - Cout de fabrication et de destruction généralement plus élevé que celui des fluides à base d'eau. - Difficulté pour voir les hydrocarbures (dans les déblais et avec certains outils de logging) - Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures.

I.1.2.3. Les fluides à l'air, à la mousse et aux boues aérées

a. Forage à l'air ou de gaz naturel

Dans certaines régions à formations dures et sèches, on utilise de l'air comprimé, d'azote ou du gaz naturel comme fluide de forage.

Cette méthode permet des vitesses d'avancement très élevées ais les formations aquifères ont tendance à provoquer un bourrage de l'outil et il se caractérise par l'usure rapide de la garniture de forage. Il est recommandé dans le cas des pertes totales

répétées de la boue (l'air réduit le cout du forage de 50 à 60% par rapport au forage à la boue) [20-22].

b. Forage à la mousse

Il s'agit d'un mélange d'air, d'eau et d'un moussant. Elles sont utilisées lorsque les terrains à traverser sont fracturés. Ces fluides de forage se caractérise par leur excellent pouvoir de remonter les déblais cependant le risque de cassage de la mousse est à redouter [22].

c. Forage a la boue aérée

Cette méthode implique l'injection de très grosse quantité d'air comprimé pouvant aller jusqu'à 95% dans la boue. Elle utilisée a fin de réduire la pression hydrostatique chaque fois qu'on rencontre des problèmes sévères de pertes, qu'on désire augmenter la vitesse d'avancement et qu'on veut réduire les frais [22].

d. Fluides de complétion et de Packer :

Ces fluides sont étudiés en fonction de la nature des réservoirs et de techniques de production adoptées. Les fluides de forage dans le domaine de complétion n'affectent pas la géométrie du sondage au droit et à proximité des horizons producteurs et n'altérant pas les possibilités du réservoir. Tandis que les boues de packer sont des boues dont les qualités sont sensiblement différentes de celles exigées pour le forage. Ce sont des fluides destinés à séjourner jusqu'à plusieurs années dans un espace annulaire [23-25].

Une boue de packer est une boue qui se déplace au-dessus d'un bouchon de ciment ou d'un packer de production dans l'espace annulaire casing-puits ou casing colonne technique si la production s'opère directement en casing ou dans l'espace annulaire casing-tubing. Son premier rôle est de maintenir au-dessus du bouchon de ciment ou d'un packer une pression hydrostatique suffisante pour empêcher toute venue de fluide en cas de fluide au packer ou à la cimentation [25, 26].

Les qualités demandées à ces boues sont les suivantes :

- Pouvoir être alourdi même à des densités élevées sans risque de sédimentation et ceci pendant des périodes prolongées.
- Ne pas devenir impompable dans le temps [27, 28].

I.1.3. Les fonctions des fluides de forage [21, 29-32]**a. Nettoyage des puits**

Le fluide de forage doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés plus couramment “cuttings” ou “déblais”.

b. Sédimentation des déblais fins en surface

Le fluide de forage doit laisser sédimenter les déblais fins en surface malgré que c'est le même fluide qui doit permettre le maintien en suspension des déblais, dans le cas du maintien en suspension dans le sondage, c'est à tous les déblais quelle que soit leur granulométrie et particulièrement aux particules les plus grosses, ceci dans une section réduite.

c. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

Le fluide de forage doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

d. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde

Du fait son passage en surface, le fluide en circulation permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil.

La circulation du fluide au droit de l'outil assure aussi son nettoyage ainsi que sa lubrification.

e. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

f. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile

A fin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, le fluide doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

g. Dépôt d'un cake imperméable

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. De ce fait il est possible de réaliser des “découverts” importants, donc de réduire le nombre des tubages techniques et réaliser ainsi une économie notable. Ce cake devra posséder certaines qualités qui sont fonction du type de boue et de l'équilibre physico-chimique du fluide.

h. Augmentation de la vitesse d'avancement

La vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et des caractéristiques du fluide conditionne les performances du forage (les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps manœuvre).

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement, les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

i. Entraînement de l'outil

Dans le cas du turboforage le fluide entraîne la turbine, cette fonction l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits.

j. Apport de renseignement sur le sondage

Le fluide de forage permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés.

k. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

La présence d'un fluide de forage d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garnitures de forage et tubage. Ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

Dans le cas du forage à l'air c'est le poids réel de la garniture que l'installation doit supporter.

l. Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide de forage au droit d'une formation poreuse et perméable exerçant une pression hydrostatique supérieur à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production. A fin d'éviter des colmatages, il est indispensable de choisir le type du fluide ayant la composition et les caractéristiques les mieux adaptées à la nature de la formation et du fluide qu'elle contient.

m. Corrosion et usure du matériel

Le fluide de forage peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, s'il recèle des matériaux abrasifs (sable).

Il peut aussi dans certains cas avoir une action corrosive électrolytique qui devra être minimisée en ajustant son équilibre chimique et / ou en y additionnant des agents anticorrosifs.

n. Toxicité et sécurité

Le fluide de forage ne devra pas présenter de dangers pour la santé du personnel ou de créer de risque d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation d'un type de fluide de forage à base d'huile. L'huile de fabrication devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en usage sur les chantiers.

I.1.4. Les propriétés d'un fluide de forage [3, 20, 33-35]**a. La densité**

C'est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de température et pression. La densité est une caractéristique très importante et doit être contrôlée régulièrement. La densité doit être telle que la pression hydrostatique soit suffisante pour contrôler les fluides de formation (eau, gaz, huile) et ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du forage (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation.

La pression hydrostatique exercée par le fluide de forage au fond du forage est donnée par l'expression suivante :

$$P = \frac{h.d}{10} \quad (1)$$

Ou :

P : pression de la formation (kg/cm²)

h : profondeur du forage (m)

d : densité du fluide de forage

b. La viscosité

La viscosité est une propriété qui permet au fluide de résister à mouvement relatif interne et à l'écoulement uniforme, la viscosité d'un fluide constitue une résistance à la déformation et glissement relatif des couches. Cette propriété se manifeste par le fait qu'au centre d'un liquide réel dans des conditions bien déterminées surgissent des contraintes tangentielles.

i. La viscosité apparente :

Par définition c'est le rapport entre la contrainte de cisaillement sur le taux de cisaillement.

ii. La viscosité plastique

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans le fluide de forage, une augmentation de viscosité plastique ne pourra être donc combattue que par l'élimination des solides. Par ailleurs la viscosité plastique est également liée à la taille des particules et à leur forme.

iii. La contrainte seuil « yield point »

La contrainte seuil est la mesure de la résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de la surface des particules. C'est une mesure dynamique. La contrainte seuil dépend des types des solides présents, de leurs charges de surface, respectives de la concentration de ces solides, du type et la concentration des autres ions ou celles qui peuvent être présents.

iv. Gels

Un fluide de forage laissé au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit réversible et non instantané.

Le caractère thixotropique d'un fluide de forage est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos du fluide de forage de 10 minutes, ce qui est appelé le gel 10.

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la contrainte seuil avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique.

- Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation du fluide. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre du type FANN35 ou autres à une vitesse de 3 tr/min, il est exprimé en lb/100ft².
- Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos du fluide de 10 minutes, la mesure est faite de la même manière que pour le gel 0, il est exprimé en lb/100ft².

c. Le filtrat

Le filtrat est la quantité de la phase liquide du fluide de forage qui pénètre à l'intérieur de la formation sous l'action de la pression différentielles, on distingue deux types de filtrat : un filtrat statique (pas de circulation) et un filtrat dynamique (avec circulation). Le filtrat d'un fluide de forage est mesuré à l'aide d'un appareil filtre presse API dans les conditions de pression et temps.

i. La filtration statique

La vitesse de filtration est proportionnelle à la racine carrée du temps

$$V = k\sqrt{t} \quad (2)$$

Ou

V : volume filtré (cm³/s)

K : perméabilité du cake (1 darcy = 1μm²)

t : temps mesuré au début de la filtration (s)

ii. La filtration dynamique

La filtration dynamique est différente à la filtration statique avec un taux de filtration plus considérable et il n'y a aucune corrélation directe entre les deux.

Aussitôt que le trépan est en contact avec une roche perméable, que la filtration dynamique débute.

Pour un filtrat important, les éboulements des parois sont redoutés, et pour un filtrat minime, le risque de masqué exagérément les venues des fluides est présent.

d. Cake

Le cake est une pellicule protectrice des parois du forage qui forme suite au commencement de la filtration de la phase liquide du fluide de forage. Si le diamètre des pores et fissures des formations traversées est inférieur à une partie des argiles en suspension, il y a filtration et dépôt de ces éléments en suspensions sur les parois constituons ainsi le cake.

Le cake ne se forme pas sur une formation imperméable, il joue un rôle inverse au filtrat (trop mince, il ne retient pas suffisamment les parois, trop épais, risque de s'effriter et des éboulements par la suite).

e. Thixotropie

C'est une propriété du fluide de forage de former un état de repos, cet état de repos se détruit lorsque le fluide est agité. Grâce à cette propriété, un fluide de forage tient en suspension les déblais lorsque celui-ci est au repos.

f. Teneur en sable

Provenant des formations traversées, le sable est dangereux par son action abrasive dans tout le circuit où il circule (pompes à boues, garniture, trépan, chemise et piston) ; et il alourdit la densité de la boue. Par recommandation, il est de ne pas dépasser une teneur maximale de 5%. On filtre la boue sur un tamis de 200 mesh Tyler (ouverture = 0.074 cm^3) et on mesure dans une éprouvette graduée le pourcentage en volume de sable dans la boue. On appelle sable en terminologie boue toutes les particules solides dont le diamètre est supérieur à 0.0075 mm.

g. pH

Le pH permet d'indiquer la concentration des ions H^+ (ou OH^-), pratiquement le pH des fluides de forages actuels varie entre 6 et 13.5 environ, ou il est mesuré soit par une méthode colorimétrique ou électrométrique.

h. L'alcalinité

Un bon contrôle des propriétés d'un fluide de forage ne peut pas effectuer seulement en mesurant le pH surtout pour les valeurs élevées ou la mesure sera difficile à contrôler. Ce qui dirige vers une autre mesure qui est l'alcalinité, la mesure des alcalinités donne les concentrations en bases solubles ou insolubles. Au niveau des fluides de forage, ces bases sont principalement des carbonates, bicarbonates et hydroxydes et à un degré moindre, les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques.

Trois alcalinités sont mesurées en pratique pb, pf, Mf ou b signifie boue, p phénolphtaléine, f filtrat, M méthylorange, le virage à la phénolphtaléine se produit à pH égal à 8,2 et celui du méthylorange est de 4,2.

- L'alcalinité pb : c'est la quantité d'acide H_2SO_4 , N/50 nécessaire pour neutraliser 1 cm^3 de la boue, dilué avec de l'eau distillée ou le dosage doit être très rapide pour déterminer la teneur de la boue en $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

- L'alcalinité pf et Mf : se détermine de la même façon que l'alcalinité pb, sauf qu'on utilise 1 cm³ du filtrat de la même boue de forage.

I.1.5. Types des fluides

I.1.5.1. Fluides Newtoniens

Pour ces fluides, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement, si l'un double, l'autre double également [36, 37]. L'équation rhéologique est :

$$\tau = \mu\gamma \quad (3)$$

Avec

τ : contrainte de cisaillement (Pa)

μ : viscosité dynamique du fluide (pa.s)

γ : vitesse de cisaillement (s⁻¹)

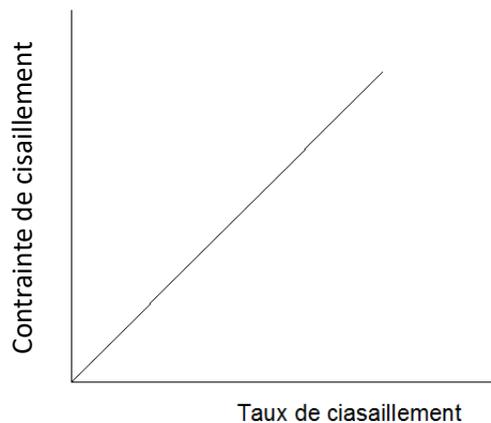


Figure I.1 : Représentation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides newtoniens.

La courbe est une droite passant par l'origine, le fluide se met en mouvement dès qu'une force supérieure à zéro lui est appliquée [38-40] comme le montre la figure I.1.

Ce type de fluide est représenté par l'eau et le gas-oil.

Pour le fluide newtonien le rapport $\mu = \frac{\tau}{\gamma}$ est constant à température et pression constante.

I.1.5.2. Fluides non-Newtoniens

a. Fluides rhéofluidifiants

Pour un fluide rhéofluidifiant ou pseudo-plastique quand le taux de cisaillement augmente la viscosité diminue. D'un produit à un autre la dépendance de la viscosité au taux de cisaillement peut varier considérablement, tandis que pour le même liquide sa température et sa concentration influent sur cette variation. Lorsque le taux de cisaillement plus élevé déforme et/ou réorganise les particules, ce fait réside la rhéofluidification [41, 42].

b. Les fluides rhéoépaississants

Pour un fluide rhéoépaississant la viscosité augmente en parallèle avec le taux de cisaillement, on rencontre ce type de comportement dans les suspensions très concentrées. Pour un fluide rhéoépaississant le solvant agit comme lubrifiant entre les particules en suspension lorsque le taux de cisaillement est faible, c'est-à-dire il se manifeste comme un comportement dilatant. Une fois le taux de cisaillement est élevé, le solvant est expulsé, cela augmente la compacité des particules [43].

c. Les fluides plastiques

Pour un fluide plastique, il présente un seuil de plasticité [44]. Dans la pratique, il faut appliquer une force importante avant que la matière ne commence à couler comme un liquide. La matière stocke l'énergie de déformation si la force appliquée est inférieure à la force correspondante au seuil de plasticité, le liquide peut s'écouler comme un liquide newtonien dès que le seuil de plasticité est dépassé, dans ce cas on l'appelle un liquide plastique de Bingham [45, 46] (voir figure I.2)

d. Les fluides thixotropes

Pour un fluide thixotrope est le fluide rhéofluidifiant dont la viscosité diminue non seulement lorsque le taux de cisaillement augmente, mais également en fonction du temps avec un taux de cisaillement constant. Le comportement des fluides thixotropes est étudié généralement dans un test de bouclage. L'agitation préalable de l'échantillon facilite l'écoulement d'un matériau [44].

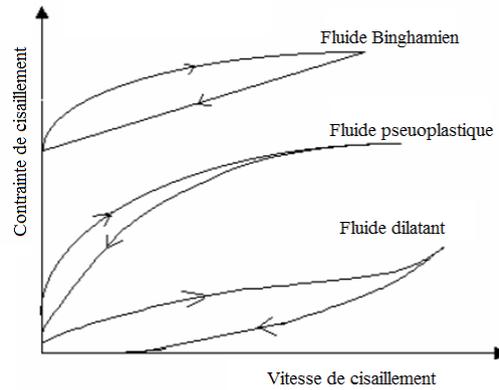


Figure I.2 : Lois des comportements rhéologiques usuels.

e. Les fluides rhéoepexes

Pour le fluide rhéoepexe il présente un comportement contrairement au fluide thixotrope, la structure interne du fluide s'organise sous un faible taux de cisaillement, cela conduit à l'augmentation de la viscosité [44].

f. Les fluides anti-thixotropes

Pour un fluide anti-thixotrope est un système rhéoépaississant, sous l'effet de l'augmentation du taux de cisaillement, la viscosité augmente. Mais également en fonction du temps avec un taux de cisaillement constant. Et comme les fluides thixotropes, le comportement des fluides anti-thixotropes est étudié dans un test de bouclage [44].

I.1.6. Les modèles de comportement d'écoulement

a. Le modèle newtonien

$$\tau = \mu_N \dot{\gamma} \quad (4)$$

Avec

τ : contrainte de cisaillement (Pa)

μ_N : viscosité newtonienne (pa.s)

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement (s^{-1})

b. Le modèle Bingham

Pour ce modèle, la tension de cisaillement varie linéairement avec le taux de cisaillement mais à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer

une force minimale pour mettre le fluide en mouvement. Cette force correspond à la tension limite de cisaillement ou yield point [47, 48].

L'équation d'écoulement est :

$$\tau = \tau_0 + \mu_{\infty} \dot{\gamma} \quad (5)$$

Avec

τ_0 : contrainte seuil (Pa)

μ_{∞} : viscosité infinie (Pa.s)

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- Tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement.
- Viscosité plastique qui correspond au rapport de la variation de la tension de cisaillement à la variation correspondante du taux de cisaillement.

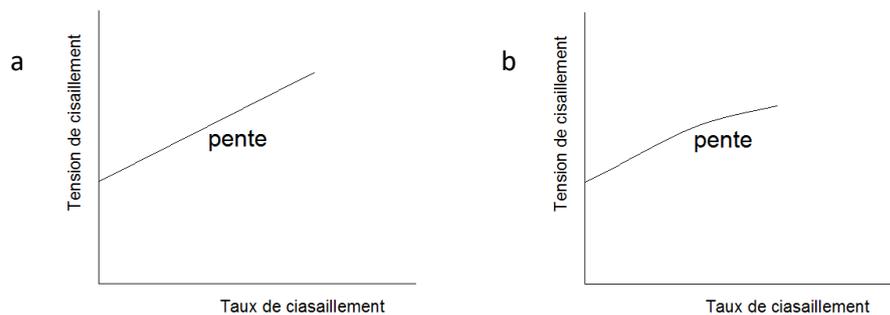


Figure I.3 : (a) représentation théorique de la tension de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides Binghamiens (b) représentation réelle de la tension de cisaillement en fonction du taux de cisaillement en coordonnées cartésiennes pour les fluides Binghamiens [49].

L'expérience montre que de nombreux fluides ne répondent pas exactement à une telle loi mais que leur courbe d'écoulement surtout aux faibles taux de cisaillement s'écarte plus ou moins de la courbe théorique (figure I.3 (b)).

c. Le modèle de loi de puissance

Le modèle en puissance (le modèle d'Ostwald) se met en mouvement dès qu'on lui applique une force de cisaillement aussi faible soit elle, mais à leur différence, la tension de cisaillement n'est pas proportionnelle au taux de cisaillement. Elle est

proportionnelle à la puissance nième de celui-ci, d'où l'appellation également utilisés de « fluides en puissance » [47, 48, 50] (voir figure I.4).

L'équation d'écoulement est :

$$\tau = k\gamma^n \quad (6)$$

Où k : l'indice de consistance ($\text{lb}\cdot\text{s}^n/100\text{ft}^2$)

n : indice de comportement rhéologique d'une valeur inférieure à 1 et sans dimension.

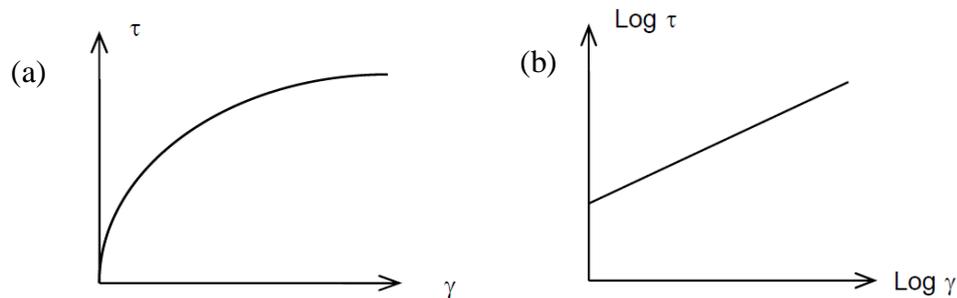


Figure I.4 : (a) la courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées cartésiennes (b) la courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées logarithmiques.

d. Le modèle de Herschel-Bulkley

Le modèle de Herschel-Bulkley et celui permettant de décrire la plus part des fluides plastiques, la courbe d'écoulement de tels fluides finit par devenir rectiligne au-delà d'une certaine contrainte critique appliquée [47, 48] (voir figure I.5).

L'équation d'écoulement est :

$$\tau = \tau_c + K\gamma^n \quad (7)$$

Avec

τ_c : contrainte de Herschel (Pa)

K : consistance de la structure

n : paramètre adimensionnel compris entre 0 et 1 (indice de structure)

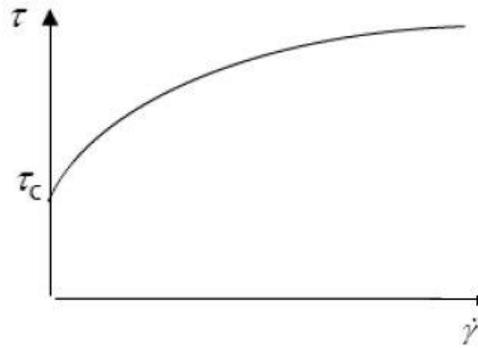


Figure I.5 : la courbe d'écoulement des fluides en suivant le modèle de Herschel Bulkley [51].

e. Le modèle de cross

Le modèle de Cross est très utilisé de nos jours, il peut être utilisé pour extraire les nombres significatifs de l'ensemble de la viscosité et de la vitesse de cisaillement, on le trouve dans les logiciels des rhéomètres [47, 48, 50, 52] (voir figure I.6).

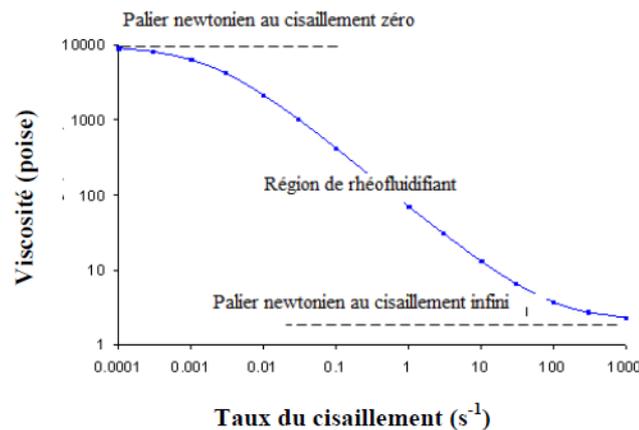


Figure I.6 : Profil de viscosité typique pour une dispersion ou solution d'un polymère [52].

L'équation d'écoulement est :

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{1 + (C\dot{\gamma})^m} \quad (8)$$

Avec

η_0 : la viscosité au cisaillement zéro

η_{∞} : la viscosité à l'infini de cisaillement

C : le constant du temps du cross

m : constante de taux

I.2. Les argiles

I.2.1. Définition

Depuis la plus haute antiquité, l'argile est connue et utilisée comme une matière première dans les diverses sociétés humaines. Le mot argile vient du grec "argiles" dérivé de "argillos" qui veut dire blanc ou du latin "argila" ; c'est la couleur du matériau utilisé en céramique qui a conduit les anciens à lui donner ce nom [53, 54].

Pour un géologue, l'argile est considérée comme tout minéral de faible granulométrie. Cependant, cette définition n'est pas unique parce que le terme "argile" englobe deux connotations, l'une liée à la taille des grains et l'autre à la minéralogie.

Les formations les plus souvent forées sont des argiles dans lesquelles le type et la quantité de minéraux argileux présents représentent un des aspects les plus importants qui déterminent les caractéristiques chimiques et mécaniques de la roche. Le choix du fluide de forage est souvent lié aux réactions entre le fluide et la roche, car celles-ci influencent la stabilité du puits. Il est donc important de bien comprendre le rôle de la chimie des argiles dans la sélection des systèmes des fluides de forage et de la stabilité du puits [55-58].

Les minéraux argileux sont des aluminosilicates hydratés, de la famille des phyllosilicates, ils se représentent sous forme de particules de petites dimensions où leur structure est composée de la superposition de deux unités ou couches, l'une tétraédrique (T) et l'autre octaédrique (O). Ces deux couches superposées forment le feuillet. Entre deux feuillets se trouve l'espace interfoliaire qui varie selon le degré d'hydratation d'une argile donnée (figure I.7).

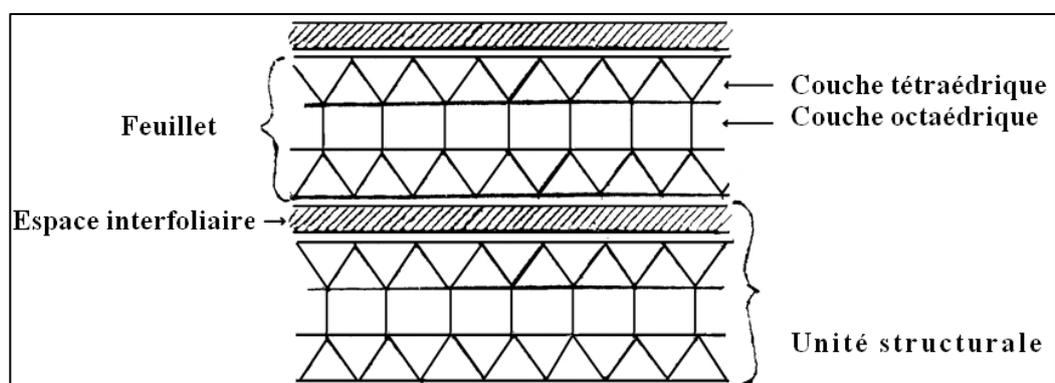


Figure I.7 : Représentation schématique d'une structure argileuse [59].

I.2.2. Classification des argiles

On distingue quatre groupes basant sur l'épaisseur et la structure du feuillet :

- Minéraux à 7 Å : le feuillet est constitué d'une couche tétraédrique et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T : O ou de type 1 : 1. Son épaisseur est d'environ 7 Å.
- Minéraux à 10 Å : le feuillet est constitué de deux couches tétraédriques et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T : O : T ou de type 2 : 1. Son épaisseur est d'environ 10 Å.
- Minéraux à 14 Å : le feuillet est de l'alternance de feuillets T : O : T et de couches octaédriques inter-foliaires.
- Minéraux inter-stratifiés : l'épaisseur du feuillet est variable. Ces minéraux résultent du mélange régulier ou irrégulier d'argiles appartenant aux groupes des Kaolinites, Smectites ou Illites [60, 61].

I.2.3. Classification des formations argileuses

Les argiles dans les formations géologiques ont été classées d'un point de vue pratique en trois catégories [62] :

I.2.3.1. Les formations argileuses boulanges (sloughing shales ou brittle shales) : sont généralement constitués par des schistes ou des marnes peu consolidés avec une structure feuilletée. Du point de vue minéralogique, elles sont composées d'illite et de kaolinite avec rarement de la montmorillonite. Lors du forage, ces formations ont tendance à s'ébouler, s'effondrer entraînant la formation de caves importantes. Pour ces argiles, les fluides émulsionnés sont généralement peu utilisés.

Leur efficacité montre que les boues à base d'eau sont satisfaisantes et qu'une augmentation de la viscosité du gel apporte une bonne contribution à la solution aux problèmes. En Algérie, ces argiles boulanges sont largement répandues dans la région de Timimoune, Ain Salah, Adrar et les hauts plateaux du nord du Sahara [63].

I.2.3.2. Les formations argileuses plastiques (plastic shales, wet shales, gumbo shales ou softening shales) : ont la particularité de se refermer plus ou moins vite sur les outils et les garnitures de forage. Elles causent par conséquent les problèmes de coincement conduisant à l'échec de tubage et cimentation, nécessitant un reforge. Sur le plan géologique, ces argiles sont situées dans le grand ensemble à prédominance d'évaporites qui s'étend au Lias à la place du Trias. Du point de vue minéralogique, elles sont

composées essentiellement d'un mélange d'illite, et de chlorite. La plasticité des argiles a été observée pour la première fois dans les cuttings du puits lors du forage en Gulf Coast [64]. Cette plasticité in situ a été souvent évoquée pour expliquer les problèmes rencontrés [65]. En Algérie, le problème des argiles plastiques s'est manifesté pour la première fois en 1954, dans le nord du Sahara, lors du forage du puits TE#1 dans la région de Touggourt, par un coincement à 3458 m après un passage rapide d'un blanc de sel massif. Ce problème a nécessité la poursuite du forage en déviation [63].

I.2.3.3. Les formations argileuses gonflantes (hydratable shales, swelling shales ou heaving shales) : sont des argiles caractérisées par une capacité importante de gonflement qui va au cours du forage s'ajouter à celles des minéraux argileux intentionnellement ajoutés à la boue afin de lui conférer un certain nombre de propriétés. Ces argiles gonflantes provoquent une forte augmentation de la viscosité de la boue et le bouchage des tamis vibrants. Les argiles gonflantes sont généralement rencontrées à des profondeurs relativement faibles. Du point de vue minéralogique, elles sont caractérisées par une forte teneur de 20 à 40% de montmorillonite avec une teneur en eau allant jusqu'à 40% et de 20 à % en illite. Pour ces argiles qui causent le problème de bourrage des outils, la formation de bouchons dans l'annulaire ainsi que les risques de perte de coincement de la garniture des boues à l'huile et au KCl apportent une amélioration notable. Différentes classes ont été proposées dans la littérature, avec une minéralogie basée principalement sur les teneurs respectives en montmorillonite et en illite.

Ces argiles gonflantes sont rencontrées en Algérie à partir de Néocomien et le plus souvent associées à la présence de sable, sel et dolomite.

I.2.4. La bentonite

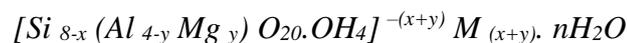
I.2.4.1. Définition

Les matériaux argileux ont été nommés tout d'abord taylorite, d'après les études de William Taylor sur leurs gisements aux États Unis. En 1898, Knight a utilisé le terme bentonite parce que le premier site découvert était proche de Fort Benton dans la région Wyoming/Montana, aux États Unis [66]. La bentonite est une roche volcanique qui s'est déposée sous forme de cendres volcaniques dans des eaux douces ou salées il y a des millions d'années. Ces cendres se sont chimiquement modifiées en bentonite.

La bentonite sodique est formée des cendres déposées dans l'eau de mer, tandis que la bentonite calcique est formée des cendres déposées dans l'eau douce. La bentonite provient aussi de l'altération de roches siliceuses comme le basalte et le granite [67].

Le terme bentonite désigne actuellement le nom commercial d'un minéral qui contient essentiellement des smectites, dont la forme géologique la plus commune est la montmorillonite, appellation dérivant du nom d'un gisement à Montmorillon, au sud de la France. Selon la nature du gisement, la bentonite peut contenir une variété de minéraux autres que la montmorillonite. Il s'agit de minéraux argileux comme l'attapulgite, le kaolin, le mica et l'illite ou de minéraux non argileux comme le quartz, le feldspath, la calcite et le gypse [68].

En Algérie, les gisements de bentonite les plus importants économiquement se trouvent dans l'Oranie (ouest Algérien). On relève en particulier la carrière de Maghnia (Hammam Boughrara) dont les réserves sont estimées à un million de tonnes et de celle de Mostaganem (M'zila) avec des réserves de deux millions de tonnes [69]. La formule idéalisée d'une maille unitaire de la montmorillonite peut décrire [70, 71] :



Le complexe entre crochets indique : le nombre de tétraèdres et octaèdres dans le feuillet.

M (x+y): est le cation échangeable dans l'espace interfoliaire.

x : est la proportion d'atome de Si substitué par Al tétraédrique.

y : est la proportion d'Al dans la couche octaédrique substitué par Mg.

1.2.4.2. Microstructure de la bentonite

a. La cristallite et feuillet

La cristallite est la cellule de base des minéraux argileux. Elle est constituée de feuillets et d'interfeuillet ou d'espace interfoliaire.

Les feuillets sont les unités de base de la structure qui définissent la nature minéralogique, les propriétés physico-chimiques ainsi que le comportement macroscopique des argiles. Chaque feuillet est lui même formé de la superposition de deux ou trois couches cristallisées, dans lesquelles les atomes sont régulièrement distribués. L'interfeuillet est constitué d'eau assurant la liaison électrochimique entre les

feuillet. L'épaisseur totale du feuillet et de l'espace interfeuillet associé est d'environ 14 Å [72-75].

b. Particule

La particule est une unité structurale élémentaire qui résulte de l'empilement de quelques feuillets ou quelques cristallites. Les particules constituent le premier niveau d'organisation. La structure de la particule peut se présenter suivant trois grands types d'empilements :

- i. Empilement ordonné : où les feuillets sont empilés les uns sur les autres dans un ordre parfait.
- ii. Empilement semi-ordonné (ou désordre translationnel) : les feuillets successifs présentent des translations "semi-définies". Ils sont séparés par quelques molécules d'eau, l'épaisseur de la particule est variable et dépend du degré d'hydratation. Ils peuvent glisser latéralement les uns sur les autres.
- iii. Empilement désordonné (ou désordre turbostratique) : les feuillets successifs présentent des translations et/ou des rotations aléatoires. Les feuillets sont séparés par un film d'eau permettant une libre rotation autour d'un axe perpendiculaire au plan de la particule [73, 75, 76].

c. Floc, agrégat

Le floc est le regroupement des particules. L'ensemble est gorgé d'eau est donc facilement déformable sous cisaillement.

L'agrégat est l'association de particules pluri-feuillets. Ils ont une taille qui varie de 0.1 à 10 microns (ordre 3) [76]. L'agrégat est plus ou moins dense selon la texture et le nombre des particules, ainsi que les distances entre elles. La formation d'un réseau (ordre 4) donne à la suspension, des propriétés mécaniques spécifiques [75, 77] (voir figure I.8).

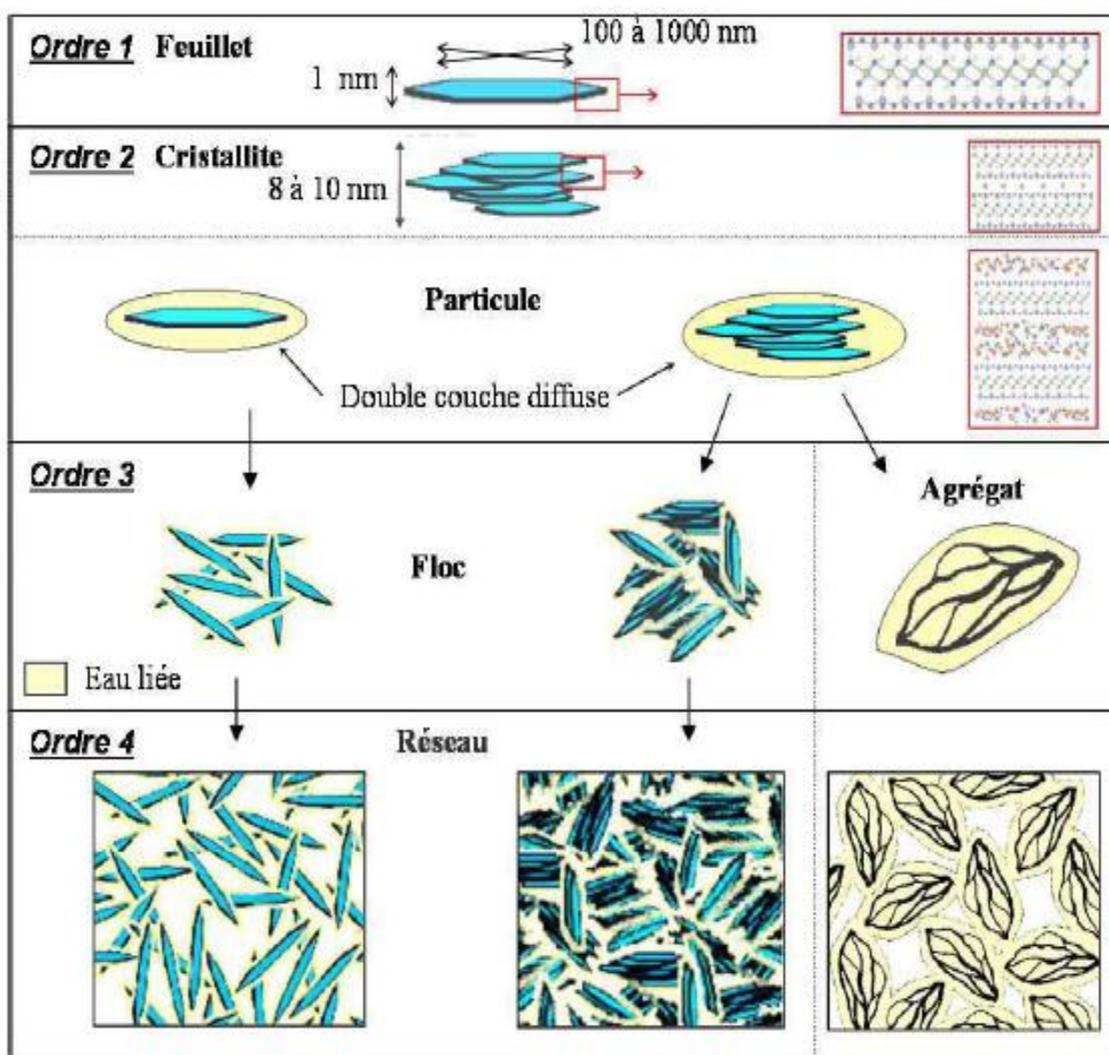


Figure I.8 : Représentation schématique des différents ordres d'organisation de feuillets de smectite [77].

I.2.5. Propriétés des bentonites

a. L'hydratation et le gonflement

Une bentonite peut former un solide hydraté et un gel et/ou une suspension plus ou moins stable, en présence d'eau. Grâce au caractère gonflant de cette argile. Ce gonflement est directement lié au nombre de couches d'eau adsorbées entre les feuillets.

Les montmorillonites Mt possèdent la propriété de gonflement la plus intéressante de tous les minéraux de la famille des phyllosilicates, il est intéressant de noter qu'une Montmorillonite, même séchée à 105°C, présente généralement une distance interfoliaire d'environ 12 Å, témoignant de la présence d'eau liée entre ses feuillets [78, 79].

b. Capacité d'échange cationique

La capacité d'échange cationique (CEC) mesure la capacité d'une argile à échanger des cations. Elle mesure la concentration en cations non fixés dans la couche diffuse et dépend de la charge totale (i.e., charge de surface et structurale). La CEC est en fonction du pH, elle est généralement donnée pour un pH neutre (7) [80].

Plusieurs méthodes pour déterminer la CEC ont été engendrées. Au début, la détermination du CEC des argiles a été effectuée en saturant l'argile par un cation puis en éliminant l'excès du sel utilisé pour le traitement. Ce cation est échangé par plusieurs cycles d'échange/lavage par un autre cation [81]. Les solutions recueillies sont employées pour la détermination de la quantité du cation remplacé.

D'autres méthodes ont été proposées par l'utilisation de surfactants cationiques [82], des ions cobalthéxamine [83, 84], silverthiourée [85], cuivré bis-éthylène diamine [86] ou cuivré triéthylène tétramine [66].

c. Colloïdalité

La Colloïdalité de l'argile vient du fait des charges négatives présentes à la surface des particules sollicitent des forces répulsives entre les grains argileux, et les particules n'auront plus tendance à se réunir en agrégats assurant la stabilité de la suspension. Dans le cas de la Mt, la charge négative est formée par un noyau argileux entouré d'ion O^{2-} et OH^- fortement liés, autour duquel gravite un nuage d'ions positifs assurant la neutralisation du système (H^+ et cations échangeables) [87].

Les propriétés colloïdales sont d'une grande importance pour les procédés de purification des argiles, car elles nous permettent d'éliminer des impuretés non argileuses de densité relativement élevées par sédimentation.

I.2.6. Interactions dans le système eau/bentonite

I.2.6.1. Dispersion de la bentonite

La bentonite est une argile minérale de caractère unique connue par des propriétés particulières de sa structure et de sa capacité de gonfler dans l'eau jusqu'à ce que l'argile se disperse. Le caractère hydrophile des surfaces des montmorillonites et la présence des cations hydratés dans la galerie interfoliaire contrôlent les propriétés du gonflement [88]. Le degré d'hydratation de l'argile dépend de la nature du cation hydraté et de l'humidité relative. "Ces cations présents en solution sont attirés vers les surfaces de feuillets d'argile chargés négativement. Ils sont par ailleurs repoussés de

ces surfaces par la force osmotique qui tend à uniformiser la concentration en cations dans la solution. Il résulte ces deux effets opposés une certaine distribution des cations au voisinage des feuillets'' [89].

Lorsque l'hydratation se poursuit par le gonflement des particules, en présence de l'eau, la bentonite peut former un solide hydraté, une suspension ou un gel. Cela est possible grâce au caractère gonflant de cette argile. Ces types de gels sont caractérisés par des particules très lâches constituées d'un nombre faible de feuillets (en moyenne 5), voire des feuillets isolés, situés à des distances allant 30 à quelques centaines d'Å. L'ensemble forme un réseau très souple, avec des propriétés très importantes de viscosité et de thixotropie [76]. Le volume du matériau peut se multiplier par vingt par la prise d'eau. C'est d'ailleurs le cas de la bentonite où l'eau en s'engouffrant dans l'espace interfoliaire, provoque l'écartement des feuillets [89]. On peut distinguer deux types d'échelles différentes de l'organisation structurale de la bentonite :

- Une dispersion interparticulaire où la présentation des particules des molécules d'eau est localisée entre les particules élémentaires [76].
- Une hydratation inter feuillets où la présentation des molécules d'eau est localisée entre les feuillets qui constituent une particule. Le phénomène d'hydratation interfeuille augmente la distance entre les feuillets (distance basale) [90].

I.2.6.2. Les interactions et associations inter-feuillets

a. Interaction particule-eau

Les feuillets chargés engendrent des propriétés électrostatiques à l'interface solide/fluide lorsqu'ils sont hydratés. Pour assurer l'électroneutralité, la charge négative est compensée par un nuage de cations en solution qui se développe à proximité de la surface. On distingue trois théories différentes:

- La théorie de Chapman (1910): permet de déterminer la distribution des cations autour des feuillets de smectite. Elle repose sur l'existence, à proximité d'une surface chargée, d'une couche dite diffuse (ou ddl: diffuse double layer) possédant des propriétés différentes de celles du fluide [91, 92].
- Le modèle à double couche de Stern (1924) : rend compte de la taille finie des ions en divisant l'interface solide-fluide suspendant en deux parties appelée couche de Stern et couche diffuse [73, 77, 93].

- Le modèle à triple couches (1947) qui introduit la division de la couche de Stern en deux parties [94].

b. Les interactions inter-particulaires

Le potentiel d'interaction entre particules résulte d'interaction de plusieurs types:

- répulsion de sphères dures
- répulsion électrostatique
- interaction stérique (par exemple lorsque des tensioactifs ou des polymères sont adsorbés à la surface des particules)
- attraction de Van der Waals.

c. Organisation des cristallites

Pour les suspensions stables électrostatiquement, un regroupement des feuillets se produit.

Ce phénomène est d'autant plus important lorsque l'addition d'électrolyte conduit à la contraction de la double couche. La répulsion due à la double couche est donc réduite de telle sorte qu'elle devienne inférieure à l'attraction de Van der Waals pour toutes les distances de séparation. Les feuillets s'orientent au sein des cristallites en empilements.

Pour une même concentration, les feuillets associés en cristallites occupent moins de place que les feuillets isolés. Cette notion d'occupation influence la viscosité de la suspension. Ainsi, la nature des interactions influence fortement les propriétés d'écoulement des suspensions.

Au sein des cristallites, les cations sont souvent considérés comme statiques et préférentiellement localisés dans les cavités trigonales. Pourtant, les cations ne sont pas fixés par des liaisons mais uniquement attirés par des interactions électrostatiques.

L'ensemble feuillet/cation devrait donc être considéré dans une stabilité dynamique où les cations compensent la charge des feuillets sans être soumis à un site en particulier. Les poudres de smectites sont hydratées dans les conditions atmosphériques. Dans le cas d'une saturation sodique, une couche d'eau sépare les feuillets, et deux couches d'eau dans le cas d'une saturation calcique [77, 95].

I.3. Les polymères

I.3.1. Définition

On appelle polymère une grande molécule constituée d'unités fondamentales appelées monomères ou motifs monomères reliées par des liaisons covalentes donc un matériau polymère est un système formé par un ensemble de macromolécules. Les chaînes macromoléculaires définies ont des dimensions moléculaires très supérieures à celle des molécules simples [96-98].

I.3.2. Enchaînement des unités constitutives

On considère deux grandes catégories de polymères selon qu'ils sont issus de la polymérisation d'un ou plusieurs monomères [96-98].

- a. Les homopolymères : sont des polymères qui comportent des motifs monomères tous identiques.

$[-X-]_n$, n unités constitutives liées entre elles par des liaisons covalentes

-X-X-X-X-X-X-

Exemple du PVC $(CH_2-CHCl)_n$, il peut donner lieu à des enchaînements réguliers ou irréguliers.

- Tête à queue : ... $CH_2-CHCl-CH_2-CHCl$...
- Tête à tête : ... $CH_2-CHCl-CHCl-CH_2$...
- Queue à queue : ... $CHCl-CH_2-CH_2-CHCl$...

- b. Les copolymères : sont des polymères constitués de deux (ou plus) unités constitutives soient : X,Y,Z...

- Copolymères statiques : X et Y se répartissent en suivant une statistique (repartitions aléatoire des motifs X et Y le long de la chaîne)

-X-X-Y-X-Y-Y-Y-X-Y-X-Y-Y-

- Copolymères alternés : les deux motifs alternent régulièrement.

-X-Y-X-Y-X-Y-X-Y-

- Copolymères séquencés linéaires ou copolymères à bloc : chaque unité constitutive est répétée plusieurs fois de suite pour former de longues séquences.

-X-X-X-X-Y-Y-Y-Y- dibloc [XY]

-X-X-X-X-Y-Y-Y-Y-X-X-X-X- tribloc [XYX]

c. Isomérisation de configuration

- Polymère isotactique : les radicaux R sont tous du même côté du plan (figure I.9a).
- Polymère syndiotactique : les radicaux R sont situés alternativement de part et d'autre du plan (figure I.9b).
- Polymère atactique : les radicaux R sont fixés au hasard (figure I.9c).

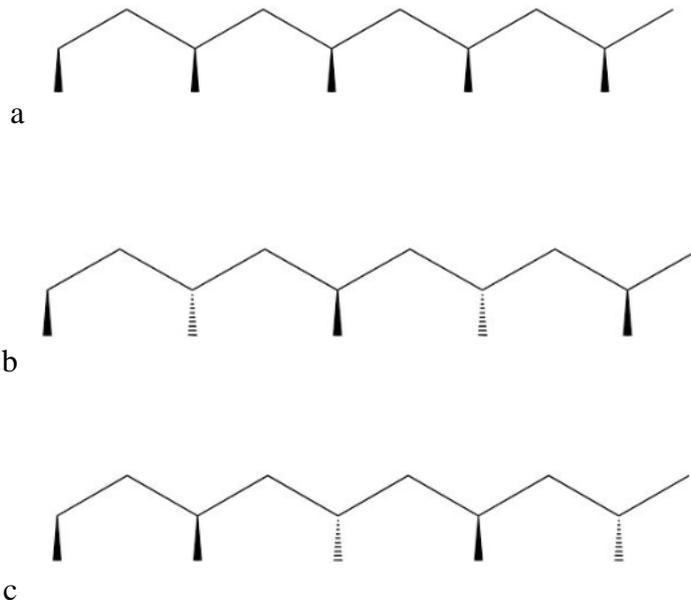


Figure I.9 : (a) représentation d'un polymère isotactique (b) représentation d'un polymère syndiotactique (c) représentation d'un polymère atactique [97].

I.3.3. Classification des polymères

a. Selon l'origine

On distingue trois catégories sont :

- Les polymères naturels : sont issus des règnes végétal ou animal, on peut citer les polysaccharides (cellulose, gomme arabique...), les protéines (laine, soie...) et le caoutchouc.
- Les polymères artificiels : sont obtenues par modification chimique de polymères naturels, cette modification sert à transformer une ou plusieurs propriétés, on peut citer les esters celluloses (nitrocellulose, acétate de cellulose...).
- Les polymères synthétiques : sont issus du génie de l'Homme ; en effectuant une polymérisation des monomères (PE, PVC...)[96-98].

b. Selon leur domaine d'application

- Les polymères de grande diffusion : sont les polymères dont la production annuelle s'évalue par millions de tonnes par exemple : le polystyrène.
- Les polymères techniques : sont des polymères qui ont des caractéristiques mécaniques qui leur permettent de se substituer aux matériaux traditionnels par exemple : les polyamides.
- Les polymères spéciaux : sont des polymères de fonction par exemple : les polymères conducteurs, les thermostables [96-98].

c. Selon leur architecture

On distingue trois catégories sont [96-98] :

- Les polymères monodimensionnels (linéaires) : sont constitués de grandes chaînes de monomères reliés entre eux par des liaisons covalentes (figure I.10a).
- Les polymères bidimensionnels (ramifiés) : sont constitués d'une chaîne principale d'où portent des ramifications (figure I.10b).
- Les polymères tridimensionnels (réticulés) : sont formés de plusieurs liaisons chimiques suivant les différentes directions de l'espace au cours d'une polymérisation (figure I.10c).

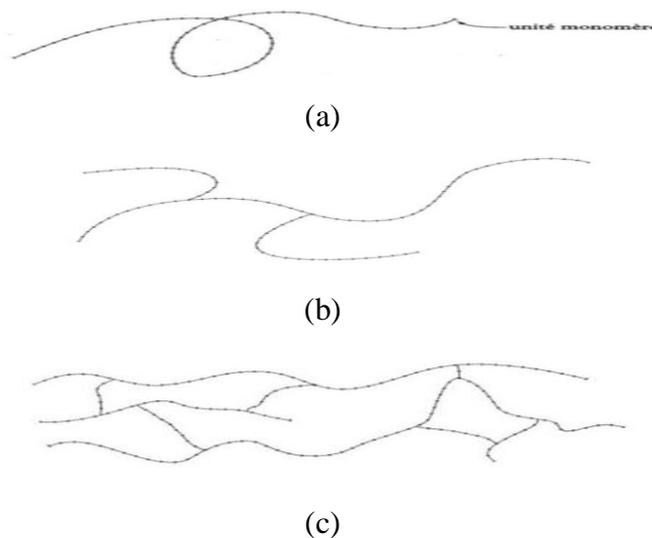


Figure I.10 : (a) Structure d'un polymère linéaire (b) Structure d'un polymère ramifié (c) Structure d'un polymère réticulé

d. Selon l'effet de la température :

Dans le cadre des résines constituées de macromolécules pour réaliser des matières plastiques, deux types de comportement très différents sont décrits en fonction de la nature et la structure des polymères les constituant :

- *Une résine thermoplastique* : est constituée de chaînes linéaires ou ramifiées à liaisons covalentes. Ces chaînes sont liées entre elles par des liaisons faibles de type Van Der Waals et hydrogène par exemple. Les thermoplastiques peuvent être dissous dans certains solvants et se ramollissent à la chaleur d'où le terme « thermoplastique ».
- *Une résine thermodurcissable* : est constituée de chaînes linéaires réticulées entre elles. Les chaînes sont liées dans l'espace d'un réseau tridimensionnel insoluble et infusible [96-98].

e. Selon la morphologie :

La morphologie d'un système macromoléculaire est essentiellement déterminée par la régularité des chaînes polymériques.

- *Polymères amorphes* : les chaînes macromoléculaires peuvent être organisées de façon aléatoire dans l'espace et constituer une phase amorphe.
- *Polymères cristallisés* : les chaînes macromoléculaires peuvent être rangées régulièrement avec la constitution d'un ordre responsable d'une propriété de l'état cristallin.

Dans un polymère les deux états (ordonné et désordonné) peuvent exister dans un même matériau qui est alors de nature semi-cristalline [96-98].

I.3.3.1. Les variations structurales des polymères

a. Le poids moléculaire ou longueur de la chaîne :

Le poids moléculaire peut varier par la dégradation chimique de chaînes plus longues ou par la limitation du nombre de groupes à fin de la chaîne. Un autre point très important est la distribution des poids moléculaires.

b. Type de groupes réactifs ;

c. Hydratation et forme finale du polymère ;

I.3.4. Les polymères hydrosolubles dans les fluides de forage

I.3.4.1. L'amidon

L'amidon est présent dans les plantes sous forme de réserve de nourriture, les graines d'amidon possèdent une paroi de cellule extérieure dure, formée à partir d'un polysaccharide appelé amylopectine, à l'intérieur de la coquille se trouve des faisceaux d'un polysaccharide linéaire en forme de bobine, c'est l'amylose pour donner une structure finale (figure I.11) [99].

Pour que l'amidon manifeste les propriétés de contrôle de filtrat, la coquille extérieure de l'amylopectine doit être rompue lors d'un processus connu sous le nom de pré gélatinisation qui libère l'amylose gonflable à l'eau. Ce produit pourra être encore modifié afin de réduire la viscosité puis être réticulé afin d'accroître la stabilité à la température. Les propriétés de l'amidon peuvent aussi varier suivant la source de l'amidon brut : pomme de terre ou tapioca [100]. Ainsi l'amidon peut être modifié pour former un agent très efficace de filtrat, particulièrement dans les fluides salés flocculés en formant des particules colloïdales gonflable à l'eau qui vont boucher les pores de cake. L'amidon est un produit naturel, il abonde dans les organes souterrains pérennants (tubercules de pomme de terre) et dans les graines (albumen du blé, cotylédons du haricot) [101, 102].

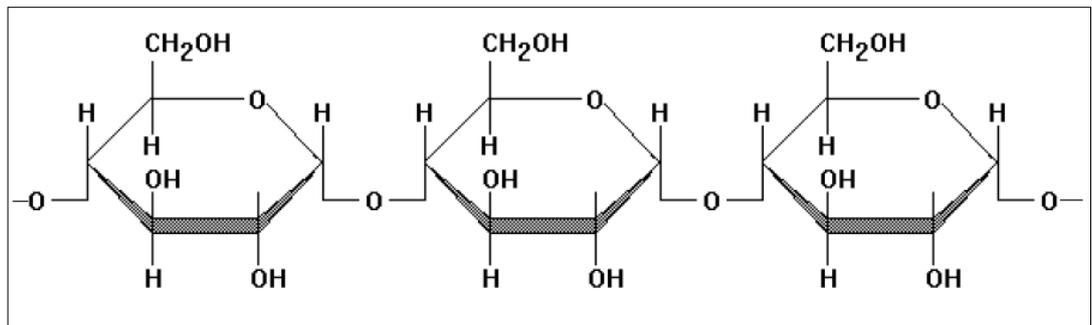


Figure I.11 : Structure de l'amidon [103, 104].

I.3.4.2. La Carboxyméthylcellulose

La CMC, abréviation de carboxyméthyl cellulose est un dérivé de la cellulose. Dans le cas des CMC, un groupe carboxyméthyl ($-\text{CH}_2\text{COOH}$) est fixé à un atome de carbone par une liaison éther, la cellulose réagit en premier lieu avec l'hydroxyde de sodium pour former la cellulose alcali et ensuite avec l'acétate monocolore [105, 106].

Il y a trois groupes hydroxyles réactifs potentiels, le degré de la réaction est appelé degré de substitution qui se situe dans une gamme de 0,8 à 1,2 pour les CMC utilisés dans les fluides de forage [107]. L'uniformité de la substitution peut aussi modifier les propriétés. Plus la distribution est uniforme, plus les solutions seront lisses et moins thixotropes, ou fluidifiants par cisaillement. Une troisième variable est le longueur de la chaîne ou degré de polymérisation qui peut être modifié par la rupture chimique ou mécanique du lien glucosique [108].

La cellulose est insoluble dans l'eau et ne pas être employés comme réducteur filtrat, si on n'a pas augmenté sa solubilité dans l'eau par introduction de groupements déterminés dans la molécule. Ces groupements peuvent être entre autres des radicaux carboxyméthyl (figure I.12), hydroxyéthyl ou sulfométhyl [21].

Les deux premiers groupements sont pratiquement les seuls employés pour la réalisation des produits pour fluides de forage.

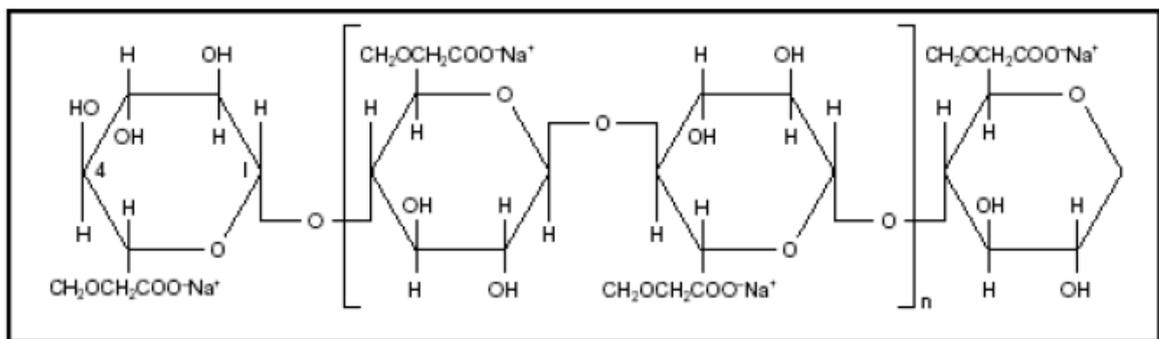


Figure I.12 : Structure de la CMC [109].

I.3.4.3. La cellulose polyanionique PAC

Pour assurer un certain niveau d'inhibition des argiles, le caractère anionique des molécules de la carboxyméthylcellulose a été changé et a eu comme conséquence l'apparition des celluloses polyanioniques (PAC), aujourd'hui souvent employées dans les fluides à base d'eau [22, 110].

La PAC est un polymère cellulosique de type carboxyméthylcellulose ayant une conformation en pelote flexible, opposée à celle du xanthane. Les PAC sont employées principalement comme réducteurs de filtrat pour les boues à base d'eau douce et d'eau de mer, mais agissant également en tant que viscosifiants dans ces systèmes. Le PAC résiste à des températures d'environ 150 °C et n'est pas soumise à la dégradation bactérienne [111].

I.3.4.4. Les glycols

Dans le domaine de forage le polyglycol (PG) ou polyéthylène glycol (PEG) désigne souvent un ensemble de composés à base de glycol ou de glycérol. La première référence relative à l'utilisation du glycol ou glycérol dans le domaine des fluides de forage est donnée par Canon en 1940 [112] pour le contrôle du gonflement des argiles. Actuellement, les poly glycérols et les poly glycols généralement notés simplement glycérols et glycols sont largement utilisés pour le forage des argiles [113-115].

Ce type de composé exhibe des caractéristiques de trouble en fonction de la température, pour une température proche du point du trouble [116], ont observé une bonne efficacité des polyglycols. Avec l'addition du PEG [117] ont remarqué une augmentation de l'espace interfoliaire, expliqué par une réaction d'échange entre PEG et les cations échangeables présents. Ce phénomène est étroitement lié au gonflement des argiles en présence des molécules d'eau [118].

I.3.4.5. Copolymère d'acrylamide/ acrylate

Les chaînes polyacrylamides hydrolysées contiennent des groupes carboxyle et amide. Ils peuvent être préparés par polymérisation d'acrylamide et d'acrylate ou par hydrolyse de polyacrylamides. Le poids moléculaire et le rapport des groupes acides/amides peuvent varier [119]. Les polymères à poids moléculaire élevés avec environ 30% de groupes acides se sont révélés efficaces en tant qu'agents stabilisants des argiles sensibles à l'eau [120]. Ils peuvent aussi être utilisés comme floculants dans les fluides de forage d'eau claire lorsque les poids moléculaire dépassent 2 millions et que les groupes carboxyles représentent moins de 10% de groupes. Les substances à poids moléculaire intermédiaire (150 000 – 250 000) avec 60% à 70% de groupes acides sont utilisées pour un contrôle efficace du filtrat [121, 122].

I.3.4.6. Polyacrylamide partiellement hydrolysé

Ce sont des polymères linéaires partiellement hydrolysés, non toxiques et de bonne stabilité aux basses et hautes températures, caractérisés par leur faible taux de biodégradabilité.

Le PHPA est parmi les polymères synthétiques, le polymère le plus utilisé dans le domaine pétrolier [123-125], et surtout le PHPA hydrolysé à 30% qui est utilisé dans les fluides de forage pour l'inhibition des argiles (figure I.13). C'est un polymère

linéaire anionique de masse moléculaire élevée, dont certaines fonctions amides ont été hydrolysées. L'attraction entre les sites chargés négativement PHPA et les sites positifs des argiles conduisent à une "encapsulation" retardant le gonflement et la dispersion. Les PHPA peut être utilisés dans les fluides de forage à l'eau douce ou à l'eau salée, contenant de faible quantité de solides.

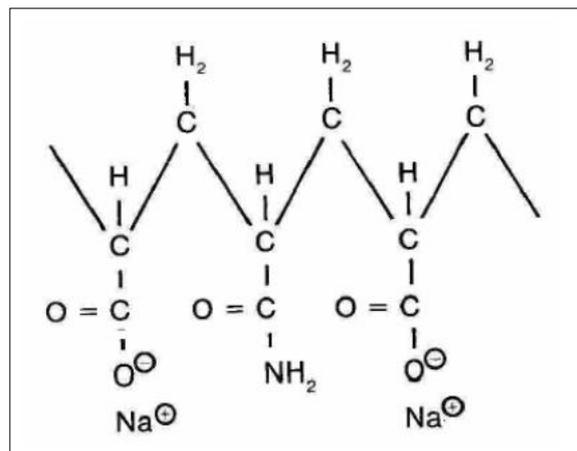


Figure I.13 : Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium) [7].

La rhéologie est améliorée avec des concentrations minimales de bentonite. Ainsi les mélanges PHPA-bentonite montrent une augmentation de la durabilité, de l'inhibition du gonflement et de la dureté avec l'augmentation de la concentration en polymère jusqu'à une valeur optimale.

Les propriétés de ces polymères en solution ont été beaucoup étudiées, mais peu de travaux ont traité des interfaces solide-liquide. Quelques auteurs ont relié la réduction de la masse molaire à la vitesse de dégradation. Une complexation des cations multivalents avec les groupes carboxyles des PHPA a été aussi observée. La sédimentation résultant de la floculation des particules dépend de la dimension moléculaire du polymère, toute réduction de cette dimension étant défavorable à la floculation [22].

I.3.4.7. Copolymère de vinyl acétate et anhydride maléique

Les copolymères de vinyl acétate et anhydride maléique (figure I.14) ont une application particulière comme extenseur de bentonite. De faibles niveaux peuvent doubler la viscosité plastique d'une suspension bentonitique de 3% à 5%. Le polymère

agit comme un flocculant sélectif est caractérisé par un poids moléculaire élevé et des charges négatives [21, 126, 127].



Figure I.14 : Anhydride maléique [128].

I.3.4.8. Hydroxyéthylcellulose (HEC)

La fabrication des Hydroxyéthylcelluloses est fondé sur la réaction entre la cellulose alcali est les oxydes d'éthylène (figure I.15) [129]. Des réactions ultérieures peuvent avoir lieu sur les oxydes d'éthylène. Le contrôle des conditions de réaction peut produire des polymères différents en agissant sur les quatre variables principales :

- Longueur de chaîne de cellulose.
- Degré de substitution (DS) sur l'unité cellulose, normalement 1.5-2.5 DS pour un polymère soluble dans l'eau.
- Degré de polymérisation des chaînes latérales polyéthylènes appelé substitution molaire (SM).
- Uniformité de la substitution.

Ce polymère ne contient aucun groupe ionique, il est donc idéal en tant que viscosifiant pour les fluides de complétion et les autres fluides à base de saumure. Le polymère manifeste une thixotropie fortement développée ou des caractéristiques de fluidification par cisaillement mais il ne manifeste pas une limite élastique ou de caractéristiques de gélification. La substance peut recevoir un traitement spécifique pour améliorer sa solubilité dans l'eau [21, 130].

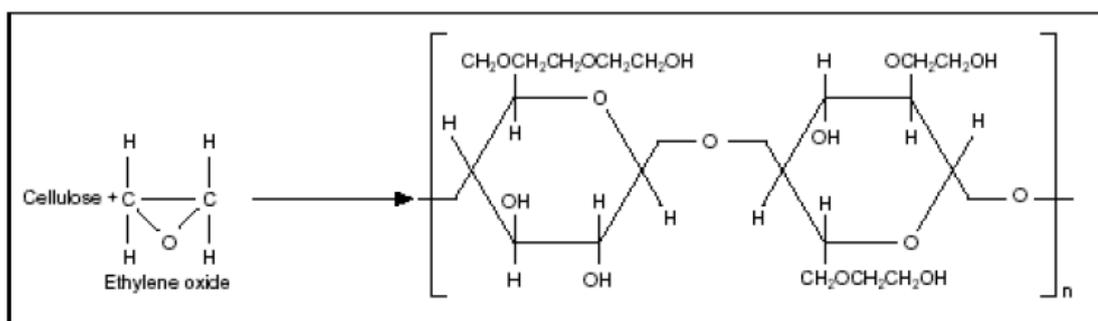


Figure I.15 : Structure de l'hydroxyméthylcellulose [131].

I.3.4.9. Gomme naturelle GUAR

La gomme GUAR provient de la graine de la plante de GUAR. C'est un polymère polysaccharide de poids moléculaire d'environ 220 000 (figure I.16). L'unité de répétition est composée de galactose et de mannose [132].

Le polymère peut être modifié chimiquement par réaction avec les groupes hydroxyles. Les caractéristiques de la structure à poids moléculaire élevés et le groupement non ionique assurant de très fortes viscosités et une absence de sensibilité au sel. Il peut être utilisé pour fabriquer un fluide à polymère visqueux pour le forage de puits à grande superficie [133].

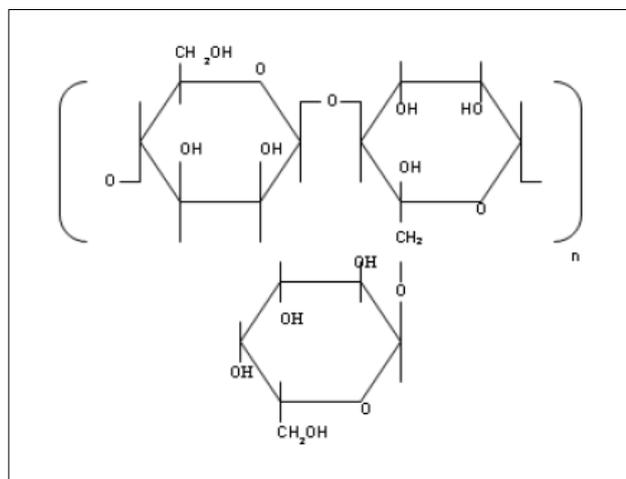


Figure I.16 : Structure de la gomme naturelle de GUAR [134].

I.3.4.10. Lignines et lignosulfonates

La lignine est un des principaux composants du bois, elle relie les faisceaux des fibres celluloses entre eux. La lignine peut être solubilisée par réaction dans un alcali chaud et bisulfite. La structure de la lignine n'est pas précisément connue. Elles peuvent être condensée en hydrates de carbone, la structure est très complexe et ne devrait pas être simplement considéré comme un polymère constitué d'un monomère répétitif. Le procédé d'extraction du bisulfite provoque une hydrolyse partielle de la structure des hydrates de carbone ainsi que la formation des groupes sulfoniques sur les groupes hydroxyles des chaînes latérales [135, 136].

Les acides lignosulfoniques peuvent réagir avec des bases ou des sels pour former des sels acides tels que le sodium, le calcium, l'aluminium, le fer ou le chrome. Les acides peuvent aussi former des composés de coordination dans lesquels les groupes hydroxyles, carboxyles et carbonyles de la molécule peuvent former des composés de

coordination ou des chélates avec des ions métal de transition comme le chrome. Le produit complexe du chrome lignosulfonate contient un nombre élevé de groupes, de liaison hydrogène comme le carbonyle et le carboxyle par une réaction d'oxydation et accroît également la viscosité de la solution de lignosulfonate par réticulation.

La substance de lignosulfonate en solution peut être décrite comme un colloïde d'association. Ceci consiste en des molécules à poids moléculaire compris entre 1 500 et 10000 ; qui existent en solution en tant qu'ellipsoïdes rigides à grande surface polaire, contenant des groupes sulfonate, carboxyle, carbonyle, phénolique et hydroxyle. La molécule est fortement adsorbée aux surfaces des argiles et peut effectivement agir comme défloculant en neutralisant les charges positives qui créent une charge négative globale [21].

I.3.4.11. Lignine minière

Sa structure chimique est pratiquement inconnue mais elle contient probablement des groupes aromatiques et phénoliques. Une partie peut être soluble dans l'alcali qui indique la nature acide de la substance. Elle peut être facilement extraire et traitée à faible coût [133].

Elle peut être utilisée comme agent fluidifiant et les composants insolubles ou gonflables à l'eau apportant in certain contrôle de filtrat. Elle peut être fournit en tant que substance acide, broyée avec de la soude caustique pour la neutralisée [99].

I.3.4.12. Polyacrylates

Les substances à poids moléculaire inférieur à 1000 peuvent être des défloculants efficaces et avoir des applications particulières à la température plus élevés parce qu'ils possèdent une plus grande résistance aux détériorations thermiques et bactériennes que les polymères naturels comme l'amidon et la CMC. Leurs applications est limité par la tendance qu'ils ont à former des sels insolubles avec les ions polyvalents [137, 138].

I.3.4.13. Polymères synthétiques

De nombreux polymères synthétiques sont fondés sur la polymérisation des molécules que l'on peut décrire en tant qu'éthylène de synthèse. Ils polymérisent pour former une structure carbone-carbone.

Le groupe situé sur le carbone de synthèse peut varier ou être modifié après polymérisation. La longueur de la chaîne peut varier aussi en modifiant les conditions de réaction.

III.4.14. Polysaccharides microbiens Gomme Xanthane

Les bactéries du genre *Xanthomonas* peuvent produire des colonies de gommages. Ces simples bactéries à cellule unique, s'écroûtent une gomme polysaccharide qui forme une couche protectrice empêchant la déshydratation et procurant une barrière physique contre l'attaque des bactériophages. Ils peuvent être cultivés par fermentation aérobie dans un milieu simple incluant une source d'hydrates de carbone tels que le D-glucose, le sucre ou l'amidon hydrolysé [110].

Les bactéries sont tuées après fermentation et la gomme est extraite et précipitée à l'aide de l'alcool isopropylique. Lorsque l'alcool est récupéré, la gomme est séchée et moulue. Le procédé de purification est très onéreux. La gomme Xanthane est hétéropolysaccharide avec un poids moléculaire supérieur à 1 million. La gomme contient une unité de base répétitive de 16 unités. Il est à noter que c'est structure ramifiée contenant des groupes carboxyles polaires et des groupes ester (figure I.17) [139].

Le polymère forme des solutions visqueuses qui sont fortement pseudo plastiques ou fluidifiantes par cisaillement et faiblement épaississantes par cisaillement. Ce comportement bien développé et dû pense-t-on, à la formation de structures en bobines qui s'agglomèrent étroitement entre elles à de faible taux de cisaillement. Cet agrégat est tellement développé que les solutions ont un seuil d'écoulement visible. C'est-à-dire qu'il faut appliquer une force avant que le fluide ne commence à couler. Une conséquence importante de ce phénomène est que les solutions de polymères Xanthane ont d'excellentes propriétés de suspensions qui ne peuvent être comparées à d'autres polymères à concentration équivalentes.

Les propriétés visqueuses de ces polymères ne sont généralement pas affectées par le sel ou par la température. Ce polymère a une application particulière dans les fluides à base de potassium, à faible teneur en solides et accroît la capacité porteuse sans augmenter beaucoup sa viscosité, ce polymère a aussi son application dans les fluides de complétion où la suspension d'agents alourdissant est nécessaire [140].

I.3.4.17. Les silicates de sodium

Les silicates de sodium sont introduits pour la première fois pour résoudre le problème des argiles micro-facturées, et seulement les fluides de forage à base de silicates fournissaient une stabilité des argiles (figure I.18) [63].

Les concentrations en monomères et en polymères dépendent de la teneur en silice et du rapport $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$ dans la solution. En outre, le polymère est en équilibre avec son monomère $\text{Si}(\text{OH})_4$. Les polymères sont de taille approximativement uniforme. Les atomes de silicium internes sont liés par des ponts d'oxygène tandis que ceux de l'extérieur peuvent être liés au moins à un OH. Par conséquent, un équilibre existe entre la silice ionique et colloïdale :



Quand une solution de silicate, toujours fortement alcaline, est neutralisée par acide à un pH d'environ 10,7, les ions silicates se décomposent en acide silicique $[\text{Si}(\text{OH})_4]$ qui se polymérise en silice [143].

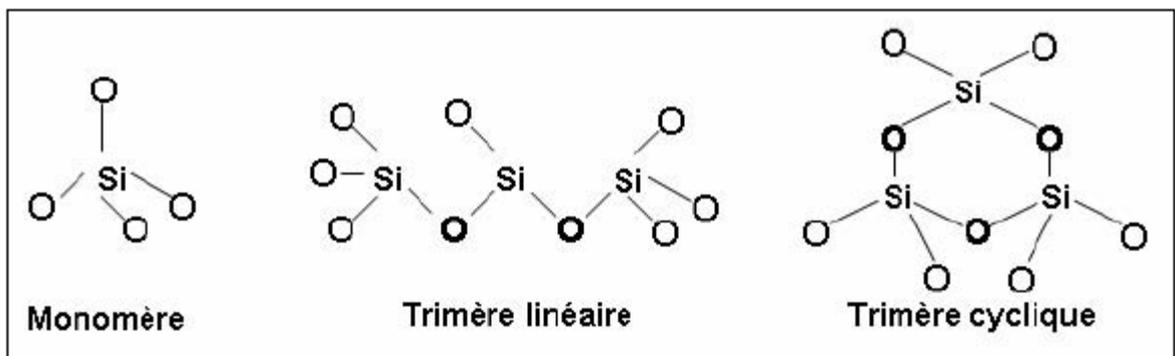


Figure I.18 : Structure des anions silicates [143].

Un des principaux paramètres qui détermine les propriétés des solutions de silicate est le rapport massique $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$ dans la solution. Les silicates liquides, avec des rapports plus élevés, contiennent des proportions plus grandes des espèces condensées et complexes, de masse molaire plus élevée. Le passage d'une espèce de silicate à une autre peut avoir un impact mesurable sur la rhéologie du fluide de forage, l'inhibition de l'argile et la stabilité globale de la boue. Le choix du rapport est donc important [22, 144-146].

I.3.5. Les fonctions principales des polymères dans les fluides de forage [22, 52, 147-149]

I.3.5.1. Viscosifiants

La solution d'un polymère confère à l'eau les propriétés visqueuses, ces propriétés sont dues aux interactions eau/ polymère et polymère/ polymère. Plus les molécules sont longues, plus il est difficile de séparer les molécules les unes des autres et plus elles deviennent enchevêtrées.

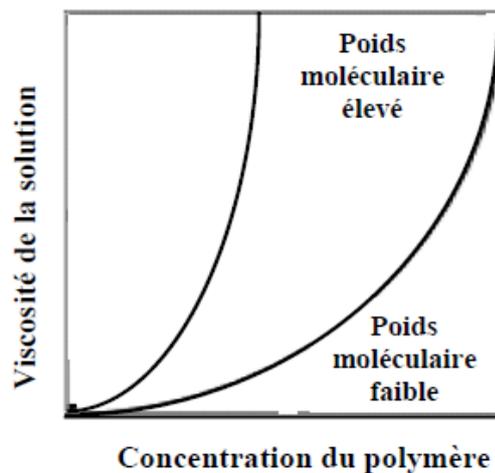


Figure I.19 : Viscosité en fonction de la concentration de différents poids moléculaire de polymère soluble dans l'eau [52].

Ces forces qui engendrent la viscosité peuvent être interrompues par l'apport d'énergie ou de cisaillement. Il en résulte que plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible (figure I.19). Les solutions qui ont un tel comportement sont dites pseudo-plastique ou fluides fluidifiants par cisaillement. Ceci est le comportement de l'écoulement idéal pour les fluides du forage du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones au taux de cisaillement élevé près de l'outil et des viscosités plus élevées sont nécessaires dans les zones à taux de cisaillement plus faible dans l'espace annulaire, pour transporter les déblais à la surface.

Les molécules linéaires, comme celles dérivés de la cellulose, tendent à être plus sensible à la dégradation mécanique que les polymères à ramifications plus importantes comme les polysaccharides bactériens. Des conditions de haute température, haute teneur en oxygène et haute alcalinité tendraient à rendre la plupart des polymères organiques plus sensibles à une dégradation chimique.

Le sel a pour effet de réduire la force de répulsion des sites chargés de la molécule, produisant ainsi une concentration du polymère avec une perte non négligeable de la viscosité. Cet effet peut réduire l'efficacité du polymère de 50%. L'effet peut être minimisé dans la mesure où le polymère peut être d'abord hydraté en eau douce. L'effet sera minime sur les molécules non ioniques.

La solubilité et les dimensions moléculaires peuvent être modifiées par des réactions avec des ions multivalents, telle que la réaction entre les CMC et le calcium. La stabilité de ces polymères anioniques aux cations multivalents est assez compliquée et dépend surtout des cations présents, des concentrations et du pH de la solution.

Généralement, la combinaison de pH élevé et d'alcalinité élevée, tendent à rendre le système moins stable du fait de la précipitation d'hydroxyde de métal complexe de polymères [21].

I.3.5.2. Déflocculants

Les déflocculants ou fluidifiants dans les systèmes à base d'argile alcaline, permettent d'obtenir généralement des résultats par adsorption des polymères chargé négativement sur les plaquettes d'argile, neutralisant ainsi les charges positives et créant une charge négative globale. Ceci est illustré en (figure I.20 (a)). Ainsi les fluidifiants sont caractérisés par leur charge négative et leur poids moléculaire.

Si le polymère est trop long, il liera les particules entre elles et manifestera une action de floculation.

I.3.5.3. Flocculants

Les flocculants sont principalement caractérisés par un poids moléculaire élevé, ce que permettra au polymère de former des liaisons de particule à particule. Les molécules du groupe ionique peuvent adsorber plus fortement sur les sites ioniques et ainsi flocculer de façon plus efficace. La figure tente de montrer comment un polymère avec les mêmes groupes réactifs peut agir comme un déflocculant, avec un poids moléculaire élevé (figure I.20 (b)).

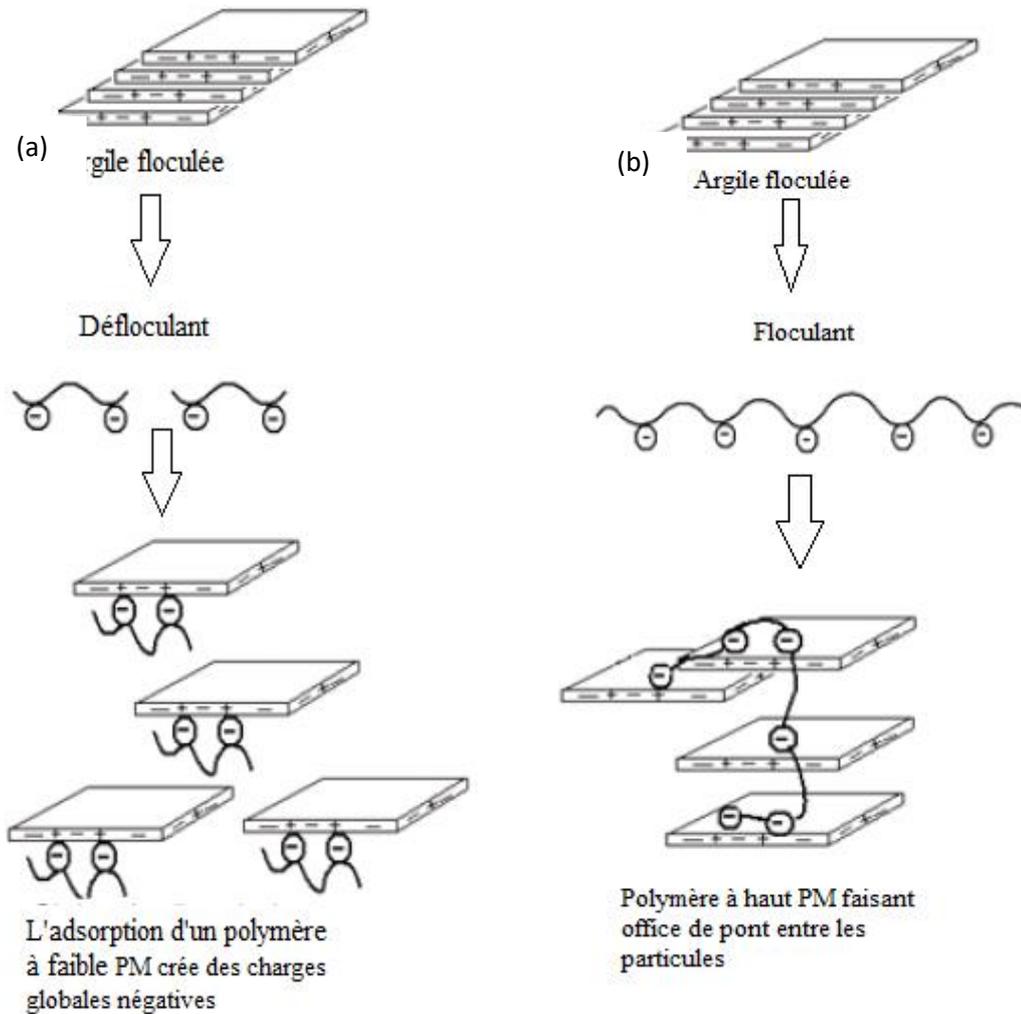


Figure I.20 : (a) schéma illustrant le rôle de défloculation des polymères à faible poids moléculaire (b) schéma illustrant le rôle de floculation des polymères à haut poids moléculaire.

I.3.5.4. Surfactants

Les surfactants sont des polymères dans lesquels chaque molécule contient deux assemblages d'atomes ou groupes. Un groupe est polaire ou hydrophile ou groupe aimant l'eau s'il s'attire vers les surfaces polaires, telle que l'eau. L'autre est non polaire ou hydrophobe ou groupe haïssant l'eau. La nature de surfactant est liée au type de groupe hydrophobe ou hydrophile et à la combinaison des groupes. Quand les groupes sont polymériques, une famille complète de molécules peut être produite avec un équilibre entre les groupes hydrophobes et hydrophiles changeant progressivement de série en série.

Le tableau I.3 donne la liste d'un certain nombre de ces groupes qui peuvent être combinés pour former un surfactant. La propriété particulière des surfactants utilisés dans les fluides de forage est la capacité de ces molécules à exister à l'interface des surfaces hydrophobes et hydrophiles.

Tableau I.3 : Certains groupes polaires et non polaires qui peuvent être incorporés dans une molécule de surfactant [150].

Groupes polaires	Groupes non polaires
Hydroxyle -OH	Chaines d'hydrocarbones CH ₃ -(CH ₂) provenant souvent d'huile ou de graisses naturelles ou de pétrole. Pour contenir des liaisons insaturées dans la molécule - CH=CH-
Phénolique R-OH	
Ether -CH ₂ -CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ -OH	
Carboxylique -R-COO ⁻	
Ester -R-COOR'	
Sulfonate-OSO ₃ ⁻	
Sulfate -SO ₃ ⁻	
Sulfosuccinate CH ₂ COOR-O ₃ S- CH ₂ COOR	
Amine -R-NH ₂	

I.3.5.5. Additifs de filtrat

Les additifs polymères peuvent affecter le filtrat, essentiellement par trois mécanismes. Un cake défloculé va se tasser pour former un cake plus mince et plus imperméable de façon à ce que les polymères qui agissent comme défloculants, tels que les CMC à basse viscosité ou des lignosulfonates, réduisent le filtrat. Si la phase liquide, que l'on fait passer à travers le cake, est visqueuse cela réduira aussi le filtrat. Des exemples de ces polymères sont la CMC à poids moléculaire élevé et la gomme Xanthan. Ces deux mécanismes sont fonctions secondaires de ces deux types de polymères et particulièrement les flocculants ou les viscosifiants. Un troisième mécanisme de réduction de filtrat est d'ajouter des particules colloïdales, qui peuvent se déformer et se comprimer pour boucher les pores de cake.

I.3.6. Types des interactions entre les particules [52, 151]

I.3.6.1. Interaction argile-eau

Les surfaces des argiles contiennent des groupes d'hydroxyles et d'oxygène qui forment des liaisons d'hydrogène avec des molécules d'eau. Des cations échangeables adsorbés à la surface de l'argile auront également une enveloppe de molécules d'eau en association étroite. De plus l'eau formera une liaison avec les sites négatifs des bords. Ces interactions se combinent afin de créer une zone de 10 à 15 couches d'eau en association étroite avec l'argile créant ainsi l'enveloppe d'hydratation. Ainsi, l'introduction des argiles dans l'eau réduit le volume d'eau libre [152].

I.3.6.2. Interaction polymère-eau

De même que pour les argiles, les polymères à poids moléculaire élevé soluble dans l'eau, créent une gaine d'eau en association étroite autour de chaque molécule [153].

I.3.6.3. Interaction argile-argile

Elle existe entre les particules d'argile en termes d'attraction nette ou répulsion entre les particules dans des états soit de floculation soit de défloculation respectivement.

I.3.6.4. Interaction argile-polymère

Les réactions entre argiles et polymères dépendent d'un certain nombre de facteurs :

a. Poids moléculaire du polymère

Il y a une relation directe entre le poids moléculaire et la longueur de la molécule d'un polymère. Une substance à poids moléculaire élevé comme le polyacrylate synthétique avec un poids moléculaire de 10 millions a une longueur de chaîne environ 20 microns qui peut être beaucoup plus importante que les particules des argiles.

Ainsi, une molécule peut adsorber plus d'une particule d'argile et donc former une association entre les particules des argiles. Par conséquent, les polymères à poids moléculaire élevé agissent en tant que floculants. Les polymères à poids moléculaire

faible peuvent modifier la charge des particules d'argiles individuelles de façon à ce qu'elles aient une charge égale et qu'elles soient défloculées.

b. Adsorption de polymère sur l'argile

L'adsorption est un phénomène physique de fixation des constituants d'une phase liquide ou gazeuse sur une surface solide. Dans le cas d'adsorption de polymères par les surfaces de particules argileuses, les macromolécules s'adsorbent généralement par segments de chaînes appelés "trains". Entre deux trains consécutifs, ces macromolécules forment une boucle. Le segment de chaîne situé avant le premier train ou après le dernier appelé "queue" [154, 155]. Les études d'absorption montrent que les mécanismes qui gouvernent l'adsorption sont spécifiques à la nature de la macromolécule adsorbée, ainsi qu'à la nature de la particule adsorbante. De façon générale, les polymères s'adsorbent par des interactions de type Van der Waals, électrostatiques, hydrophobes ou par la création de liaisons hydrogène [156, 157]. L'adsorption des polymères sur les surfaces d'argile conduit généralement à un système stérique stable ou à une floculation par ponts, ce qui a des conséquences sur la rhéologie et la stabilité du système [76, 158].

La puissance et le site d'adsorption sont les fonctions du caractère chimique du polymère. En général les polymères à charge négative peuvent être adsorbés sur les sites cationiques créés sur les bords. L'adsorption est très importante pour les substances à poids moléculaire élevées [52].

I.3.6.5. Interaction polymère-polymère

En plus des réactions polymères avec les argiles, il y a également des interactions entre polymères par un mécanisme d'enchevêtrement d'autant plus prononcé que les chaînes sont longues. Ainsi, à poids moléculaire élevé ont des viscosités plus élevées que les polymères plus courts ou à poids moléculaire faible.

Pour des solutions plus concentrées, des enchevêtrements de molécules apparaissent, et les interactions polymère-polymère deviennent prédominantes. Dans ce cas, la solution est dite semi-diluée. Lorsque les polymères sont de même nature, on aura plutôt des répulsions par effet stérique. Les polymères se repoussent et s'excluent mutuellement de l'espace qu'ils remplissent. Dans le cas contraire, les interactions sont essentiellement attractifs et les polymères s'attirent mutuellement et s'attachent entre

eux. Ces deux cas d'attraction résument le fait que certains polysaccharides se comportent comme des épaississants s'ils sont seuls et comme des gélifiants s'ils sont associés à un autre type de polysaccharide [159]

I.4. Les additifs naturels et déchets dans les fluides de forage

De nos jours, l'utilisation d'additifs écologiques dans les fluides de forage pour améliorer les propriétés rhéologiques est très répandue. En outre, il a été constaté que l'utilisation de déchets biodégradables comme additifs donnait des résultats intéressants, notamment la poudre d'herbe, les poudres de coquilles d'œuf et d'escargot, ainsi que les déchets alimentaires [160-162]. De plus, les graines de dattes, la cendre d'herbe et l'herbe ont été proposées comme additifs potentiels dans le fluide de forage [163, 164], ce qui pourrait aide à améliorer les paramètres rhéologiques et minimiser les risques des autres additifs traditionnels (tableau I.4) [165-167].

Tableau 1.4 : Toxicité de certains additifs conventionnels dans les fluides de forage [168-171].

Additif	Composition	Risque
Bentonite	Montmorillonite > 90% Quartz < 10% Mica < 10%	effet respiratoire : possible légère irritation de la poussière
Barite	Quartz 10-12% Barite 80-84% Mica/ilite <6% Calcite <2%	cancérogène, irritant pour la peau et les yeux, irritant pour les voies respiratoires.
Caustic soda	Hydroxyde de sodium >97% 1-2.5% ingrédients ne présentent aucun risque	irritation ou brûlures graves des yeux, de la peau, du tractus gastro-intestinal et du système respiratoire
Soda ash	Carbonate de sodium 60-100%	peut provoquer une irritation des yeux, de la peau et des voies respiratoires.
Bicarbonate de sodium	Aucun ingrédient ne présente un risque	La poussière du produit peut être irritante pour les yeux, la peau et le système respiratoire.
Carbonate de calcium	Carbonate de calcium 97-100%	provoque une irritation des yeux. peut provoquer une irritation de la peau et des voies respiratoires.
Lime	Hydroxyde de calcium 100%	nocif en cas de contact avec les yeux. risque de lésions oculaires graves. irritant pour la peau. une exposition prolongée peut provoquer des effets chroniques.
Attapulgate	Aluminium-Magnésium-Silicate hydratée 95-99% Quartz 1-5%	légèrement dangereux en cas de contact avec la peau, de contact avec les yeux, d'ingestion, d'inhalation.
CMC	Sodium carboxyméthylcellulose 100%	Nocif au contact des yeux
Hydroxyde de sodium	Hydroxyde de sodium 95-100% Carbonate de sodium <3%	provoque des brûlures des yeux et de la peau. provoque des brûlures des voies digestives et respiratoires, hygroscopique
Chlorure de sodium	Chlorure de sodium 100%	peut provoquer une irritation des yeux et de la peau. peut provoquer une irritation des voies dégivrantes. peut provoquer une irritation des voies respiratoires.

Biocide	Nitrate de magnésium	peut provoquer une sensibilisation par contact avec la peau. très toxique pour les organismes aquatiques
Sulfite de sodium	Sulfite de sodium 100%	Peut provoquer une irritation des yeux et de la peau
Carbonate de sodium	Carbonate de sodium 100%	Nocif en cas d'inhalation. Peut provoquer une irritation des yeux et de la peau peut provoquer une irritation des voies respiratoires
Nitrate de sodium	Nitrate de sodium 100%	Peut provoquer une irritation des yeux et de la peau Nocif si avalé peut provoquer une irritation du tube digestif

I.4.1. Additifs naturels et déchets utilisés dans les fluides de forage

- Déchets de canne à sucre [172].
- Déchets de bois [173].
- Poudre des coquilles d'œuf [162, 174, 175] .
- La poudre des coquilles d'escargot [162, 176].
- La poudre des coquilles d'arachide [177].
- Poudre d'herbe [161, 167] [178].
- Epis de maïs [172].
- Poudre de pelure de pomme de terre [179].
- Poudre de pelure de Banane [171].
- Poudre de graines de dattes [180, 181].
- Poudre de graines de basilic [182].
- Poudre de pelures de grenade [183].
- Poudre de pelures de mandarine [184].
- Feuille de Henné et d'hibiscus [185, 186].
- Pétales violets de Safran [178].
- Poudre de coquille de gland [187].

I.4.2. Fonctions et avantages des additifs naturels dans les fluides de forage

Le domaine du forage pétrolier a connu une tendance d'utilisations des déchets et des additifs naturels pour répondre à l'amélioration des caractéristiques rhéologiques et

pour minimiser le coût de l'opération et bénéficier de la valorisation des déchets le tableau I.5 résume les fonctions et les avantages de la majorité des additifs naturels dans les fluides de forage.

Tableau I.5 : Additifs naturels dans les fluides de forage : fonctions et avantages [178].

Additif naturel	Fonctions	Avantages
coque de graine de coton	matériel de circulation perdu	Respectueux de l'environnement, stabilité à haute températures
poudre de carambole d'averrhoa	Réducteur de filtrat	Respectueux de l'environnement, faible coût
extraits de feuilles de henné	Réducteur de filtrat modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, faible coût
graine de palmier dattier	matériel de circulation perdu	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de pelure de banane	Réducteur de filtrat	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de pelure de mandarine	Réducteur de filtrat modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de pelure de pomme de terre	Réducteur de filtrat Agent viscosifiant	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de graines de dattes	Réducteur de filtrat modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de zeste de grenade	Réducteur de filtrat	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre d'herbe	Réducteur de filtrat modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, faible coût
Croûte de durian	matériel de circulation perdu	Respectueux de l'environnement,
Gomme de tamarin	modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, faible coût
Extrait de tannins de gland	agent de colmatage	Respectueux de l'environnement, stabilité à haute températures
Poudre de coquille de pistache	Réducteur de filtrat modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement, stabilité à haute températures
Extrait naturel de henné	inhibiteur de schiste	Respectueux de l'environnement, faible coût
Cendres de canne à sucre	Réducteur de filtrat, agent viscosifiant	Respectueux de l'environnement,
Fibre de bois d'orme, de chêne	matériels de circulation perdue	Respectueux de l'environnement,

et de pécan		
Croûte de durian	matériel de circulation perdue	Respectueux de l'environnement, faible coût, stabilité à haute températures
Pétales violets de Safran	Modificateur rhéologique	Respectueux de l'environnement,
Poudre de coquille d'œuf	Agent viscosifiant	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de coquille d'escargot	Agent viscosifiant	Respectueux de l'environnement, faible coût
Grains de basilic	Réducteur de filtrat	Respectueux de l'environnement, faible coût
Poudre de coquille d'arachide	Réducteur de filtrat	Respectueux de l'environnement, faible coût

Références Bibliographiques

- [1] Frank A. The petroleum war of 1910: Standard Oil, Austria, and the limits of the multinational corporation. *The American Historical Review* 2009;114:16-41.
- [2] Barrett ML. *Drilling Mud: A 20th Century History*. 2011.
- [3] Fourar K. Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères application aux puits horizontaux 2007.
- [4] White R. Principles and practice of soil science. The soil as a natural resource (p. 348). Oxford: Blackwell; 1999.
- [5] Caillère S, Hénin S, Rautureau M. *Minéralogie des argiles*. 1982.
- [6] Muller G. Polymères hydrosolubles d'origine naturelle et synthétique Relation structure/propriétés en solution. *Revue de l'Institut français du pétrole* 1990;45:703-17.
- [7] Caenn R, Darley HC, Gray GR. *Composition and properties of drilling and completion fluids: Gulf professional publishing*; 2011.
- [8] Young S, Maas T, Noviant B. Novel polymer chemistry increases shale stability. *Drilling Technology, American Association of Drilling Engineers* 2001:27-9.
- [9] Turner J, Macnab A. *Advances in Constructibility for Drilled Foundations: Part I. Geo-Strata—Geo Institute of ASCE*;4:13-7.
- [10] Schlumberger C. *Oil Well Drilling" Mud circulation and treating equipment"*, Vol. 4. Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international Inc 1997.
- [11] Landriot G. *Fluide de forage*. édition Technip 1968;6.
- [12] Deville JP, Fritz B, Jarrett M. Development of water-based drilling fluids customized for shale reservoirs. *SPE Drilling & Completion* 2011;26:484-91.
- [13] Zhuang G, Zhang Z, Jaber M. Organoclays used as colloidal and rheological additives in oil-based drilling fluids: An overview. *Applied Clay Science* 2019;177:63-81.
- [14] Muhammed NS, Olayiwola T, Elkatatny S. A review on clay chemistry, characterization and shale inhibitors for water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2021:109043.
- [15] Vryzas Z, Kelessidis VC. Nano-based drilling fluids: A review. *Energies* 2017;10:540.
- [16] Chilingarian GV, Vorabutr P. *Drilling and drilling fluids*. 1983.
- [17] Caenn R, Chilingar GV. *Drilling fluids: State of the art*. *Journal of petroleum science and engineering* 1996;14:221-30.

- [18] Bui B, Saasen A, Maxey J, Ozbayoglu ME, Miska SZ, Yu M, et al. Viscoelastic properties of oil-based drilling fluids. Annual Transactions of the Nordic Rheology Society 2012;20:33-47.
- [19] Zhuang G, Zhang Z, Yang H, Tan J. Structures and rheological properties of organo-sepiolite in oil-based drilling fluids. Applied Clay Science 2018;154:43-51.
- [20] Nguyen J-P. Le forage: Editions OPHRYS; 1993.
- [21] M.DADDOU. Produit à boue, Division forage, module FFF, SONATRACH. 2009.
- [22] Khodja M. Les fluides de forage: étude des performances et considerations environnementales 2008.
- [23] Javora PH, Percy RG, Wang X, Stevens RF, Qu Q. A decade of experience: the water based thermal insulating packer fluid. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: OnePetro; 2008.
- [24] Perrin D, Gaillot G. Production fond (La): Editions OPHRYS; 1995.
- [25] Veillon D. La liaison couche-trou: Editions Technip; 2001.
- [26] Turner J, Ezell R, MacMillan B, Ezzat D. Customized Insulating Packer Fluid Improves Steam Injection Well Integrity. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: OnePetro; 2010.
- [27] Ahmed AW, Kalkan E. Drilling Fluids; Types, Formation Choice and Environmental Impact.
- [28] Committee ASS. Drilling fluids processing handbook: Elsevier; 2011.
- [29] Li Y. Static and dynamic filtrations of different clay, electrolytes, polymer systems; Filtrations statiques et dynamiques de differents systemes argile, electrolytes, polymere. 1996.
- [30] Hamed N. Etude de la cinétique de formation des hydrates de méthane dans les fluides de forage off-shore par analyse calorimétrique différentielle haute pression: École Nationale Supérieure des Mines de Paris; 2006.
- [31] Besq A, Pantet A, Monnet P. Caractérisation des fluides de forage: boues propres et chargées. Actes des Journées nationales de géotechnique et de géologie de l'Ingénieur aNancy 2002.
- [32] Comeau F-A, Malo M, Séjourné S. Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage: GTEC04: rapport final: Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement; 2015.

[33] Dixit C. Etude physico-chimique des fluides produits par la centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe) et des dépôts susceptibles de se former au cours de leur refroidissement: Antilles-Guyane; 2014.

[34] Dao NH. Modélisation de la fatigue des systèmes de forage de puits à trajectoire complexe: Paris, ENMP; 2014.

[35] Ragouilliaux A. Etude rhéophysique de systèmes émulsions inverses/argile organophile. applications au boues de forage pétrolier: Université Pierre et Marie Curie-Paris VI; 2007.

[36] Boudimbou I, Roux C, Collin V, Peiti C, Navard P, Peuvrel-Disdier E. Ecoulement dans une géométrie plan-plan confinée: validité de la géométrie pour l'étude de fluides viscoélastiques et application à la dispersion du noir de carbone. Rhéologie 2010:Pages 33-40.

[37] Wone M. Rhéologie des suspensions non Browniennes concentrées: une étude numérique: Université Paris-Est; 2015.

[38] Zeytounian RK. Modélisation asymptotique en mécanique des fluides newtoniens: Springer Science & Business Media; 1994.

[39] Chrust M. Etude numérique de la chute libre d'objets axisymétriques dans un fluide newtonien: Strasbourg; 2012.

[40] Saidi F. Sur quelques problèmes de lubrification par des fluides newtoniens non isothermes et incompressibles avec des conditions aux bords non linéaires: étude mathématique et numérique: Saint-Etienne; 2004.

[41] Amrouche C. Sur une classe de fluides non newtoniens: les solutions aqueuses de polymères. Quarterly of applied mathematics 1992;50:779-91.

[42] Naimi M. Étude des lois d'écoulement et de transfert de chaleur pour des fluides non newtoniens en espace annulaire tournant: approche réaliste de l'échangeur de chaleur à surface raclée: Vandoeuvre-les-Nancy, INPL; 1989.

[43] Guillou S, Makhloufi R. Influence des paramètres d'une loi de comportement d'un fluide rhéoépaississant sur le coefficient de frottement. Rhéologie 2005;7:35-40.

[44] Tokpavi DL. Approches expérimentale et numérique de l'écoulement de fluides à seuil de contrainte autour d'obstacles cylindriques: Université Joseph-Fourier-Grenoble I; 2008.

[45] Hartland S, Jeelani A. Drainage in thin planar non-newtonian fluid films. The Canadian Journal of Chemical Engineering 1987;65:382-90.

[46] Moustapha H. Investigation numérique sur l'utilisation d'un modèle viscoélastique intégral pour l'estimation des pertes de charge dans une conduite cylindrique réduite pour le transport du remblai en pate cimenté: Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue; 2016.

[47] Coussot P. Rhéologie des boues et laves torrentielles: étude de dispersions et suspensions concentrées: Editions Quae; 1993.

[48] Coussot P. Mudflow rheology and dynamics: Routledge; 2017.

[49] Skadsem HJ, Leulseged A, Cayeux E. Measurement of drilling fluid rheology and modeling of thixotropic behavior. *Applied Rheology* 2019;29:1-11.

[50] Berthier P. Modelisation du comportement rheologique de fluides de forage: Paris 7; 1992.

[51] Skadsem HJ, Saasen A. Concentric cylinder viscometer flows of Herschel-Bulkley fluids. *Applied Rheology* 2019;29:173-81.

[52] Gueciouer A. Etude de l'influence de l'ajout de polymères et des sels sur le comportement rhéologique des boues de forage a base d'eau: Université de Boumerdès-M'hamed Bougara; 2010.

[53] Frachebourg J. Contribution à l'étude de quelques Pouzzolanes naturelles et artificielles en vue de la fabrication des ciments de Pouzzolanes. 1965.

[54] Laibi B. Comportement hygro-thermo-mécanique de matériaux structuraux pour la construction associant des fibres de kénaf à des terres argileuses: Normandie; 2017.

[55] Lucas J. La transformation des minéraux argileux dans la sédimentation. *Etudes sur les argiles du Trias: Persée-Portail des revues scientifiques en SHS*; 1962.

[56] Bourbié T, Coussy O, Zinszner B. Acoustique des milieux poreux: Editions Technip; 1986.

[57] Kherfellah N, Bekkour K, Benhadid S. Utilisation de systèmes argileux pour le colmatage des pertes de boues de forage en circulation. *Algérie Rhéologie* 2005;7:48-54.

[58] Khodja M, Canselier JP, Bergaya F, Khodja-Saber M. Une nouvelle approche pour l'évaluation de l'inhibition des argiles par les fluides de forage. *Formulation des solides divisés: EDP Sciences*; 2021. p. 128-38.

[59] Duchaufour P, Souchier B. Pédologie. 1. Pédogenèse et classification: Masson; 1983.

[60] Jozja N. Étude de matériaux argileux albanais. Caractérisation" multi-échelle" d'une bentonite magnésienne: Université d'Orléans; 2003.

- [61] Siffert B. Quelques réactions de la silice en solution: la formation des argiles: Persée-Portail des revues scientifiques en SHS; 1962.
- [62] Dupont R. Influence de la boue dans le forage des formations argileuses bouillantes .
Les fluides de forage, Edition Technip , France. 1968.
- [63] Khodja M. Drilling fluid: performance study and environmental considerations: Ph. D. Thesis, Institut National Polytechnique, Toulouse, France; 2008.
- [64] Hayes CW, Kennedy W. Oil fields of the Texas-Louisiana Gulf coastal plain: US Government Printing Office; 1903.
- [65] Rederon CeB, J. Essai de résolution du problème des argiles du Trias. Etude du CFPA,. 1961.
- [66] Zahaf F. Etude Structurale des argiles modifiées Appliquées à l'adsorption des polluants. 2017.
- [67] Le Pluart L, Duchet J, Sautereau H, Halley P, Gerard J-F. Rheological properties of organoclay suspensions in epoxy network precursors. Applied clay science 2004;25:207-19.
- [68] Derafa G. Synthèse et caractérisation de montmorillonite modifiée: Application à l'adsorption des colorants cationiques 2018.
- [69] Spears D. B. Velde Introduction to Clay Minerals. Chemistry, Origins, Uses and Environmental Significance. Chapman & Hall, London, 1992. vii+ 198 pp. Price£ 14.95 ISBN: 0.412. 37030.1. Clay Minerals 1993;28:161-2.
- [70] Chenouf M. Synthèse, caractérisation et réactivité catalytique des nanoparticules d'or supportées sur argile et sur supports oxydes. 2020.
- [71] Gloaguen J-M, Lefebvre J-M. Nanocomposites polymères/silicates en feuillets: Ed. Techniques Ingénieur; 2007.
- [72] Viallis-Terrisse H. Interaction des Silicates de Calcium Hydratés, principaux constituants du ciment, avec les chlorures d'alcalins. Analogie avec les argiles. These, Université de Bourgogne 2000.
- [73] Azouz KB. Relation entre propriétés rhéologiques et structure microscopique de dispersions de particules d'argile dans des dispersions de polymères: Université de Haute Alsace-Mulhouse; 2010.
- [74] Saba S, Delage P, Lenoir N, Cui YJ, Tang AM, Barnichon J-D. Further insight into the microstructure of compacted bentonite–sand mixture. Engineering geology 2014;168:141-8.

[75] Sun H, Mašín D, Boháč J. Experimental characterization of retention properties and microstructure of the Czech bentonite B75. Proceedings of the 19th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Seoul, Korea 2017. p. 17-21.

[76] Benchabane A. Rheological behavior study of a clay-polymer mixture: effects of the polymer addition; Etude du comportement rhéologique de mélanges argiles-polymères. Effets de l'ajout de polymères. 2006.

[77] Paumier S. Facteurs déterminant l'organisation et la rhéologie du système argile-eau pour des suspensions smectites: Ecole Supérieure d'Ingénieurs de Poitiers; 2007.

[78] Jeans C, Eslinger E. & Pevear D. 1988. Clay Minerals for Petroleum Geologists and Engineers. SEPM Short Course Notes no. 22. ix+ 405 pp. Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. ISBN 0 918985 000. Geological Magazine 1989;126:324-.

[79] Olsen SR. Estimation of available phosphorus in soils by extraction with sodium bicarbonate: US Department of Agriculture; 1954.

[80] Janek M, Lagaly G. Interaction of a cationic surfactant with bentonite: a colloid chemistry study. Colloid and Polymer Science 2003;281:293-301.

[81] Pleysier J, Cremers A. Stability of silver-thiourea complexes in montmorillonite clay. Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 1: Physical Chemistry in Condensed Phases 1975;71:256-64.

[82] Orsini L, Remy J. Utilisation du chlorure de cobaltihexamine pour la détermination simultanée de la capacité d'échange et des bases échangeables des sols. Sci Sol 1976;4:269-75.

[83] Bergaya F, Theng B, Lagaly G. Pillared Clays and Clay Minerals. In Handbook of Clay Science. Elsevier, Newyork; 2006.

[84] Bergaya F, Vayer M. CEC of clays: measurement by adsorption of a copper ethylenediamine complex. Applied clay science 1997;12:275-80.

[85] Lorenz P, Meier L, Kahr G. Determination of the cation exchange capacity (CEC) of clay minerals using the complexes of copper (II) ion with triethylenetetramine and tetraethylenepentamine. Clays and clay minerals 1999;47:386-8.

[86] Morel R. Cultivated soils. Cultivated soils 1996.

[87] Issaadi R, Garin F, Chitour CE, Maire G. Catalytic behaviour of combined palladium-acid catalysts: use of Al and Zr-pillared montmorillonite as supports: Part I.

Reactivity of linear, branched and cyclic hexane hydrocarbons. *Applied Catalysis A: General* 2001;207:323-32.

[88] Ebagninin KW. Relations structure microscopique-comportement macroscopique de suspensions de bentonite en présence de polymères: Strasbourg; 2009.

[89] Moreira E. Etude du comportement thixotrope de suspensions de bentonite en conduite 2008.

[90] Luckham PF, Rossi S. The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. *Advances in colloid and interface science* 1999;82:43-92.

[91] Tripathy S, Sridharan A, Schanz T. Swelling pressures of compacted bentonites from diffuse double layer theory. *Canadian Geotechnical Journal* 2004;41:437-50.

[92] Kohls D. Particle synthesis, characterization, and properties of filled polymer systems: University of Cincinnati; 2006.

[93] Shang J, Lo K, Quigley RM. Quantitative determination of potential distribution in Stern–Gouy double-layer model. *Canadian Geotechnical Journal* 1994;31:624-36.

[94] Sridharan A, Rao S, Murthy N. Compressibility behaviour of homoionized bentonites. *Geotechnique* 1986;36:551-64.

[95] Azouz KB, Dupuis D, Bekkour K. Rheological characterizations of dispersions of clay particles in viscoelastic polymer solutions. *Applied Rheology* 2010;20.

[96] Mercier JP, Maréchal E. Chimie des polymères: synthèses, réactions, dégradations: PPUR presses polytechniques; 1996.

[97] Fontanille M, Gnanou Y. Chimie et physico-chimie des polymères: Dunod Paris; 2002.

[98] Bernier J-C. Art et chimie, les polymères: actes du congrès 2003.

[99] Garcia C, Parigot P. Boues de forage (Les): Editions Technip; 1968.

[100] Mauguin P. Agriculture: des matières premières pour l'industrie. *Biofutur* 1995;1995:19-20.

[101] Thomas DC. Thermal stability of starch-and carboxymethyl cellulose-based polymers used in drilling fluids. *Society of Petroleum Engineers Journal* 1982;22:171-80.

[102] Ponton A, Ovarlez G. Chapitre 6: Systèmes évolutifs. La mesure en rhéologie: EDP Sciences; 2021. p. 159-204.

[103] Malumba Kamba P, Janas S, Deroanne C, Masimango T, Béra F. Structure de l'amidon de maïs et principaux phénomènes impliqués dans sa modification thermique. *Biotechnologie, Agronomie, Société et Environnement* 2011;15:315-26.

[104] Mufeng LND, Batiango JN, Ndongala CM, Ndyanabo JTM. *Revue Africaine d'Environnement et d'Agriculture*. *Revue Africaine d'Environnement et d'Agriculture* 2020;3:121-8.

[105] Houwen O. Chemical characterization of CMC and its relationship to drilling-mud rheology and fluid loss. *SPE drilling & completion* 1993;8:157-64.

[106] Keller JD. Sodium carboxymethylcellulose (CMC). *Food hydrocolloids*: CRC Press; 2020. p. 43-109.

[107] Fagundes KRS, Luz RCdS, Fagundes FP, Balaban RdC. Effect of carboxymethylcellulose on colloidal properties of calcite suspensions in drilling fluids. *Polímeros* 2018;28:373-9.

[108] Metlas-Komunjer L. *Formulation des solides divisés*: EDP Sciences; 2021.

[109] Khodja M, Khodja-Saber M, Canselier JP, Cohaut N, Bergaya F. Drilling fluid technology: performances and environmental considerations. *Products and services; from R&D to final solutions* 2010:227-56.

[110] Bavoh CB, Adam JM, Lal B. Specific heat capacity of xanthan gum/PAC polymer-based drilling fluids: An experimental and correlation study. *Materials Today: Proceedings* 2021.

[111] Weikey Y, Sinha SL, Dewangan SK. Role of additives and elevated temperature on rheology of water-based drilling fluid: A review paper. *International Journal of Fluid Mechanics Research* 2018;45.

[112] Huang D-C, Xie G, Peng N-Y, Zou J-G, Xu Y, Deng M-Y, et al. Synergistic inhibition of polyethylene glycol and potassium chloride in water-based drilling fluids. *Petroleum Science* 2021;18:827-38.

[113] Chenevert M. Glycerol mud additive provides shale stability. *Oil and Gas Journal;(USA)* 1989;87.

[114] Perricone AC, Clapper, D.K. et Enright, D.P. 1989. p. 830, 765.

[115] Reid P, Dolan B, Cliffe S. Mechanism of shale inhibition by polyols in water based drilling fluids. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry: OnePetro*; 1995.

[116] Bland R, Pariseau D, Jones T, Jachnik R. Polyglycol Technology Update. *AADE Drilling Fluids Technology Conference, Houston, April 1996*. p. 3-4.

[117] Yalçın T, Alemdar A, Ece ÖI, Güngör N. The viscosity and zeta potential of bentonite dispersions in presence of anionic surfactants. *Materials Letters* 2002;57:420-4.

[118] Yoshiaki Fukushima X. Ray diffraction study of aqueous montmorillonite emulsions. *Clay and clay Minerals* 1984;32:320-6.

[119] Bonardi C, Boutevin B, Piétrasanta Y, Taha M. Synthèse et copolymérisation avec l'acrylamide de macromonomères d'acrylate de dodécyle. *Die Makromolekulare Chemie: Macromolecular Chemistry and Physics* 1985;186:261-71.

[120] Pérez-Robles S, Matute CA, Lara JR, Lopera SH, Cortés FB, Franco CA. Effect of nanoparticles with different chemical nature on the stability and rheology of acrylamide sodium acrylate copolymer/chromium (III) acetate gel for conformance control operations. *Nanomaterials* 2020;10:74.

[121] Sadeghalvaad M, Sabbaghi S. The effect of the TiO₂/polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties. *Powder Technology* 2015;272:113-9.

[122] Chatzopoulos F, Fugit J, Ouillon I, Rodriguez F, Taverdet J. Étude, en fonction de différents paramètres, de l'absorption et de la desorption d'eau par un copolymère acrylamide-acrylate de sodium réticulé. *European polymer journal* 2000;36:51-60.

[123] Lee L-T, Somasundaran P. Adsorption of polyacrylamide on oxide minerals. *Langmuir* 1989;5:854-60.

[124] Pefferkorn E. Polyacrylamide at solid/liquid interfaces. *Journal of colloid and interface science* 1999;216:197-220.

[125] Ata A, O'Neill M. The physicochemical interaction between PHPA polymer slurry and cement mortar. *Geotechnical Testing Journal* 2000;23:225-35.

[126] Dalas E, Klepetsanis P, Koutsoukos P. The overgrowth of calcium carbonate on poly (vinyl chloride-co-vinyl acetate-co-maleic acid). *Langmuir* 1999;15:8322-7.

[127] KARAKUŞ G. Synthesis, Structural Characterization, and Water Solubility of a Novel Modified Poly maleic anhydride-co-vinyl acetate/Acriflavine Conjugate. *Hacettepe Journal of Biology and Chemistry* 2016;44:549-58.

[128] Kouini B. Elaboration et caractérisation des nanocomposites à matrice PP/PP-G-AM/PA66 renforcés par des nanoargiles: Université M'hamed Bougara de Boumerdès, Département de Gén; 2014.

[129] Roy DS, Rohera BD. Comparative evaluation of rate of hydration and matrix erosion of HEC and HPC and study of drug release from their matrices. *European Journal of Pharmaceutical Sciences* 2002;16:193-9.

[130] Dupayage J. Élaboration contrôlée de glycopolymères amphiphiles à partir de polysaccharide: synthèse de Dextrane-g-PMMA par polymérisation radicalaire par transfert d'atome: Institut National Polytechnique de Lorraine; 2009.

[131] Mansfield ED, Pandya Y, Mun EA, Rogers SE, Abutbul-Ionita I, Danino D, et al. Structure and characterisation of hydroxyethylcellulose–silica nanoparticles. *RSC advances* 2018;8:6471-8.

[132] Bouvier M. Allergie à la Gomme de Guar: à propos d'une observation. *Revue Française d'Allergologie* 2017;57:227-8.

[133] KALT A. Pétrole de schiste: des forages seraient iminents. 2011.

[134] Schorsch C. Etude rheologique et structurale des melanges gomme xanthane/gomme guar: Massy, ENSIA; 1995.

[135] Benedetti M. Géochimie de l'or: mécanismes de transport et de dépôt: Persée-Portail des revues scientifiques en SHS; 1991.

[136] Guyonnet D. Equivalence en Etanchéité Minérale: Caractérisation et Prévision: INSA de Lyon; 2003.

[137] Gelpi L. Les surfactants dans les fluides de forage. *Journées de l'hydraulique* 1963;7:211-5.

[138] L'alloret F, Maroy P, Hourdet D, Audebert R. Reversible thermoassociation of water-soluble polymers. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* 1997;52:117-28.

[139] Coussot P, Bertrand F, Herzhaft B. Rheological behavior of drilling muds, characterization using MRI visualization. *Oil & gas science and technology* 2004;59:23-9.

[140] da Luz RC, Fagundes FP, Balaban RdC. Water-based drilling fluids: the contribution of xanthan gum and carboxymethylcellulose on filtration control. *Chemical Papers* 2017;71:2365-73.

[141] Sworn G. Xanthan gum. *Handbook of hydrocolloids*: Elsevier; 2021. p. 833-53.

[142] Drevetón É. Le Gellane: influence de l'hydrodynamique du fermenteur sur sa production, ses caractéristiques physico-chimiques et ses possibilités d'application dans les fluides de forage: Institut National Polytechnique de Lorraine; 1994.

[143] Iler KR. The chemistry of silica. Solubility, polymerization, colloid and surface properties and biochemistry of silica 1979.

[144] Wahid N, Yusof MA, Hanafi NH. Optimum nanosilica concentration in synthetic based mud (SBM) for high temperature high pressure well. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition: OnePetro*; 2015.

[145] Si CCL. Experimental Study on the Effect of Nano-silica on Mud Density in Synthetic Based Mud. 2014.

[146] Al-Yasiri M, Awad A, Pervaiz S, Wen D. Influence of silica nanoparticles on the functionality of water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2019;179:504-12.

[147] Ingremeau F. Solutions de polymères sous écoulement: liens entre propriétés microscopiques et manifestations macroscopiques: Université Sciences et Technologies-Bordeaux I; 2013.

[148] Le Meins J-F. Etude rhéométrique et rhéo-optique du comportement de solutions de polymères associatifs sous cisaillement: Le Mans; 2000.

[149] Moghaddam AK, Saadatabadi AR. Rheological modeling of water based drilling fluids containing polymer/bentonite using generalized bracket formalism. *Journal of petroleum science and engineering* 2020;189:107028.

[150] Terescenco D. Evaluation et compréhension de la structure de l'émulsifiant et son impact sur les propriétés physiques, physico-chimiques et sensorielles d'émulsions cosmétiques: Normandie Université; 2018.

[151] Bureau N. Interactions entre fluides de gisement et fluides de forage: Lyon 1; 2002.

[152] Tazi S. Description moléculaire des ions aux interfaces argile-eau: Paris 6; 2012.

[153] Chabe J. Etude des interactions moléculaires polymère-eau lors de l'hydratation de la membrane Nafion, électrolyte de référence de la pile à combustible: Université Joseph-Fourier-Grenoble I; 2008.

[154] De Gennes P. Polymers at an interface; a simplified view. *Advances in colloid and interface science* 1987;27:189-209.

[155] Mongondry P, Bonnans-Plaisance C, Jean M, Tassin JF. Mild Synthesis of Amino-Poly (ethylene glycol) s. Application to Steric Stabilization of Clays. *Macromolecular rapid communications* 2003;24:681-5.

[156] Israelachvili J. Interfacial forces. *Journal of Vacuum Science & Technology A: Vacuum, Surfaces, and Films* 1992;10:2961-71.

[157] Tadros MK. Prestress losses in pretensioned high-strength concrete bridge girders: Transportation Research Board; 2003.

[158] Chang T, Levine M, Bellward G. Selective inhibition of rat hepatic microsomal cytochrome P-450. II. Effect of the in vitro administration of cimetidine. *Journal of Pharmacology and Experimental Therapeutics* 1992;260:1450-5.

[159] Benchabane A. Etude du comportement rhéologique de mélanges argiles-polymères: Effets de l'ajout de polymères: Université Louis Pasteur (Strasbourg)(1971-2008); 2006.

[160] Wajheuddin M. Development of an Environmentally-Friendly Drilling Fluid Using Date Seeds and Grass: King Fahd University of Petroleum and Minerals (Saudi Arabia); 2014.

[161] Hossain ME, Wajheuddin M. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids. *Petroleum Science* 2016;13:292-303.

[162] Olamigoke O, Aghante TT, Iyalla F. An Experimental Study of Effects of Egg Shell and Snail Shell Powder on Rheological and Filtration Properties of Potassium Chloride Polymer Drilling Fluids. *Petroleum & Coal* 2020;62.

[163] Wajheuddin M, Hossain ME. An experimental study on particle sizing of natural substitutes for drilling fluid applications. *Journal of Nature Science and Sustainable Technology* 2014;8:1-14.

[164] Wajheuddin M, Hossain ME. Development of an environmentally-friendly water-based mud system using natural materials. *Arabian Journal for Science and Engineering* 2018;43:2501-13.

[165] Al-Hameedi AT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Al-Alwani MA, Alshammari AF, Albazzaz HW, et al. Proposing a new eco-friendly drilling fluid additive to enhance the filtration properties of water-based drilling fluid systems. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference: OnePetro*; 2019.

[166] Al-Hameedi AT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Albazzaz HW, Alkhamis MM. Insights into eco-friendly and conventional drilling additives: applications, cost analysis, health, safety, and environmental considerations. *SPE Symposium: Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility: OnePetro*; 2019.

[167] Al-Hameedi ATT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Al-Alwani MA, Alshammari AF, Albazzaz HW, et al. Insights into the application of new eco-friendly drilling fluid additive to improve the fluid properties in water-based drilling fluid systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2019;183:106424.

[168] Al-Hameedi AT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Alashwak NA, Alshammari AF, Alkhamis MM, et al. Environmental friendly drilling fluid additives: can food waste products be used as thinners and fluid loss control agents for drilling fluid? *SPE Symposium: Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility: OnePetro*; 2019.

[169] Hughes B. Specialty products: drilling fluids solution. 2010.

[170] Alkinani HH, Al-Hameedi ATT, Dunn-Norman S, Al-Bazzaz WH. State-of-the-Art Review of Lost Circulation Materials and Treatments–Part II: Probability and Cost Analyses. International Petroleum Technology Conference: OnePetro; 2020.

[171] Al-Hameedi ATT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Salem E, Knickerbocker MD, Alashwak NF, et al. Laboratory study of environmentally friendly drilling fluid additives banana peel powder for modifying the drilling fluid characteristics in water-based muds. International Petroleum Technology Conference: OnePetro; 2020.

[172] Irawan S, Azmi A, Saaid M. Corn cobs and sugar cane waste as viscosifier in drilling fluid. *Pertanika Journal of Science & Technology* 2009;17:173-81.

[173] Haider S, Messaoud-Bouregghda M-Z, Aknouche H, Akkouche A, Hammadi L, Safi B. An ecological water-based drilling mud (WBM) with low cost: substitution of polymers by wood wastes. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 2019;9:307-13.

[174] Boro J, Thakur AJ, Deka D. Solid oxide derived from waste shells of *Turbonilla striatula* as a renewable catalyst for biodiesel production. *Fuel Processing Technology* 2011;92:2061-7.

[175] Obadiah A, Swaroopa GA, Kumar SV, Jeganathan KR, Ramasubbu A. Biodiesel production from palm oil using calcined waste animal bone as catalyst. *Bioresource technology* 2012;116:512-6.

[176] Zhang Y, Liu S, Wu H. Experiment study on the decomposition properties of snail shell. *BTAIJ* 2014;9:303-7.

[177] Al-Hameedi A, Alkinani H, Dunn-Norman S. Development of high-performance water-based drilling fluid using biodegradable eco-friendly additive (Peanut Shells). *International Journal of Environmental Science and Technology* 2021:1-12.

[178] Ghaderi S, Haddadi SA, Davoodi S, Arjmand M. Application of sustainable saffron purple petals as an eco-friendly green additive for drilling fluids: A rheological, filtration, morphological, and corrosion inhibition study. *Journal of Molecular Liquids* 2020;315:113707.

[179] Al-Hameedi AT, Alkinani H, Dunn-Norman S, Alkhamis M, Al-Alwani M, Mutar R, et al. Proposing a new biodegradable thinner and fluid loss control agent for water-based drilling fluid applications. *International Journal of Environmental Science and Technology* 2020;17:3621-32.

[180] Amanullah M, Ramasamy J, Al-Arfaj MK, Aramco S. Application of an indigenous eco-friendly raw material as fluid loss additive. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2016;139:191-7.

[181] Amanullah M, Arfaj MK. Date Palm Tree-Based Fibrous LCM ARC Eco-Fiber-A Better Alternative to Equivalent Imported Products. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: OnePetro*; 2018.

[182] Gao X, Zhong H-Y, Zhang X-B, Chen A-L, Qiu Z-S, Huang W-A. Application of sustainable basil seed as an eco-friendly multifunctional additive for water-based drilling fluids. *Petroleum Science* 2021;18:1163-81.

[183] Al-Saba M, Amadi K, Al-Hadramy K, Dushaishi M, Al-Hameedi A, Alkinani H. Experimental investigation of bio-degradable environmental friendly drilling fluid additives generated from waste. *SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility: OnePetro*; 2018.

[184] Al-Hameedi ATT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Al-Alwani MA, Alshammari AF, Alkhamis MM, et al. Experimental investigation of environmentally friendly drilling fluid additives (mandarin peels powder) to substitute the conventional chemicals used in water-based drilling fluid. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 2020;10:407-17.

[185] Ismail AR, Mohd NM, Basir NF, Oseh JO, Ismail I, Blkooor SO. Improvement of rheological and filtration characteristics of water-based drilling fluids using naturally derived henna leaf and hibiscus leaf extracts. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 2020;10:3541-56.

[186] Oseh JO, Norrdin MM, Farooqi F, Ismail RA, Ismail I, Gbadamosi AO, et al. Experimental investigation of the effect of henna leaf extracts on cuttings transportation in highly deviated and horizontal wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 2019;9:2387-404.

[187] Davoodi S, SA AR, Rukavishnikov V, Minaev K. Insights into application of acorn shell powder in drilling fluid as environmentally friendly additive: filtration and rheology. *International Journal of Environmental Science and Technology* 2021;18:835-48.

Chapitre II

Matériels et méthodes

Préambule

Généralement, les principales boues utilisées dans les formulations des fluides de forage en Algérie sont des boues bentonitiques au démarrage, des boues aux polymères pour des phases de forage intermédiaires tandis que les boues émulsionnées inverses sont consacrées pour les phases réservoir [1].

Ce chapitre est dédié à la présentation des matériaux préparés, aux diverses techniques et équipements de caractérisation des mélanges des fluides de forage préparés.

Nous rappelons que l'objectif fondamental de cette étude consiste à préparer des mélanges de fluides de forage à partir des polymères naturels (Amidon) et des additifs naturels ou déchets (l'influence de différents facteurs sur la rhéologie et la filtration) afin d'optimiser les paramètres rhéologiques et de filtration.

Dans cet objectif, nous proposons des fluides de forage composés des additifs naturels (amidon, herbe, et coquille d'œuf), ou nous avons comparé plus particulièrement l'influence de l'ajout de l'amidon extrait une fois de la pomme de terre et l'autre du maïs et aussi l'effet synergique de l'ajout de la poudre d'herbe, ainsi l'utilisation du carbonate de calcium et la poudre de coquilles d'œuf pour atteindre une bonne optimisation de la formulation des fluides de forage (type et concentration en additif).

II.1. Présentation des matériaux

II.1.1. L'amidon

L'amidon est un polysaccharide d'origine végétale, il est composé de deux polymères, l'amylose et l'amylopectine. L'amylose est essentiellement un polymère linéaire, tandis que l'amylopectine est ramifiée. Les deux polymères sont constitués d'unités d'anhydroglucose liées par des liaisons glucosidiques α -D-(1→4), les ramifications de l'amylopectine étant formées par des bandes glucosidiques α -D-(1→6), à l'état naturel, les deux polymères sont présents sous forme de petits granulés, avec des régions amorphes riches en amylose et des régions cristallines riches en amylopectine. Le rapport entre l'amylose et l'amylopectine varie selon la source [2, 3]. Dans l'amidon de pomme de terre, le rapport entre l'amylose et l'amylopectine est de 20 à 80 sous une forme ellipsoïdale et pour l'amidon de maïs, il est de 25 à 75 sous une forme polyédrique [4, 5].

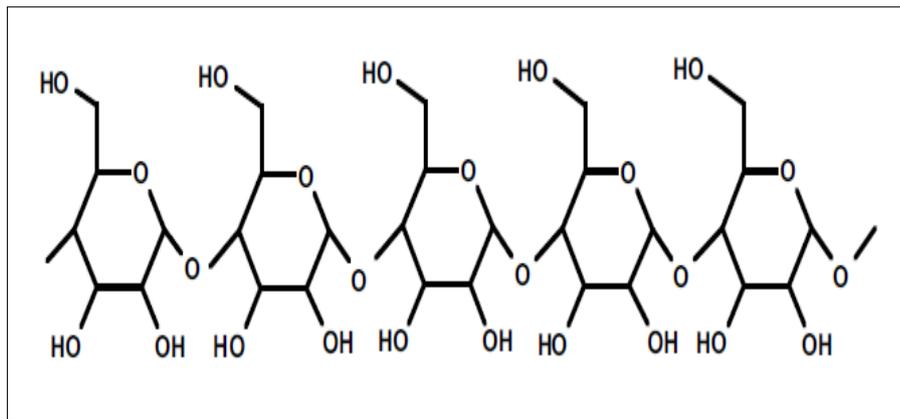


Figure II.1 : Forme structurale de l'amylose [6].

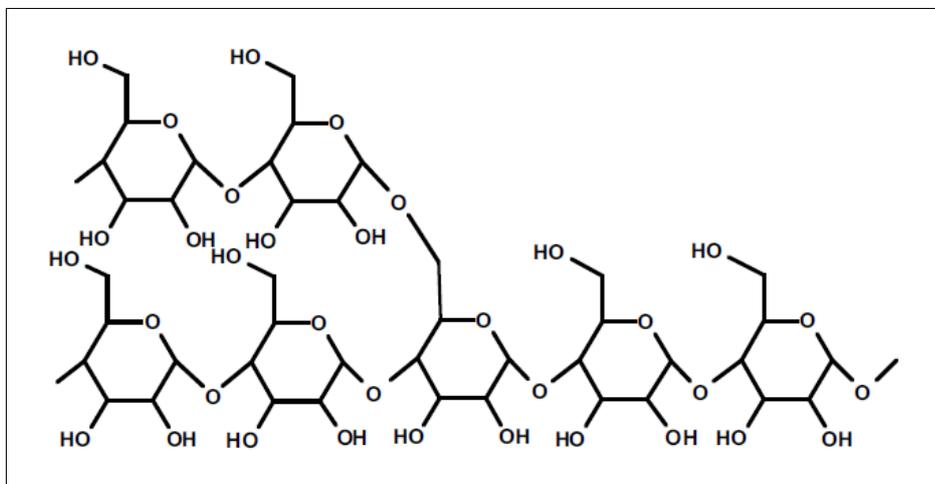


Figure II.2 : Forme structurale de l'amylopectine [6].

II.1.1.1. Extraction de l'amidon de la pomme de terre

Les pommes de terre en peau jaune ont été soigneusement lavées à l'eau douce, épluchées et coupées en morceaux. Ensuite, de l'eau a été ajoutée aux morceaux de pomme de terre, mélangée puis filtrée à travers des tamis en fer et en tissu. Après 30 min, un précipité de fécule de pomme de terre est obtenu et l'excès d'eau a été éliminé. La fécule de pomme de terre a ensuite été séchée à l'air, mélangée à nouveau pour obtenir une granulométrie uniforme, puis stockée dans des boîtes en verre à l'abri de la lumière [7, 8].

➤ Amélioration du rendement de l'extraction :

Cette méthode consiste à couper les pommes de terre épluchées en petits morceaux puis les sécher à la température ambiante (20 °C) pendant 48 h.

Les féculés séchées sont pesées à des masses de 100 g et trempées dans 600 ml de solution NaOH de 0.4% durant 30 min avec une agitation pour obtenir une dispersion uniforme. Ensuite, le mélange est broyé dans un mixeur et filtré à l'aide d'un tissu en mousseline avec l'ajout de l'eau distillée. L'amidon précipité est lavé 2 fois par 500 ml d'eau distillée et enfin filtré sur un papier filtre et séché pendant 48 h à l'air libre [9].



Figure II.3 : Etapes de l'obtention de l'amidon de pomme de terre (1) épluchure (2) coupage (3) séchage.

II.1.1.2. Extraction de l'amidon de maïs

Les grains de maïs retirés de l'épi sont trempés dans un récipient immergé dans de l'eau douce pendant trois jours. L'eau a été changée 6 fois. Les grains de maïs ont été rincés à l'eau froide puis écrasés pour être crémeux et lisses, beaucoup d'eau a été ajoutée au récipient puis le mélange a été filtré à travers des passoire en fer et en tissu. L'amidon de maïs s'est décanté au fond du récipient après 2 heures, où l'excès d'eau a été éliminé. L'amidon de maïs a été séché à l'air libre. La quantité obtenue a été mélangée à nouveau pour obtenir une taille uniforme des particules et stockée dans des boîtes en verre à l'abri de la lumière [10-12].



Figure II.4 : (a) Grains de maïs ; (b) Amidon de maïs.

➤ Calcul du rendement

Le rendement de l'amidon extrait est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$R(\%) = \frac{M_A}{M_{P/M}} \times 100 \quad (10)$$

Avec

R : le rendement de l'amidon extrait (%)

MA : masse de l'amidon extrait en (g)

$M_{P/M}$: masse de la pomme de terre ou de maïs (g)

II.1.2. La carboxyméthylcellulose

La carboxyméthylcellulose (CMC) est un polymère anionique semi-flexible, dont le squelette est basé sur des unités répétitives de β -(1→4)-D glucopyranose avec des groupes hydroxyle substitués partiellement par des groupes carboxyméthyle, où le degré de substitution moyen est compris entre 0,6 et 0,95. Ce polymère est compatible avec la plupart des additifs des fluides de forage fournissant ainsi un effet synergique. Même à de faibles concentrations de CMC dans les fluides de forage à base d'eau, la perte de fluide (filtration) peut être considérablement réduite si le polymère est utilisé en association avec du carbonate de calcium (calcite) [13].

La CMC est ajoutée aux fluides de forages doux ou salés pour réduire le filtrat, contrairement aux amidons, les CMC ne sont pas fermentescibles, ce qui permet de les utiliser dans des milieux moins alcalins (pH de 8,5 à 10).

Les CMC sont un peu moins sensibles à la température que les amidons, cependant au-delà de 170°C, dans des conditions normales de pression de fond de puits, elles se dégradent.

En présence d'une certaine quantité de sels de métaux bi ou trivalents, les CMC peuvent former des gels. Ceci explique l'augmentation des caractéristiques rhéologiques des fluides de forage traités à la CMC dans le cas de certaines pollutions [14, 15].

Certaines caractéristiques de la CMC :

- Les CMC haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.
- Le rendement d'une CMC diminue lorsque la salinité augmente et on lui préfère l'amidon pour contrôler le filtrat des fluides de forage salés saturés.
- Cependant les CMC possèdent encore un bon rendement en milieu salé saturé à condition de maintenir la concentration en calcium au-dessous de 400-500 mg/l, donnant généralement ainsi des boues de viscosité plus basse que celles avec l'amidon [13, 16, 17].

La CMC utilisée est de type CMC-HV fourni par SINOCMC.

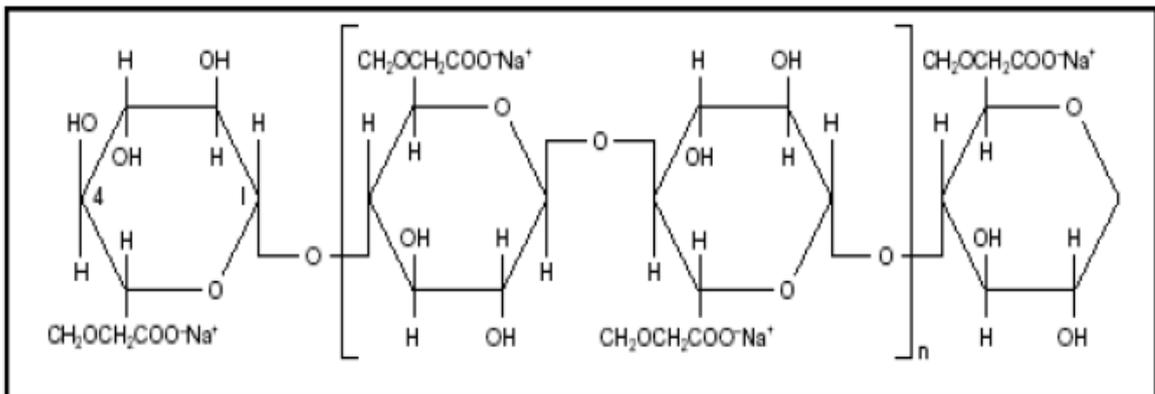


Figure II.5 : Structure chimique de la CMC [1].

II.1.3. La bentonite

La bentonite utilisée provient du gisement de Hammam Boughrara (Maghnia, Algérie) avec une teneur en argile de 83% (95% de montmorillonite et 5% d'illite). Les minéraux non argileux sont principalement le quartz (13%), la calcite (4%), et des traces de feldspath et de dolomite [18] (Annexe 2).

II.1.4. L'herbe

L'herbe est le principal fourrage pour le bétail dans le monde entier. Son utilisation est connue de l'humanité depuis des siècles. Le préambule de cette recherche est d'introduire l'herbe comme un additif respectueux de l'environnement dans le fluide de forage. L'herbe utilisé est de type Eulisine des indes [19].

II.1.4.1. Préparation de la poudre d'herbe

L'herbe utilisée a été collectée puis placée dans un four à 60°C pendant 20 minutes. L'herbe ainsi obtenue a été laissée dans un endroit sec pendant 14 heures. Une fois séchée, l'herbe a été broyée à l'aide d'un moulin à légumes.



Figure II.6 : (a) L'herbe ; (b) Poudre d'herbe.

II.1.5. Coquilles d'œuf

La coquille est un composite constitué de CaCO_3 [20-22] et d'une membrane fibreuse riche en protéines. La coquille d'œuf se forme par la précipitation contrôlée de carbonate de calcium sur les fibres de la membrane externe, et se produit dans l'espace extracellulaire entre les membranes dilatées de la coquille qui enveloppent l'albumen hydraté et la muqueuse de la paroi utérine. Au cours de toutes les phases de minéralisation, la coquille incomplète baigne dans une solution utérin contenant 6 à 10 mM de calcium ionisé et environ 70 mM de bicarbonate avec des concentrations de 80 à 120 fois supérieures à la solubilité de la coquille [23].

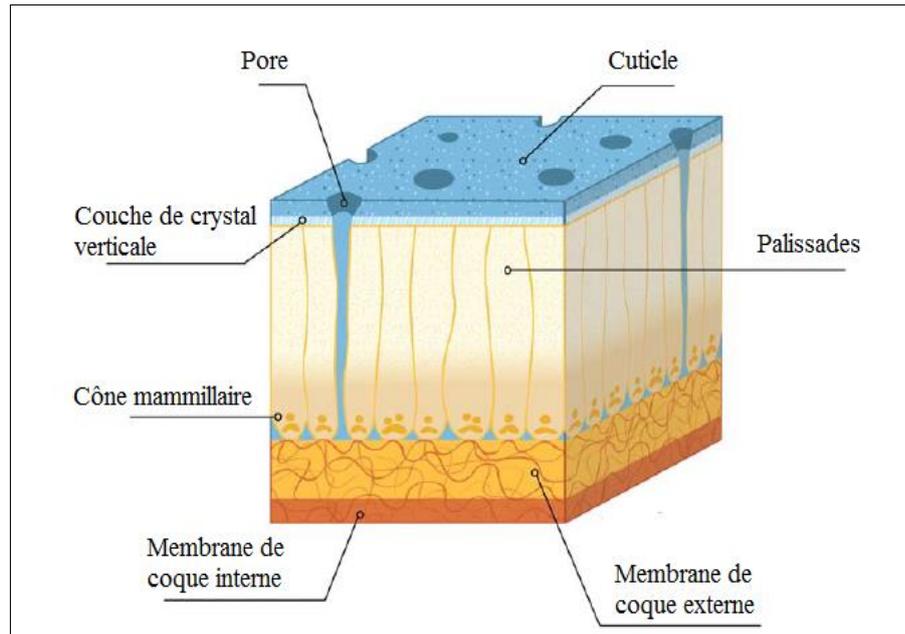


Figure II.7 : Représentation artistique d'une vue en coupe transversale d'une coquille d'œuf de poulet [24].

II.1.5.1. Préparation de la poudre de coquilles d'œuf

Les œufs bouillis ont été utilisés pour extraire les coquilles. Après l'extraction, les coquilles ont été brisées en petits morceaux, afin d'obtenir une grande surface indispensable à un séchage optimal. Les coquilles d'œufs ayant une faible teneur en eau, elles ont été séchées au soleil pendant 2 jours. Elles ont ensuite été broyées à l'aide d'un broyeur manuel et pulvérisées avec un tamis espacé de 250 μ m avant d'être stockées dans une boîte de Pétri propre [22, 25-30].



Figure II.8 : (a) Coquilles d'œuf ; (b) Poudre de coquilles d'œufs.

II.1.6. Chlorure de potassium

Le chlorure de potassium (KCl) est un sel d'halogénure métallique composé de potassium et de chlore. Il est inodore avec un aspect d'un cristal vitreux blanc ou incolore [31], il se dissout facilement dans l'eau et est ajouté au fluide de forage en tant qu'inhibiteur inorganique, afin de contrôler les propriétés mécaniques [32].

II.1.7. Hydroxyde de sodium

L'hydroxyde de sodium (NaOH) est généralement ajouté au fluide de forage pour assurer l'activité de l'eau, augmenter l'alcalinité des systèmes de boue bentonite, accroître la viscosité de la boue et neutraliser le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone [33].

II.1.8. Carbonate de calcium

Le carbonate de calcium est un composé chimique dont la formule est CaCO_3 . Il s'agit d'une substance commune que l'on trouve dans les roches sous forme de calcite et d'aragonite et qui est le principal composant des coquilles d'œufs, des coquilles de gastéropodes, des squelettes de mollusques et des perles [34]. Le carbonate de calcium est l'ingrédient actif de la chaux agricole, et elle est créée lorsque les ions calcium de l'eau dure réagissent avec les ions carbonate pour créer du calcaire [35].

II.2. Les propriétés rhéologiques

La viscosité apparente, la viscosité plastique, le yield point et les gels des divers mélanges sont mesurés à l'aide d'un viscosimètre Fann 35 A.

La variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement est mesurée à l'aide des valeurs fournies par le viscosimètre Fann 35 A, tandis que la variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement est mesurée à l'aide d'un rhéomètre AR2000 ainsi la variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement des suspensions vieilles et des suspensions du PHR ajouté, ou Le système que nous avons utilisé est le système cône-plan pour les solutions de polymères et les solutions et fluides de polymères ; où l'échantillon est placé entre un cône de rayon défini de 60 mm et un angle de 2° et une surface plane perpendiculaire à l'axe du cône [36-38] (Annexe 3).

Le viscosimètre Fann modèle 35 est largement connu comme le "standard de l'industrie" pour les mesures de viscosité des fluides de forage. Le viscosimètre modèle 35 est un instrument polyvalent pour la recherche ou la production [39].

Dans les modèles à six vitesses, les vitesses de test de 600, 300, 200, 100, 6 et 3tr/min sont disponibles grâce à un moteur synchrone entraîné par un engrenage de précision. Il est possible de sélectionner n'importe quelle vitesse d'essai sans arrêter la rotation. La contrainte de cisaillement est affichée en continu sur l'échelle calibrée, ce qui permet d'observer les caractéristiques de viscosité en fonction du temps. Le viscosimètre modèle 35A est alimenté par un moteur 60-Hz.

La contrainte de cisaillement est lue directement sur une échelle calibrée. La viscosité plastique et le yield point d'un fluide peuvent être déterminées facilement en effectuant deux soustractions simples des données observées lorsque l'instrument est utilisé avec la combinaison R1-B1 et le ressort de torsion standard F1 [40-43].



Figure II.9 : Viscosimètre FANN35 A.

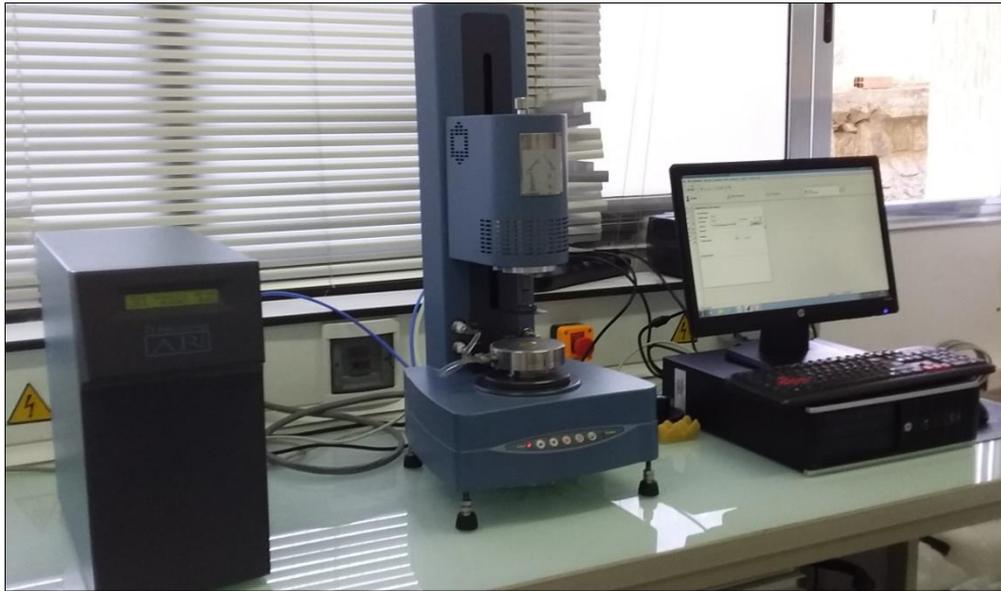


Figure II.10 : Rhéomètre AR2000.

II.2.1. Calcul des paramètres rhéologiques

Les mesures réalisées avec le viscosimètre FANN 35 A ont été exploitées pour la détermination des paramètres rhéologiques moyennant les équations suivantes:

La viscosité plastique (VP) :

$$VP = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (11)$$

Ou

V_p : viscosité plastique (cP)

Θ_{600} : lecture à 600 rpm

Θ_{300} : lecture à 300 rpm

La viscosité apparente (VA) :

$$VA = \Theta_{600}/2 \quad (12)$$

Ou

V_A : viscosité apparente (cP)

Θ_{600} : lecture à 600 rpm

Le yield point (YP) :

$$YP = \Theta_{300} - VP \quad (13)$$

Ou

Y_p : Yield point (lb/100ft²)

Θ_{300} : lecture à 300 rpm

V_p : viscosité plastique (cP)

Gel_0 : mesuré à une vitesse de 3 tr/min (en lb/100ft²);

Gel_{10} : mesuré à une vitesse de 3 tr/min après un repos de la boue pour 10 min (en lb/100ft²).

Contrainte de cisaillement (Pa) :

$$1 \text{ FANN} = 1.065 \text{ lb/100ft}^2 \quad (14)$$

II.3. Le potentiel Zeta

L'appareil utilisé est un zétamètre « Zêtasizer-Malvern », l'échantillon est injecté dans une cellule à l'aide d'une seringue, la vitesse de migration des particules est mesurée en analysant le déplacement en fréquence des rayons laser diffusés.

Le Zêtasizer de Malvern Instruments emploie la micro électrophorèse ; un champ électrique d'intensité connu est appliqué provoque le déplacement des particules dans une zone éclairée constituée par le croisement de deux faisceaux laser, le croisement des faisceaux crée une zone d'interférence dans laquelle les particules diffusent de la lumière. L'intensité de cette lumière diffusée varie en fonction d'une fréquence proportionnelle à la vitesse de déplacement des particules.

La vitesse est calculée à partir de la fréquence mesurée puis est exprimée sous forme de mobilité électrophorétique après division par la valeur du champ électrique appliqué [44]. Cette valeur de mobilité est convertie en potentiel zêta par la loi d'Henry :

$$U = V/E \quad (15)$$

a partir de l'équation de Smoluchowski :

$$U = \frac{\epsilon\epsilon_0\zeta}{\eta} \quad (16)$$

Cette relation simple permet, à partir de la mobilité électrophorétique, d'accéder au potentiel zêta lorsque le champ électrique appliqué est connu.



Figure II.11 : Zêtasizer de Malvern.

II.4. Le pH

Le pH-mètre Hanna Instruments, modèle HI 2211 est un appareil de mesure de pH/ORP (oxydoréduction potentiel) et °C de paillasse.

Cet instrument dispose également d'un indicateur de stabilité de lecture utilisé lors de l'étalonnage et d'une fonction de mémoire de mesure/rappel de mémoire, il possède aussi les caractéristiques suivants :

- Simple à utiliser.
- Compensation automatique de la température.
- Calibrage automatique.
- Rappel d'expiration de l'étalonnage.
- Gamme ORP vaste.



Figure II.12: pH/ORP mètre HI 2211 HANNA.

II.5 La filtration

II.5.1 Le volume de filtrat et le cake

Le volume de filtrat et le cake des divers mélanges sont mesurés par le filtre presse série 300 API.

Le filtre-presse (filtre-presse API) est le moyen le plus efficace pour déterminer les propriétés de filtration des boues de forage et des boues de ciment. Il est composé d'un réservoir de boue monté sur un cadre, d'une source de pression, d'un milieu filtrant et d'un cylindre gradué pour recevoir et mesurer le filtrat. La pression de travail est de 100 psi et la surface filtrante est de 7,1 in², comme spécifié dans les pratiques recommandées 13B-1 et 13B-2 de l'American Petroleum Institute API. Le corps de la cellule, le bouchon supérieur et le bouchon inférieur sont en acier inoxydable.



Figure II.13 : Filtre presse API.

II.6. La densité

La balance à boue modèle Fann 140 offre une méthode simple et pratique pour la détermination précise de la densité du fluide. La température du fluide de forage n'affecte pas de manière significative la précision des lectures. La construction durable de la balance à boue Fann la rend idéale pour une utilisation sur le terrain.

La balance se compose d'une base et d'un bras gradué avec une coupelle, un couvercle, un couteau, un cavalier, un niveau à bulle intégré et un contrepoids. Malgré sa sensibilité, elle ne contient aucune pièce facilement cassable. Une mallette de transport en plastique est disponible pour maintenir la balance intacte et en position de travail.

La balance à boue Fann modèle 140 est construite avec un faisceau facile à lire et gradué en quatre échelles :

- Livres par gallon
- Gravité spécifique
- Livres par pied cube
- Livres par pouce carré par 1000 pieds de profondeur.

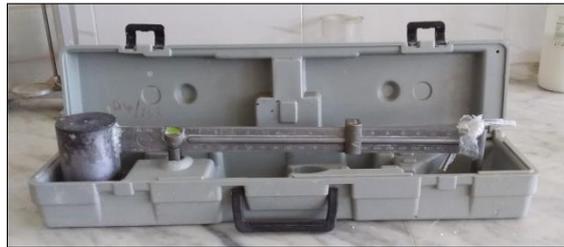


Figure II.14 : Balance a boue FANN modèle 140.

II.7. Caractérisation des matériaux

II.7.1. Analyse par diffraction des rayons x

La diffractométrie des rayons X permet d'étudier la structure cristalline d'un matériau. Les chaînes macromoléculaires dans un cristal sont rangées périodiquement et forment des familles de plans parallèles et caractérisées par la distance réticulaire entre les plans d'une même famille.

➤ Principe :

Cette méthode consiste à envoyer un faisceau de rayons x, de longueur d'onde λ , dirigé sur l'échantillon et le signal diffracté est analysé [45]. A chaque angle d'incidence du faisceau correspond une intensité du signal diffracté qui se manifeste par un pic de diffraction de rayons x. lorsqu'un rayon x de longueur d'onde λ frappe sous un angle Θ l'ensemble des plans réticulaires du corps cristallin de l'échantillon, séparés par une distance d , un phénomène de diffraction surgit donné par la relation dite loi de Bragg [45] :

$$\lambda = 2d \sin \Theta \quad (17)$$

Avec

λ : longueur d'onde du faisceau utilisé

d : distance réticulaire

Θ : angle du rayon incident

➤ Appareillage :

L appareil utilisé est ARL Equinox 100 X-Ray Defractometer.



Figure II.15: ARL Equinox 100 X-Ray Defractomètre.

II.7.2. Analyse par spectroscopie à transformée de Fourier

Cette technique d'analyse moléculaire est basée sur l'étude des modes d'oscillations des arrangements d'atomes qui entrent en vibration dans des fréquences bien définies lors de l'émission de rayons infrarouges. Elle permet d'obtenir des informations sur les liaisons chimiques et la structure moléculaires des matériaux analysés en détectant la présence des groupes de groupes fonctionnels par mode vibratoire de leurs liens.

La spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier ou spectroscopie IRTF est une technique utilisée pour obtenir le spectre d'absorption, d'émission, la photoconductivité ou la diffusion Raman dans l'infrarouge d'un échantillon solide, liquide ou gazeux [46, 47].

➤ Principe :

Cette méthode consiste à illuminer l'échantillon avec un faisceau de lumière monochromatique, cette technique utilise un faisceau contenant une combinaison de multiples fréquences de la lumière, et on mesure l'absorption par l'échantillon. Le faisceau est ensuite modifié pour contenir une combinaison de fréquences différentes, on mesure de nouveau l'absorption par l'échantillon, et l'opération est répétée de nouveau, de multiples fois. Une fois toutes les données acquises, un ordinateur prend toutes ces données et calcule à rebours pour en déduire l'absorption à chaque longueur d'onde [46, 47].

- Appareillage : l'appareil utilisé FT-IR Vertex 70 avec RAM II module.



Figure II.16 : FT-IR Vertex 70 avec RAM II module.

II.8. Préparation des suspensions

II.8.1. Mode opératoire

La préparation s'est faite en mélangeant la poudre de bentonite à la concentration voulue dans de l'eau distillée puis on a ajouté les autres additifs. La composition de chaque mélange est illustrée dans les tableaux (II.1.2.3.4). Pour assurer le gonflement de la bentonite et l'homogénéisation du fluide, les suspensions obtenues ont été agitées mécaniquement pendant 4 heures. L'échantillon ayant été laissé au repos durant 24 heures, puis agitée doucement pendant 1 heure avant de mettre l'échantillon sous mesure.

Toutes les mesures ont été établies selon les recommandations du (API RP 13D, 2009) [32].

II.8.2. Elaboration des mélanges

Après avoir extrait l'amidon de la pomme de terre et du maïs, des formulations de fluide de forage ont été préparées en utilisant une concentration différente d'amidon de pomme de terre et d'amidon de maïs. Sept échantillons de fluide de forage ont été préparés en utilisant 330 ml d'eau distillée contenant 7% de Na-Bentonite, du soude caustique, du KCl et de la Carboxyméthylcellulose comme suspension référence ; puis

trois échantillons d'amidon de pomme de terre (0,6, 1,2 et 2%) ; trois échantillons d'amidon de maïs à différentes concentrations (0,6, 1,2 et 2%). Les tableaux II.1 et II.2 résument les différentes formulations des fluides de forage préparées.

Tableau II.1 : Composition des fluides en variant la concentration de l'APT.

Composition	F0	F1	F2	F3
Eau distillée (ml)	330	330	330	330
Bentonite (g)	22,4	22,4	22,4	22,4
APT (g)	0	2	4	6,6
NaOH (g)	1	1	1	1
KCl (g)	1	1	1	1
CMC (g)	1	1	1	1

Tableau II.2 : Composition des fluides en variant la concentration de l'AM.

Composition	F1	F2	F3
Eau distillée (ml)	330	330	330
Bentonite (g)	22,4	22,4	22,4
AM (g)	2	4	6.6
NaOH (g)	1	1	1
KCl (g)	1	1	1
CMC (g)	1	1	1

II.8.3. Vieillessement des mélanges

Les échantillons des mélanges en APT ont été vieillis pendant 8 jours en mesurant toutes les 48 h (48, 96, 144 et 192 h) les paramètres rhéologiques et de filtration ainsi le pH et la densité. Après les essais de vieillissement, neuf nouvelles suspensions ont été préparées, on ajoutant de l'eau, 30 g de suspension vieillie (0,6, 1,2, 2 % APT) et du PHR (3, 6, 9 g). Les tableaux II.3 résume les différentes formulations des fluide de forage préparées.

Tableau II.3 : Composition des fluides en variant la concentration du PHR.

.Composition	F1 (0.6%)	F2 (0.6%)	F3 (0.6%)	F1 (1.2%)	F2 (1.2%)	F3 (1.2%)	F1 (2%)	F2 (2%)	F3 (2%)
Eau distillée (ml)	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Fluide vieilli (g)	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PHR (g)	3	6	9	3	6	9	3	6	9

II.8.4. Préparations des mélanges en ajoutant le CaCO₃ et les coquilles d'œuf

Les formulations de fluide de forage ont été préparées en utilisant différentes concentrations de carbonate de calcium (CaCO₃) et de poudre de coquilles d'œufs. Les suspensions ont été préparées en utilisant de l'eau distillée contenant de la Na-Bentonite, du soude caustique, du chlorure de potassium, de la Carboxyméthylcellulose et de l'amidon de pomme de terre, tout en variant la quantité de carbonate de calcium (10 g, 20 g, 30 g) et de poudre de coquilles d'œufs (10 g, 20 g, 30 g) à 20 °C (tableaux II.4.5). Les suspensions ainsi préparées ont été agitées mécaniquement pendant 4 heures, pour être ensuite laissées au repos durant 24 heures. Une agitation d'une heure au préalable est nécessaire avant de prendre les mesures, afin d'obtenir un état relativement déstructuré et un mélange homogène.

Tableau II.4 : Composition des fluides en variant la concentration du CC.

Composition	F1	F2	F3
Eau distillée (ml)	330	330	330
Bentonite (g)	22,4	22,4	22,4
APT (g)	6,6	6,6	6,6
NaOH (g)	1	1	1
KCl (g)	1	1	1
CMC (g)	1	1	1
CaCO₃ (g)	10	20	30

Tableau II.5 : Composition des fluides en variant la concentration du PQO.

Composition	F1	F2	F3
Eau distillée (ml)	330	330	330
Bentonite (g)	22,4	22,4	22,4
APT (g)	6,6	6,6	6,6
NaOH (g)	1	1	1
KCl (g)	1	1	1
CMC (g)	1	1	1
PQO (g)	10	20	30

Références bibliographiques

- [1] Khodja M. Les fluides de forage: étude des performances et considerations environnementales 2008.
- [2] Jimoh M, Arinkoola A, Salawudeen T, Daramola M. Rheological Evaluation of Composite Natural Polymers as Rheology Control Additive in Water-Based Drilling Fluid. *Petroleum & Coal* 2020;62.
- [3] Dupuis JH, Liu Q. Potato starch: a review of physicochemical, functional and nutritional properties. *American Journal of Potato Research* 2019;96:127-38.
- [4] Tabasum S, Younas M, Zaeem MA, Majeed I, Majeed M, Noreen A, et al. A review on blending of corn starch with natural and synthetic polymers, and inorganic nanoparticles with mathematical modeling. *International journal of biological macromolecules* 2019;122:969-96.
- [5] Le Corre D, Bras J, Dufresne A. Starch nanoparticles: a review. *Biomacromolecules* 2010;11:1139-53.
- [6] Simonides H, Schuringa G, Ghalambor A. Role of starch in designing nondamaging completion and drilling fluids. *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control: OnePetro*; 2002.
- [7] Assi AH. Potato starch for enhancing the properties of the drilling fluids. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering* 2018;19:33-40.
- [8] Nyeche W, Nmegbu J, Ifeoma P. Drilling mud formulation using potato starch (*Ipomoea batatas*). *Journal of Engineering Research and Applications* 2015;5:48-54.
- [9] Koriche Y. Extraction et caractérisation de l'amidon et son application à l'adsorption du cuivre: Blida; 2006.
- [10] Talukdar P, Kalita S, Pandey A, Dutta U, Singh R. Effectiveness of different starches as drilling fluid additives in non damaging drilling fluid. *International Journal of Applied Engineering Research* 2018;13:12469-74.
- [11] Dias F, Souza R, Lucas E. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. *Fuel* 2015;140:711-6.
- [12] Rufai M, Oduola K. Enhancement of the rheological properties of bentonite mud using natural polymers. *Global Journal of Engineering and Technology Advances* 2021;7:047-59.

- [13] da Luz RC, Fagundes FP, Balaban RdC. Water-based drilling fluids: the contribution of xanthan gum and carboxymethylcellulose on filtration control. *Chemical Papers* 2017;71:2365-73.
- [14] Golbaghi L, Khamfroush M, Hatami T. Carboxymethyl cellulose production from sugarcane bagasse with steam explosion pulping: Experimental, modeling, and optimization. *Carbohydrate polymers* 2017;174:780-8.
- [15] Toğrul H, Arslan N. Production of carboxymethyl cellulose from sugar beet pulp cellulose and rheological behaviour of carboxymethyl cellulose. *Carbohydrate Polymers* 2003;54:73-82.
- [16] Fagundes KRS, Luz RCdS, Fagundes FP, Balaban RdC. Effect of carboxymethylcellulose on colloidal properties of calcite suspensions in drilling fluids. *Polímeros* 2018;28:373-9.
- [17] M.DADDOU. Produit à boue, Division forage, module FFF, SONATRACH. 2009.
- [18] Akkouche A, Benmounah A, Gueciouer A, Chalah K. Valorization of mixed metal hydroxide on Algerian Na-Bentonite suspensions: Application to water-based drilling fluid. *Egyptian Journal of Petroleum* 2020;29:127-31.
- [19] Hossain ME, Wajheeuddin M. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids. *Petroleum Science* 2016;13:292-303.
- [20] Minakshi M, Visbal H, Mitchell DR, Fichtner M. Bio-waste chicken eggshells to store energy. *Dalton Transactions* 2018;47:16828-34.
- [21] Baláž M, Zorkovská A, Fabián M, Girman V, Briančin J. Eggshell biomaterial: Characterization of nanophase and polymorphs after mechanical activation. *Advanced Powder Technology* 2015;26:1597-608.
- [22] Baláž M. Ball milling of eggshell waste as a green and sustainable approach: a review. *Advances in colloid and interface science* 2018;256:256-75.
- [23] Hincke MT, Nys Y, Gautron J, Mann K, Rodriguez-Navarro AB, McKee MD. The eggshell: structure, composition and mineralization. *Front Biosci* 2012;17:1266-80.
- [24] Baláž M. Eggshell membrane biomaterial as a platform for applications in materials science. *Acta biomaterialia* 2014;10:3827-43.
- [25] Ab Lah NN, Ngah K, Sauki A. Study on the viability of egg shell as a lost circulation material in synthetic based drilling fluid. *Journal of Physics: Conference Series: IOP Publishing*; 2019. p. 012135.

[26] Al-Hameedi A, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Hamoud Z. Investigation Study of the Effectiveness of Eggshells Powder as a Multifunctional Eco-Friendly Additive in Water-Based Fluid. 54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium: OnePetro; 2020.

[27] Gimba ASB, Amakhabi SO, Ogolo O, Alonge O, Nzerem P, Okafor I, et al. Evaluation of the Potential of Calcium Hydroxide Synthesized from Eggshells as a Drilling Fluid Additive. *Petroleum & Coal* 2020;62.

[28] Iqbal R, Zubair M, Pirzada F, Abro F, Ali M, Valasai A. An Experimental Study on the Performance of Calcium Carbonate Extracted from Eggshells as Weighting Agent in Drilling Fluid. *Engineering, Technology & Applied Science Research* 2019;9:3859-62.

[29] Olamigoke O, Aghante TT, Iyalla F. An Experimental Study of Effects of Egg Shell and Snail Shell Powder on Rheological and Filtration Properties of Potassium Chloride Polymer Drilling Fluids. *Petroleum & Coal* 2020;62.

[30] Onolemhemhen RU, Olamigoke O, Kaka A-QO. The suitability of egg shell and snail shell waste for pH and mud weight enhancement of water based drilling mud *Petroleum & Coal* 2019;61.

[31] Rayner-Canham GW, Rayner-Canham G, Overton T. Descriptive inorganic chemistry: Macmillan; 2003.

[32] Wang G, Du H. Rheological properties of KCl/Polymer type drilling fluids containing particulate loss prevention material. *Applied Rheology* 2018;28.

[33] Vivas C, Salehi S. Rheological investigation of effect of high temperature on geothermal drilling fluids additives and lost circulation materials. *Geothermics* 2021;96:102219.

[34] Tajudeen A, Akanfe F, Adebayo Masaudat A. Waste To Wealth: A Case Study Of Chemical Conversion Of Carbide Waste To Laboratory Chemicals. *Technology (ICONSEET)* 2019;4:191-6.

[35] Strumińska-Parulska DI. Determination of ^{210}Po in calcium supplements and the possible related dose assessment to the consumers. *Journal of Environmental Radioactivity* 2015;150:121-5.

[36] Mansour M, Abadlia M, Bekkour K. Effet de la pouzzolane sur le comportement rhéologique des pâtes cimentaires. *Revue de mécanique appliquée et théorique* 2010;2:255-63.

- [37] Nehdi M, Rahman M-A. Estimating rheological properties of cement pastes using various rheological models for different test geometry, gap and surface friction. *Cement and concrete research* 2004;34:1993-2007.
- [38] Fourar K. Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères application aux puits horizontaux 2007.
- [39] Company FI. Model 35 Viscometer Instruction Manual. Fann Instrument Company Houston, TX; 2013.
- [40] Model F. Viscometer Product Information. Fann Instrument Company 2007.
- [41] Gautam S, Guria C. An Accurate Determination of the Shear Rate for High-Yield-Stress Drilling Fluids Using Concentric Cylinder Fann 35 Viscometer Data. *SPE Journal* 2020;25:2984-3001.
- [42] Skadsem HJ, Saasen A. Concentric cylinder viscometer flows of Herschel-Bulkley fluids. *Applied Rheology* 2019;29:173-81.
- [43] Marum DM, Afonso MD, Ochoa BB. Rheological behavior of a bentonite mud. *Applied Rheology* 2020;30:107-18.
- [44] Tourbin M. Caractérisation et comportement de suspensions concentrées de nanoparticules sous écoulement: Application aux processus d'agrégation et de rupture 2006.
- [45] Kouini B. Elaboration et caractérisation des nanocomposites à matrice PP/PP-G-AM/PA66 renforcés par des nanoargiles: Université M'hamed Bougara de Boumerdès, Département de Gén; 2014.
- [46] Griffiths PR, De Haseth JA. Fourier transform infrared spectrometry: John Wiley & Sons; 2007.
- [47] Prati S, Joseph E, Sciutto G, Mazzeo R. New advances in the application of FTIR microscopy and spectroscopy for the characterization of artistic materials. *Accounts of chemical research* 2010;43:792-801.

Chapitre III

Résultats et discussions

Introduction

La préparation de la boue de forage est une étape primordiale de la phase de forage. Cette partie de la thèse est consacrée aux résultats obtenus et leurs discussions, d'où l'influence de la concentration en polymère (APT et AM) sur les propriétés rhéologiques et de filtration, l'ajout de la PHR, PQO et du CC, ainsi la caractérisation par FT-IR et DRX sont étudiés.

Les résultats obtenus ont permis de constater l'effet de l'ajout de l'APT et l'AM en tant qu'additif dans la boue de forage, l'effet de l'ajout de la PHR après le vieillissement, ainsi l'ajout de la PQO et le CC comme agent pondéral.

III.1. Rendement massique de l'amidon extrait

Le rendement massique de l'amidon extrait du pomme terre et de maïs est égal à 14% et 8.75% respectivement. Vu que ce rendement est relativement faible, une deuxième méthode est réalisée pour augmenter le taux de l'extraction de l'amidon du pomme de terre, celle la méthodologie expérimentale adoptée par Koriche [1], où le rendement de l'extraction de l'amidon du pomme de terre a atteint 22%, et pour des facteurs économique la pomme de terre est uniquement favorisée pour ce protocole (tableau III.1).

Tableau III.1 : Rendement de l'extraction de l'amidon.

Amidon	M_A (g)	$M_{P/M}$ (g)	R(%)	Prix (DA) (en moyenne)
Pomme de terre	140	1000	14	45
Pomme de terre trempée	220	1000	22	45
Maïs	175	2000	8.75	180

III. 2. Influence de la concentration et la nature du polymère sur les caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques des suspensions

Dans l'objectif de sélectionner des formulations de fluides de forage, une étude rhéologique des solutions polymères utilisés (APT et AM) a été effectuée. L'amidon est utilisé comme viscosifiant et réducteur de filtrat. L'effet de la concentration des polymères ainsi les rhéogrammes sont présentés ci-dessous.

Les résultats présentés seront dédiés uniquement à l'addition de ; l'amidon extrait de la pomme de terre, l'amidon extrait du maïs, la poudre d'herbe, la carbonate de calcium et la poudre de coquille d'œuf dans les mélanges, tandis que l'influence de la présence de la bentonite, du CMC, du KCl et du NaOH a été citée dans la littérature ou la présence de la bentonite induit une augmentation de la charge et de la stabilité pour des différentes concentrations, cela lié à des interactions particules-particules et ions-particules [2], la présence du CMC augmente la viscosité du mélange [3], la présence du sel (KCl) influe sur les charges électrostatiques des polymères qui sont écrantées et la macromolécule globalement plus étendue, les chaînes latérales se replient et s'alignent le long du squelette principal [4] et aussi que la présence du KCl dans la suspension de bentonite provoque une augmentation de la viscosité apparente et de la contrainte seuil [5]. L'hydroxyde de sodium (NaOH) est généralement ajouté au fluide de forage pour assurer l'activité de l'eau, augmenter l'alcalinité des systèmes de boue de bentonite, augmenter la viscosité de la boue et neutraliser le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone [6].

III.2. 1. *Suspensions APT*

Les propriétés rhéologiques des suspensions de l'amidon extrait de la pomme de terre ajoutée au fluide de forage préparé, dépendent en premier lieu du degré d'association des molécules et donc du régime de concentration en polymère dans lequel on se place. La masse moléculaire est un paramètre qui influe largement sur les résultats rhéologiques [7].

La figure (III.1) montre l'évolution des principaux paramètres rhéologiques des fluides de forage (viscosité plastique, viscosité apparente et yield point) en fonction de la concentration en amidon de pomme de terre. Il est à noter que la viscosité plastique, la viscosité apparente et le yield point ont augmenté respectivement de 109,3%, 82,4% et 65,3% pour une concentration en amidon de pomme de terre de 2% par rapport aux valeurs initiales, déjà observé [8, 9] [10].

La figure (III.2) illustre l'effet de la concentration en amidon de pomme de terre sur la force initiale du gel et la force finale du gel. La faible augmentation de la force initiale du gel entre 11 et 15 (lb/100ft²) est liée à la variation de la concentration en amidon de pomme de terre qui varie de 0 à 2%. Selon la même figure, la force du gel final augmente avec la concentration de l'amidon de pomme de terre en raison de la présence d'une longue chaîne de poids moléculaire élevé [9, 11].

Selon la figure (III.3) l'augmentation du potentiel Zêta en fonction de la concentration ceci peut s'expliquer par l'apport des charges [12]. Cela liée au interactions particules-particules et ions-particules (taux de charges en signe négatif augmente dans le milieu d'où l'explication de cette augmentation dans le potentiel Zêta) [13]. Le pH augmente puis il se stabilise pour une valeur ≈ 9.14 .

D'après les rhéogrammes dans la figure (III.4) et de la figure (III.5). Toutes les suspensions montrent un écoulement non Newtonien, la même observation a été donnée par d'autres auteurs [8]. L'adsorption et la floculation sont le résultat des liaisons d'hydrogène entre les surfaces solides et les groupes hydroxyle des polymères d'où la variation de la viscosité des dispersions aqueuses de l'APT, à différentes concentrations, a été examinée en fonction du gradient de cisaillement, la diminution de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (figure III.5) est expliquée par le fait que des groupes carboxyl dans la molécule de la CMC en collaboration avec l'APT assurent une dispersion dans l'eau, aboutissant à l'augmentation des frictions entre les particules [14].

Le modèle de Herschel Bulkely est celui qui convient pour décrire les propriétés rhéologiques des suspensions, l'APT se comporte en solution comme un fluide pseudo-plastique avec une contrainte seuil.

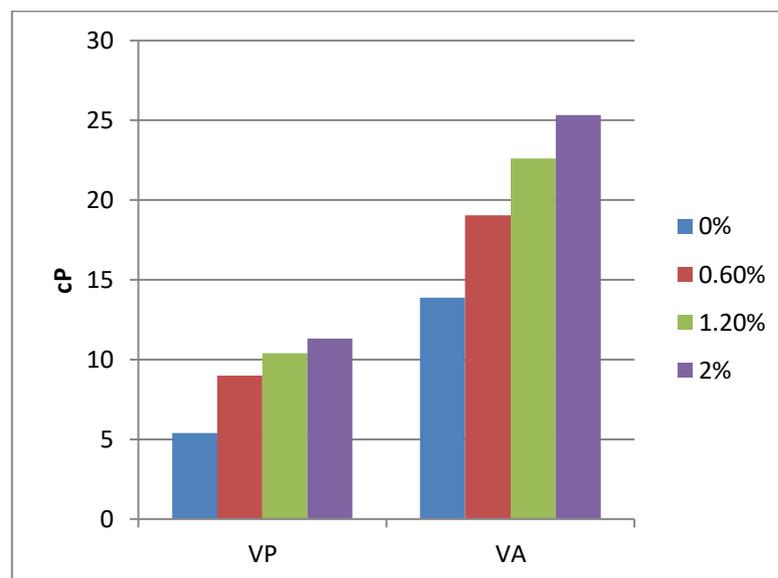


Figure III.1 : Effet de la variation de la concentration d'APT sur la viscosité plastique (cP), la viscosité apparente (cP).

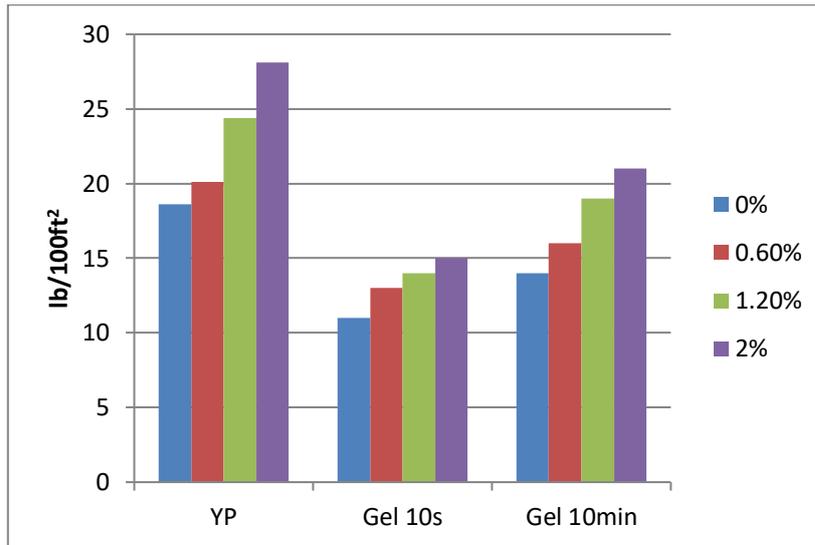


Figure III.2 : Effet de la variation de la concentration d'APT sur le gel initial, le gel final et le yield point (lb/100ft²).

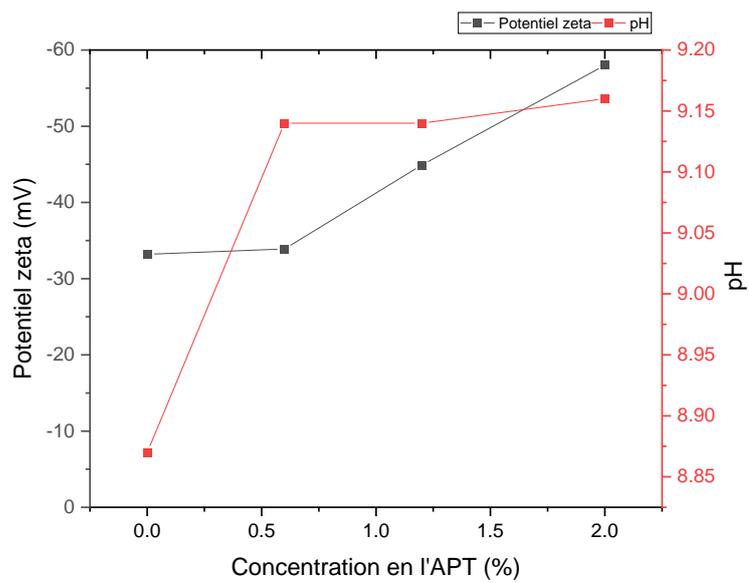


Figure III.3 : Effet de la concentration d'APT sur le potentiel zêta et le pH.

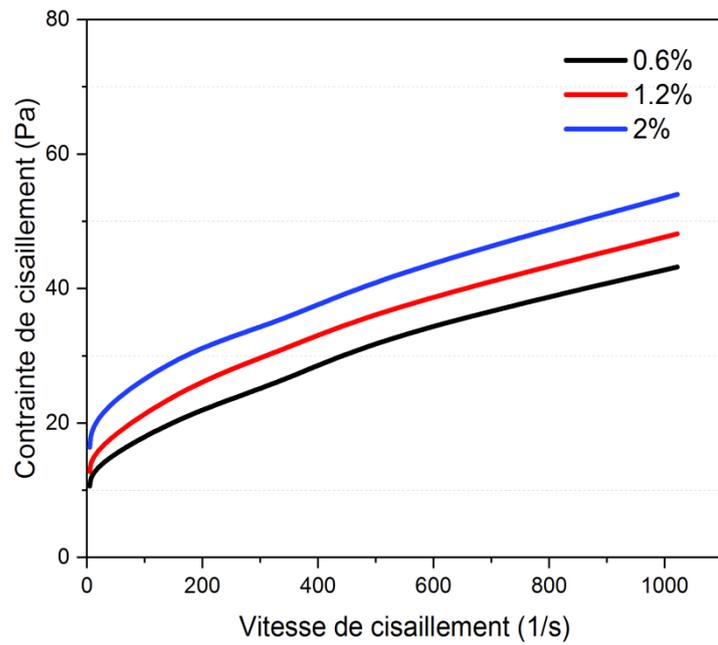


Figure III.4 : Rhéogrammes des fluides de forage en APT.

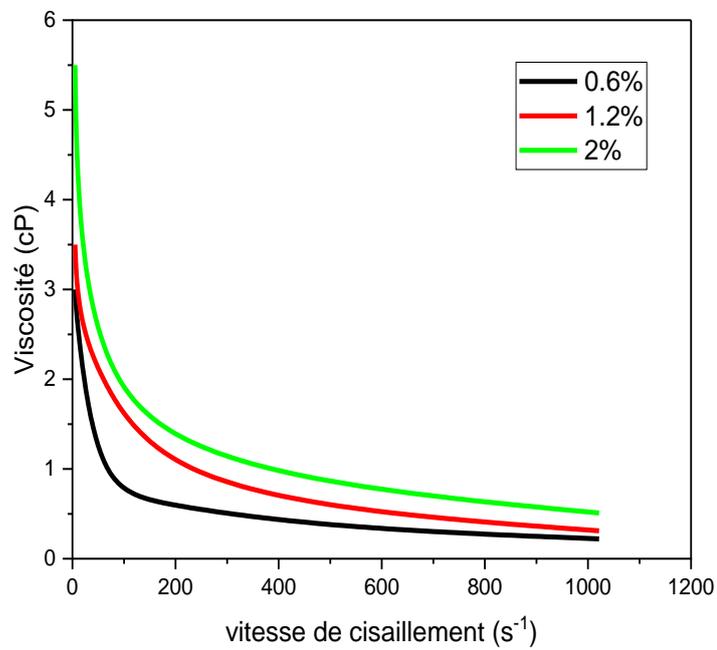


Figure III.5 : Viscosités des fluides de forage en APT en fonction de la vitesse de cisaillement.

III.2.2. Suspensions AM

La même tendance est observé pour les propriétés rhéologiques des suspensions de l'amidon extrait du maïs qui dépendent en premier lieu du degré d'association des molécules et donc du régime de concentration en polymère dans lequel on se place. La masse moléculaire est un paramètre qui influe largement sur les résultats rhéologiques.

Figure (III.6) indique une proportionnalité entre les paramètres rhéologiques des fluides de forage étudiés et la concentration en amidon de maïs. Par exemple, pour une concentration de 2% d'amidon de maïs, la viscosité plastique, la viscosité apparente et le yield point ont augmenté respectivement à 98,2%, 70,9% et 53,5% des valeurs initiales cela déjà observé [15].

Figure (III.7) illustre l'effet de la concentration en amidon de maïs sur la force initiale et finale du gel. Une augmentation de la résistance initiale du gel sur une plage de (11 à 24(lb/100ft²)) est liée à la variation de la concentration en amidon de maïs qui varie de (0 à 2%). Le même effet de la concentration d'amidon de maïs (0 à 2%) a été observé sur les valeurs finales de résistance au gel (14 à 21 lb/100ft²). Ceci est dû au fait du présence de la longue chaîne de poids moléculaire élevé. L'augmentation des solides dans le fluide augmenterait la viscosité [16].

Selon la figure (III.8) l'augmentation du potentiel Zêta en fonction de la concentration ceci peut s'expliquer par l'apport des charges. La densité des chaînes de polymères chargés en signe négatif augmente dans le milieu d'où l'explication de cette augmentation dans le potentiel Zêta [13]. Le pH augmente puis il se stabilise pour une valeur ≈ 9.5 .

D'après les rhéogrammes dans la figure (III.9) et de la figure (III.10). Toutes les suspensions montrent un écoulement non Newtonien, la même observation a été donnée par d'autres auteurs [17]. La variation de la viscosité des dispersions aqueuses de l'AM, à différentes concentrations, a été examinée en fonction du gradient de cisaillement. La viscosité a diminué avec le taux de cisaillement.

Le modèle de Herschel Bulkely est celui qui convient pour décrire les propriétés rhéologiques des suspensions, l'AM se comporte en solution comme un fluide pseudo-plastique avec une contrainte seuil.

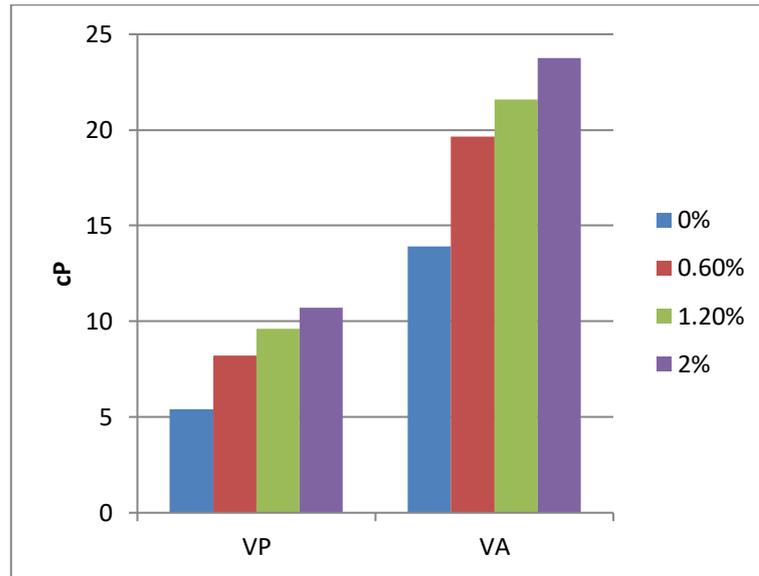


Figure III.6 : Effet de la variation de la concentration d'AM sur la viscosité plastique (cP), la viscosité apparente (cP).

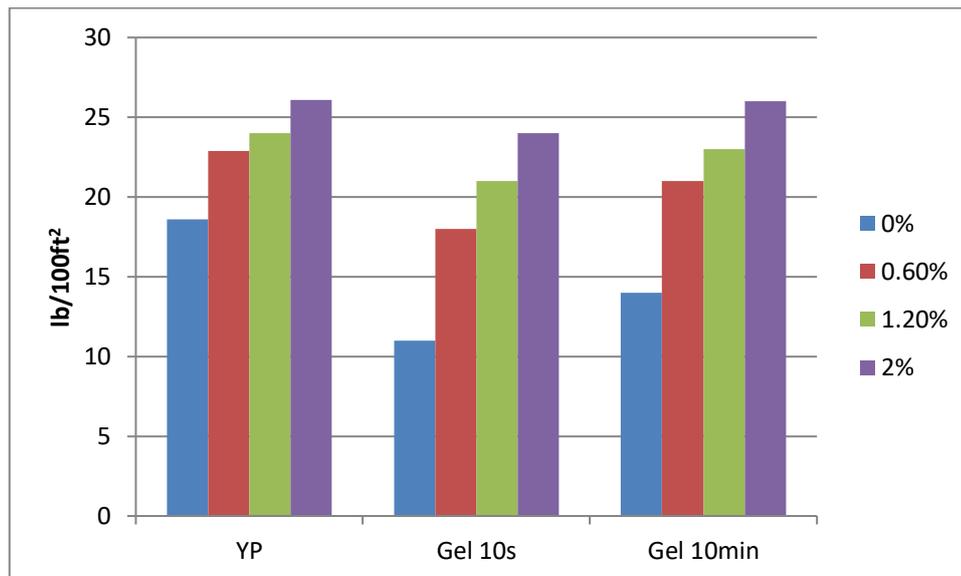


Figure III.7 : Effet de la variation de la concentration d'AM sur le yield point, le gel initial et le gel final (lb/100ft²).

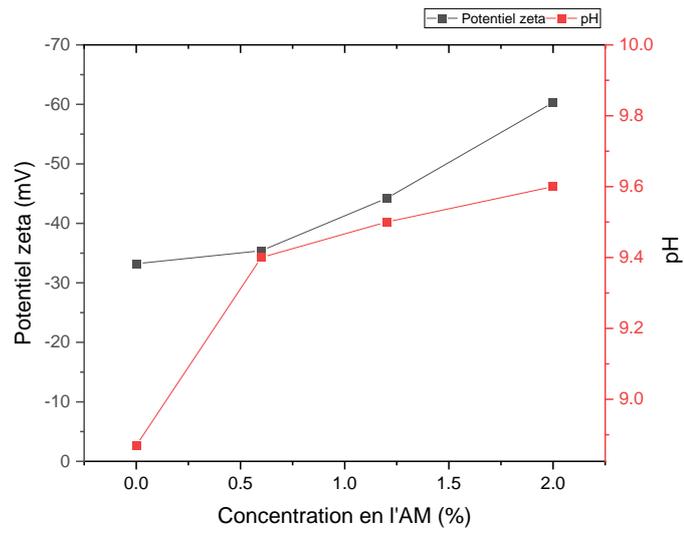


Figure III.8 : Effet de la concentration d'APT sur le potentiel zêta et le pH.

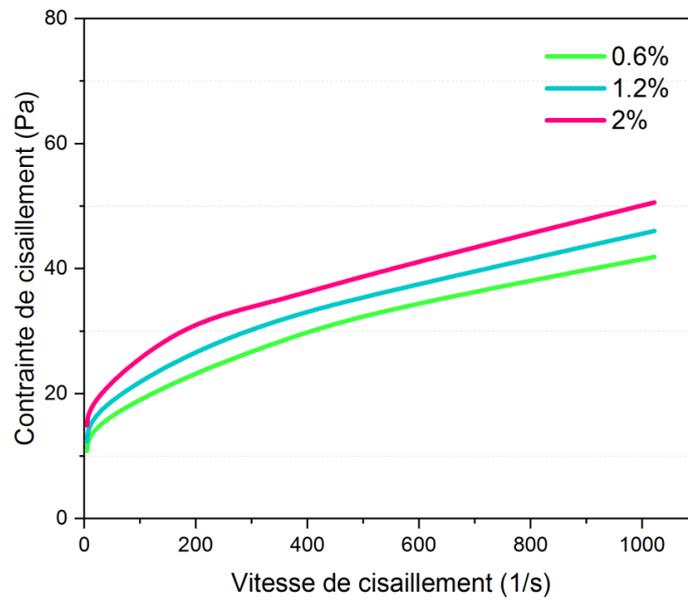


Figure III.9 : Rhéogrammes des fluides de forage en AM.

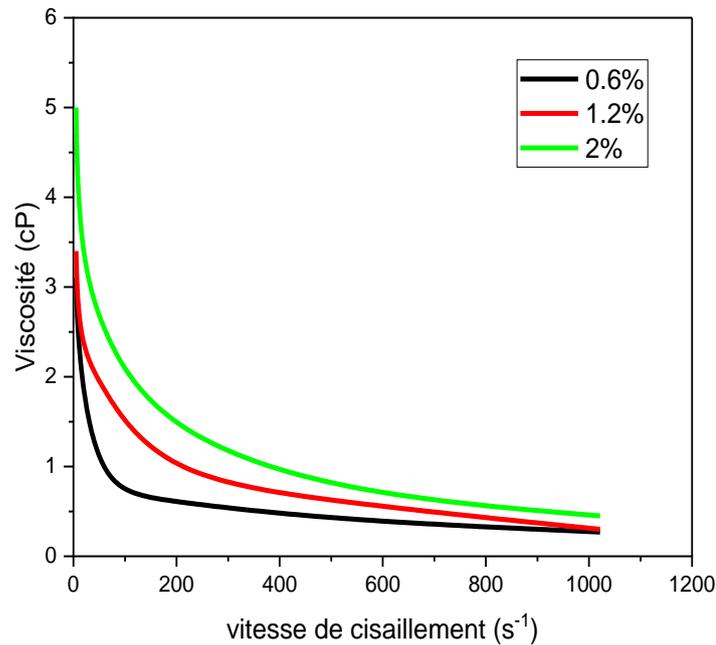


Figure III.10 : Viscosités des fluides de forage en AM en fonction de la vitesse de cisaillement.

III.2.3 Comparaison entre les caractéristiques rhéologiques des suspensions APT et AM

Une étude comparative sur l'évolution des caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques des suspensions préparées à partir de l'APT et l'AM a été faite. Les résultats montrent des caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques très proches.

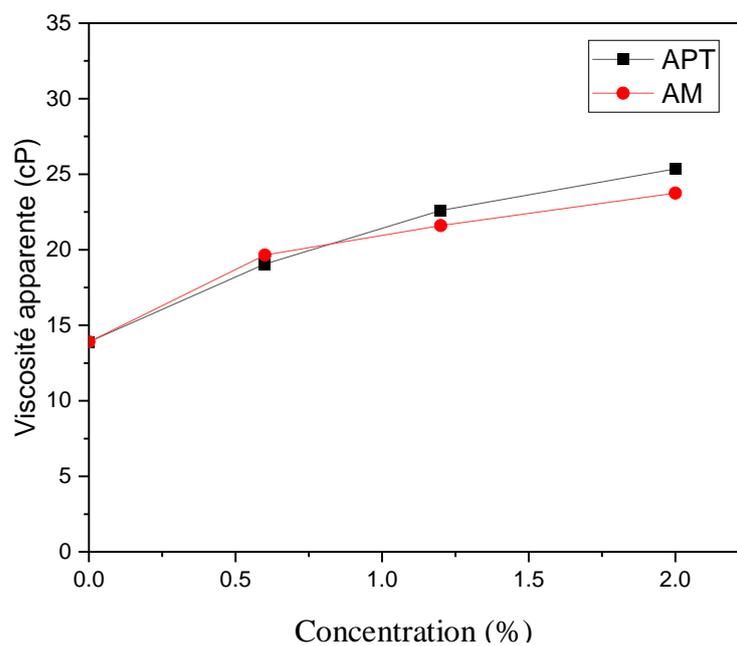


Figure III.11 : Effet de la concentration d'APT et AM sur la viscosité apparente.

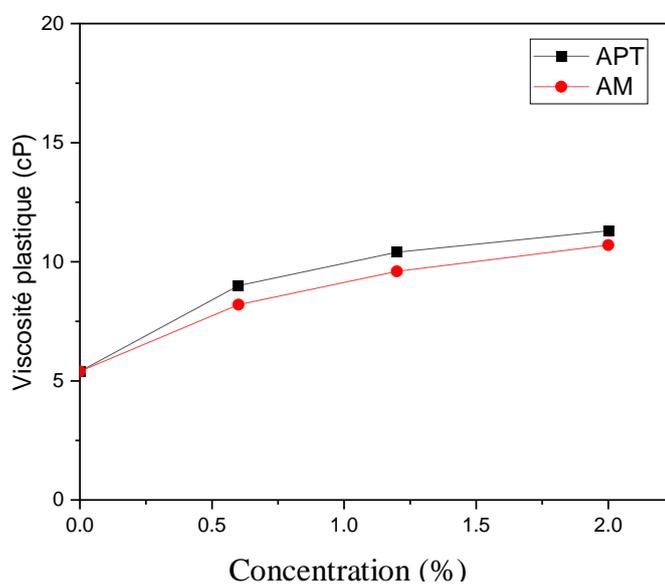


Figure III.12 : Effet de la concentration d'APT et AM sur la viscosité plastique.

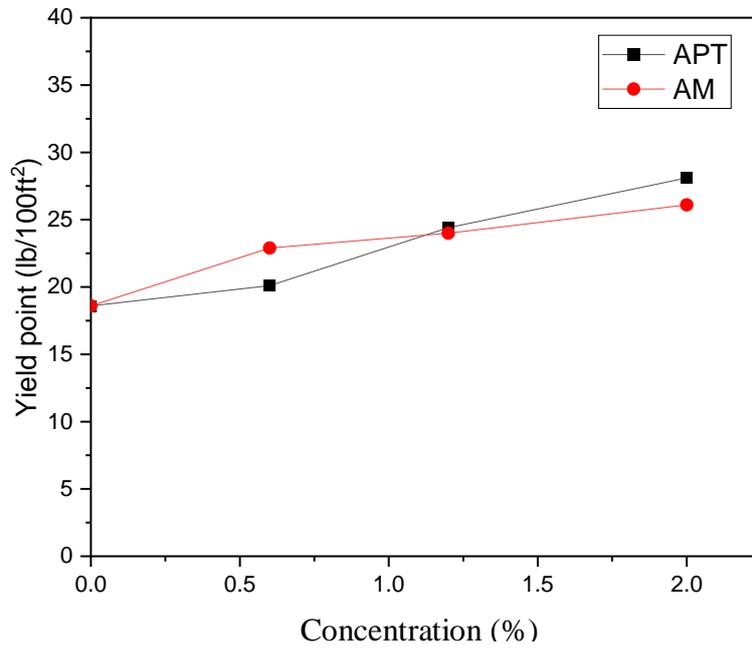


Figure III.13 : Effet de la concentration d'APT et AM sur le yield point.

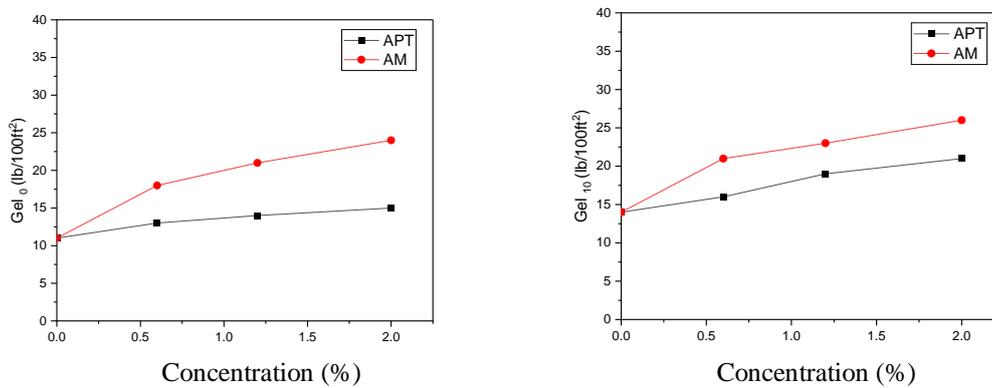


Figure III.14 : Effet de la concentration d'APT et AM sur le Gel₀ et Gel₁₀.

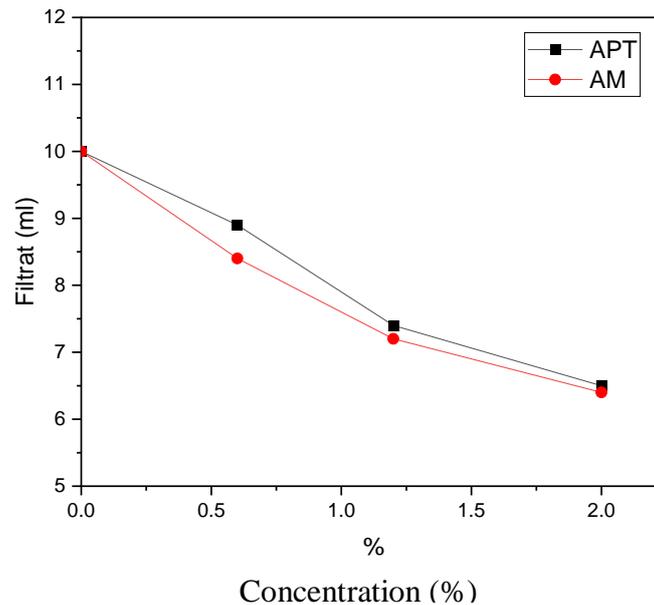


Figure III.15 : Effet de la concentration d'APT et AM sur le volume de filtrat.

Interprétations :

Dans cette section, l'effet de l'augmentation de la concentration d'amidon de maïs et d'amidon de pomme de terre sur la viscosité apparente et plastique a été étudié, les deux courbes de la figure (III.11) et la figure (III.12) montrent la même forme, une augmentation de la VA et la VP en fonction de l'augmentation de la concentration d'amidon de maïs ou de pomme de terre par rapport au fluide de forage à base de Na-Bentonite [11]. Les valeurs pour l'amidon de la pomme de terre sont plus élevées que celles du maïs.

L'effet d'une concentration croissante d'amidon de maïs et d'amidon de pomme de terre sur le yield point a été étudié, les valeurs de l'amidon de maïs étaient plus élevées que celles de l'amidon de pomme de terre (Figure III.13). En effet, au-delà de 1,2% les points de rendement de l'amidon de pomme de terre deviennent plus élevés que ceux de l'amidon de maïs.

L'effet de l'augmentation de la concentration de l'amidon de maïs et de l'amidon de pomme de terre sur la résistance du gel a été étudié, les valeurs de G_{el10} augmentent avec la concentration de 13 (lb/100ft²) à 21 (lb/100ft²) pour l'amidon de pomme de terre et à 26 (lb/100ft²) pour l'amidon de maïs (figure III.14). Les valeurs de l'amidon de maïs sont plus élevées que celles de l'amidon de pomme de terre en particulier avec le G_{el0} .

L'augmentation de la concentration en amidon dans la suspension diminue le volume de filtrat (figure III.15) ou les valeurs enregistrées pour l'APT sont supérieures à celles d'AM, une variation de diminution a été observés dans des essais similaires [17].

Les résultats obtenus dans les précédents paragraphes, nous ont conduits à n'utiliser dans la suite de notre étude que l'APT dans les essais, les raisons retenues sont les suivantes : les deux amidons (APT et AM) ont donné des résultats proches; le faible coût de la pomme de terre (45 DA/ kg) et sa disponibilité en Algérie ; Le rendement d'extraction de l'amidon de la pomme de terre (22%) est plus important que l'AM (8,75%) ; l'extraction de l'AM est relativement plus longue.

III.3. Effet du vieillissement sur les propriétés rhéologiques et de filtration des suspensions en APT

Le tableau III.1 présente les résultats de mesures des différentes propriétés rhéologique et de filtration ainsi la température et le pH du fluide sans addition d'amidon et avec ajout d'APT à différentes concentrations.

Le tableau III.2 présente les propriétés rhéologiques ainsi le volume de filtrat des suspensions vieillis durant 192 h.

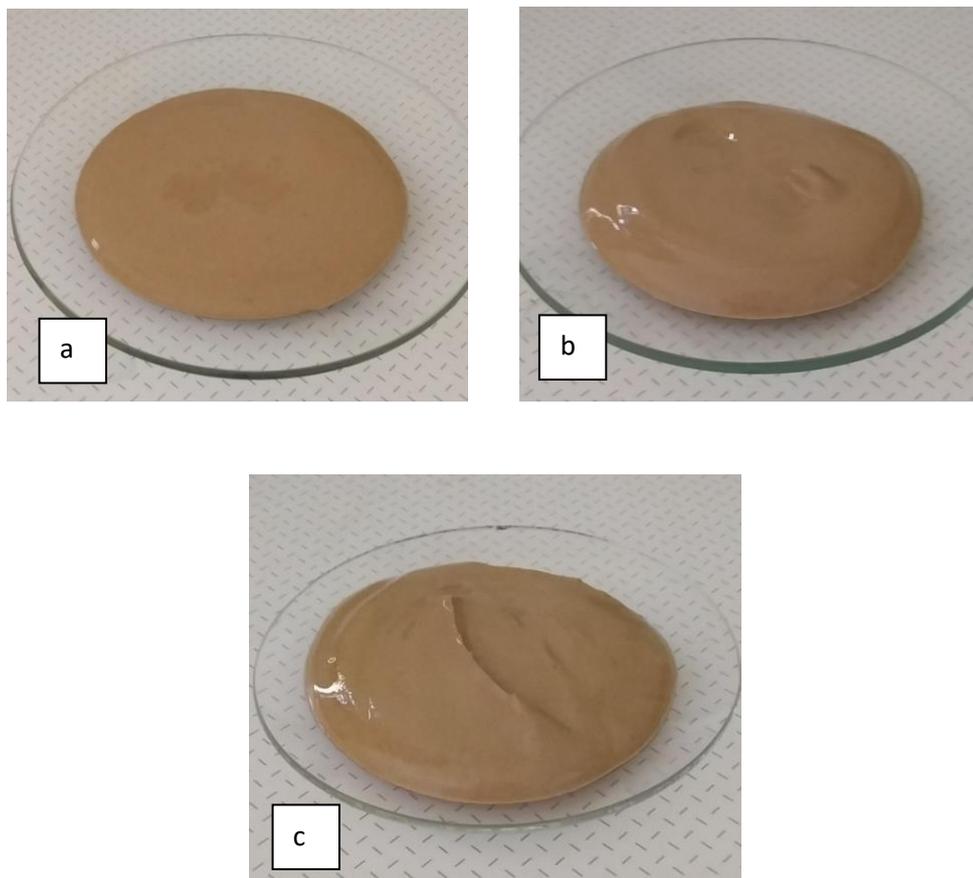
La texture des suspensions après le vieillissement est présentée sur la figure III.16.

Tableau III.2 : Propriétés du fluide référence et des fluides (Référence+ APT).

Propriété	7% Na-Bentonite	0.6% APT	1.2% APT	2% APT
Θ_{600}	27.8	38.1	45.2	50.7
Θ_{300}	22.4	29.1	34.8	39.4
VP (cP)	5.4	9	10.4	11.3
VA (cP)	13.9	19.6	22.6	25.35
Y_p (lb/100ft ²)	17	20.1	24.4	28.1
T (°C)	20	20	20	20
pH	8.87	9.14	9.14	9.16
Gel ₀ (lb/100ft ²)	11	13	14	15
Gel ₁₀ (lb/100ft ²)	14	16	19	21
Filtrat (ml)	10	8.9	7.4	6.5
Densité (ppg)	8.5	8.3	8	7.7

Tableau III.3 : Les propriétés des fluides après 192 h.

Paramètre	0.6% APT	1.2% APT	2% APT
Θ_{600}	32.6	38.4	44.6
Θ_{300}	25.7	30.2	35.8
VP (cP)	6.9	8.2	8.8
VA (cP)	16.3	19.4	22.3
Yp (lb/100ft ²)	18.8	22	27
Gel ₀ (lb/100ft ²)	18	18.5	19.1
Gel ₁₀ (lb/100ft ²)	19.9	22.4	24.5
Filtrat (ml)	8.01	6.81	5.82

**Figure III.16** : (a) suspension 0.6% vieillie (b) suspension 1.2% vieillie (c) suspension 2% vieillie.

III.3.1. La viscosité apparente

Pour les essais de vieillissement, les résultats obtenus indiquent que la viscosité apparente diminue progressivement avec l'augmentation du temps de vieillissement pour les concentrations étudiées (APT), comme le montre la figure III.17. Ceci est dû au fait que les suspensions peuvent être stables du point de vue cinétique sur une certaine période, ce qui détermine leur temps de vieillissement. La présence de composants solides et de produits chimiques dans les suspensions qui conduisent à la séparation des phases pendant la période de vieillissement.

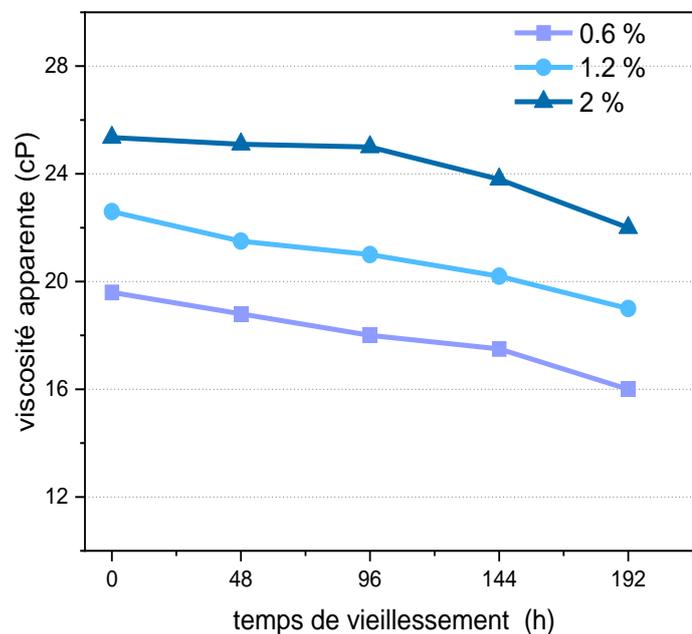


Figure III.17 : Effet du temps de vieillissement sur la viscosité apparente des différentes suspensions.

III.3.2. La viscosité plastique

La viscosité plastique est définie comme la friction entre les couches de fluide et la friction entre les particules solides avec les couches de fluide [17].

Comme pour la viscosité apparente, les essais de vieillissement montrent une diminution progressive et presque linéaire de la viscosité plastique avec l'augmentation du temps de vieillissement pour les différentes concentrations de (APT), voir Figure III.18.

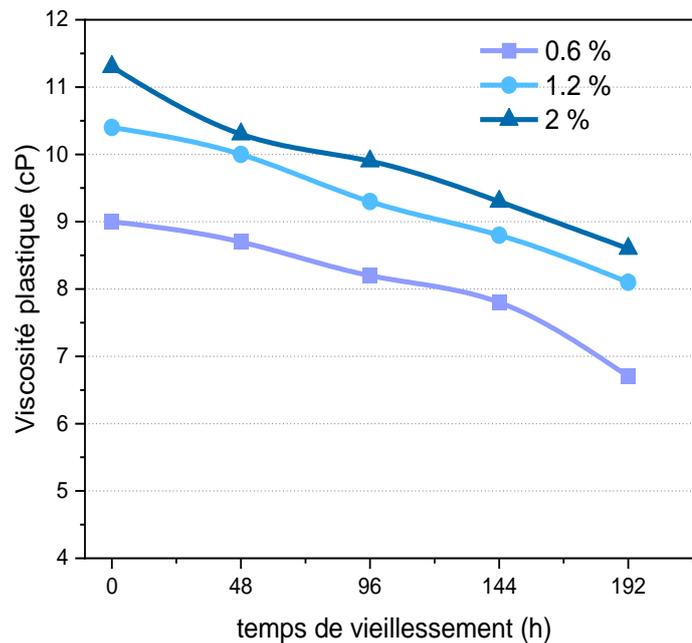


Figure III.18 : Effet du temps de vieillissement sur la viscosité plastique des différentes suspensions.

III.3.3. Le yield point

Le yield point ou la limite d'élasticité est la contrainte de cisaillement minimale qui doit être appliquée à un fluide pour qu'il commence à s'écouler. Ce paramètre donne un indicateur des paramètres pseudo-plastiques du fluide et de sa capacité à transporter des solides en suspension [18].

Les résultats présentés dans la Figure III.19 a montrent que la valeur de le yield point augmente légèrement avec le temps de vieillissement pour atteindre une valeur maximale en fonction de la concentration en (APT) puis diminue, c'est-à-dire 48 h pour 0,6 % et 2,0 % et 96 h pour 1,2 %. De plus, le taux de changement est plus important pour 2,0 % (APT) que pour 0,6 et 1,2 %. Cette tendance peut être associée à la diminution des viscosités apparente et plastique (figure III.17 et III.18).

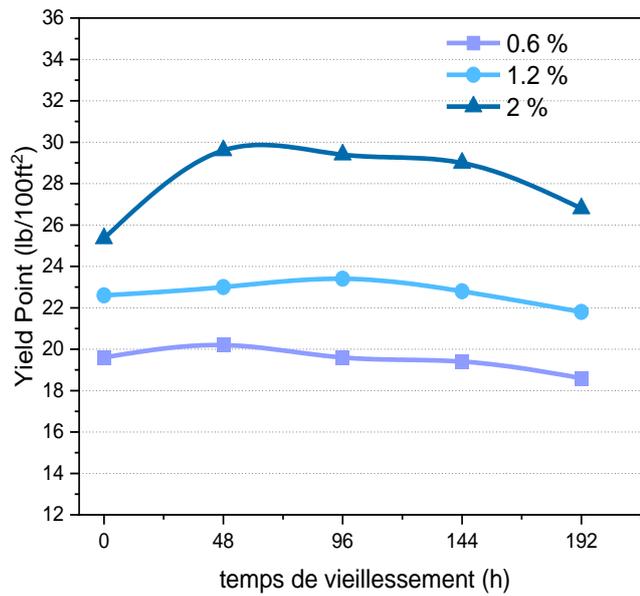


Figure III.19 : Effet du temps de vieillissement sur le yield point des différentes suspensions.

III.3.4. Les gels

Pour les essais de vieillissement correspondant à la variation des forces initiales et finales du gel, on peut noter que les deux valeurs augmentent avec le temps de vieillissement sur la gamme étudiée de concentrations en (APT), voir la Figure III.20 cela est déjà déclaré par [19]. Néanmoins, cette tendance n'est pas souhaitable dans le cadre d'une opération de forage, car il faudra de la haute pression pour surmonter la résistance du gel et commencer la circulation du fluide de forage [17].

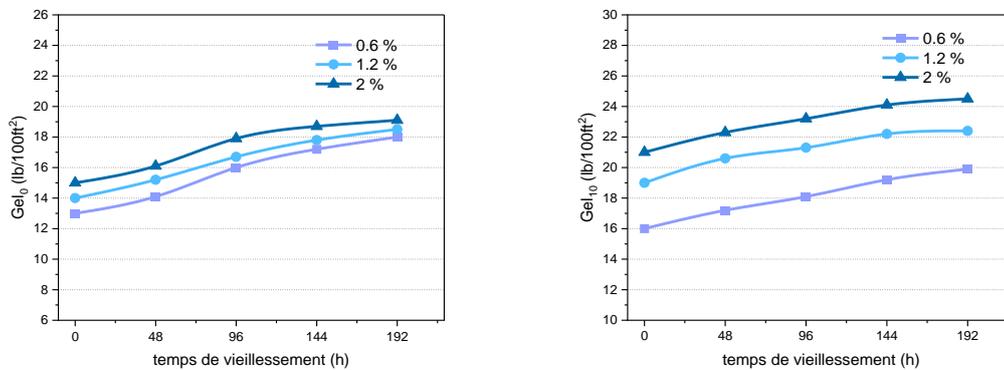


Figure III.20 : Effet du temps de vieillissement sur le Gel₀ et Gel₁₀ des différentes suspensions.

III.3.5. Le comportement rhéologique

Le comportement rhéologique de diverses suspensions avec la variation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sous la concentration variable de l'additif (APT) (0.6, 1.2, 2.0 %). On peut noter que la contrainte de cisaillement augmente progressivement avec l'augmentation du taux de cisaillement avant d'atteindre presque un état stable (figure III.21 a).

En ce qui concerne l'influence du temps de vieillissement (Figures III.21 b, c, et d), une tendance similaire est observée, mais les valeurs avant les essais de vieillissement sont relativement plus élevées qu'après les essais de vieillissement.

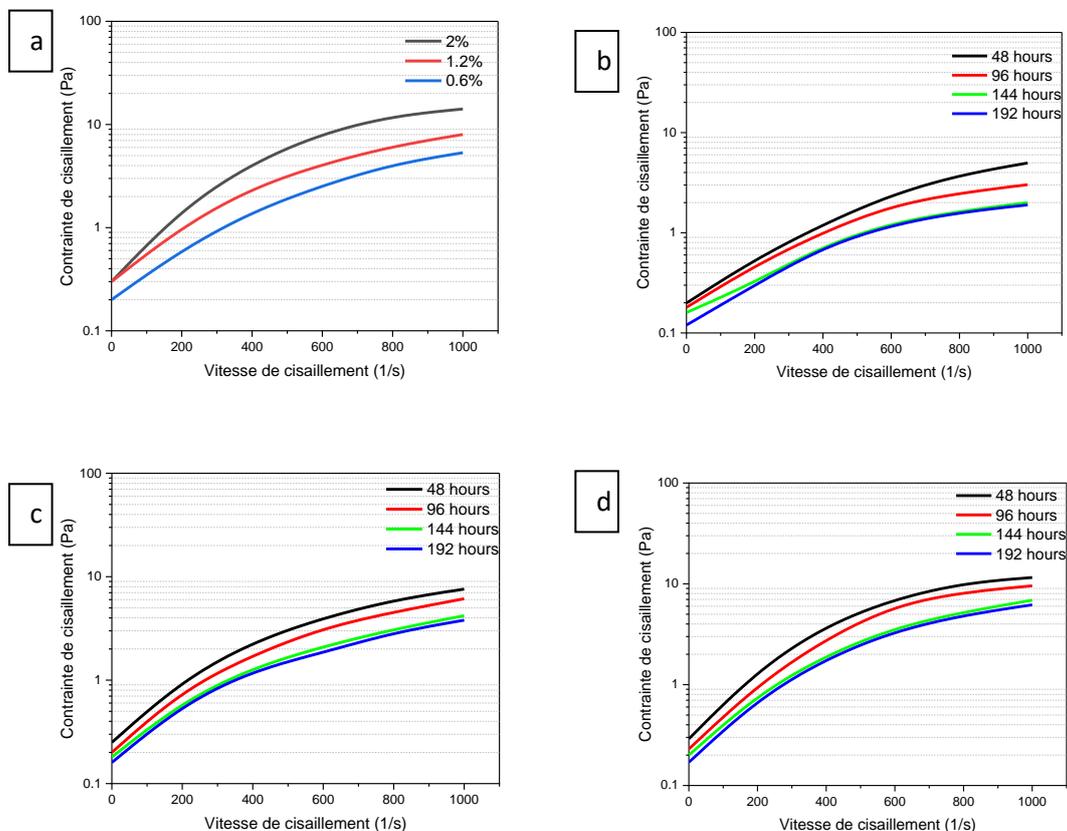


Figure III.21 : Comportement rhéologique de (a) suspensions avant vieillissement (b) suspensions 0.6% vieilles (c) suspensions 1.2% vieilles (d) 2% suspensions vieilles.

III.3.6. Le volume de filtrat

La variation de la perte de fluide des suspensions a été étudiée en fonction du temps de vieillissement. On peut noter que la perte de fluide diminue légèrement avec le temps de vieillissement pour toutes les suspensions (Figure III.22) en raison de la présence d'amidon avec sa grande capacité à absorber l'eau. De plus, le comportement

de la perte de fluide obéit à une tendance linéaire indépendamment de la concentration en (APT), mais sa valeur est réduite systématiquement pour une concentration plus élevée en (APT).

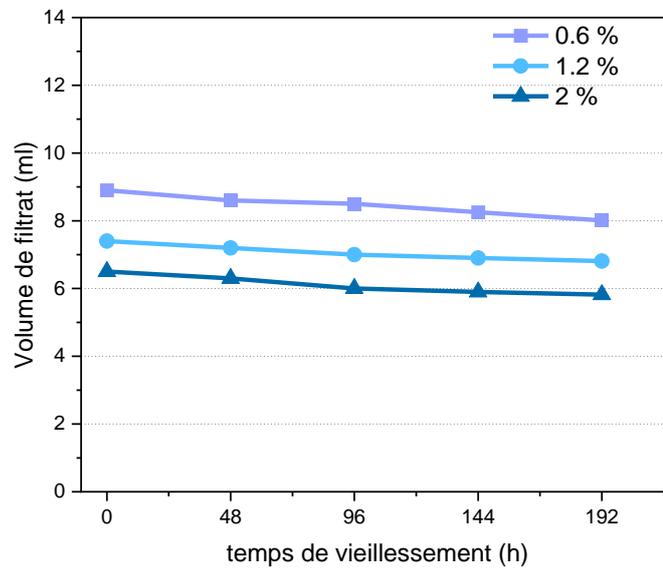


Figure III.22 : Effet du temps de vieillissement sur le volume de filtrat des différentes suspensions.

III.4. Influence de l'ajout du PHR sur les propriétés rhéologiques et de filtration des suspensions vieilles

Le tableau III.3 présente les propriétés rhéologique et le volume de filtrat des fluides vieillis après l'ajout de la poudre d'herbe à différente concentration.

Tableau III.4 : Les propriétés des fluides après l'ajout du PHR.

Paramètres	3g PHR			6g PHR			9g PHR		
	0.6%	1.2%	2%	0.6%	1.2%	2%	0.6%	1.2%	2%
VP (cP)	7.1	8.3	8.8	7.25	8.5	9.1	7.5	8.9	9.4
VA (cP)	16.5	19.6	22.5	16.75	19.8	22.7	17.1	20.5	23.3
Yp (lb/100ft ²)	18.8	22.6	27.4	19	22.6	27.2	19.2	23.2	27.8
G0(lb/100ft ²)	14	14	15	15	16	16	17	18	17
G10(lb/100ft ²)	15	15	16	16	17	18	19	20	20
Filtrat (ml)	7.75	7.2	6.9	6.1	5.42	4.98	5	4.32	3.7

III.4.1. Viscosité apparente

La figure III.23 illustre l'évolution de la viscosité apparente en fonction de la concentration en (PHR). Il est à noter que la valeur de (VA) augmente avec la concentration en (PHR) des suspensions vieilles en raison de l'augmentation du contenu solide dans le fluide de forage, en bon accord avec les résultats rapportés dans la littérature [20]. En outre, il est important de souligner que la viscosité apparente augmente avec l'augmentation de la concentration en (APT) et que le taux de changement relatif (diminution/augmentation) en fonction du temps de vieillissement et de la concentration en (PHR) semble être invariable, indépendamment de la concentration en (APT).

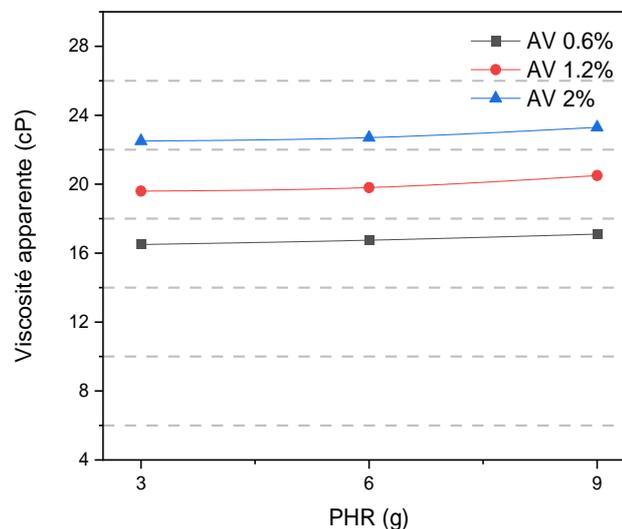


Figure III.23 : Effet de l'ajout du PHR sur la viscosité apparente des différentes suspensions.

III.4.2. Viscosité plastique

La viscosité plastique augmente linéairement avec l'augmentation de la concentration en (PHR), comme le montre la figure III.24. Il est à noter que les valeurs de (VP) augmentent avec la concentration de (PHR) pour diverses concentrations de suspensions vieilles en raison du poids moléculaire élevé des molécules qui réduira les problèmes de cuttings [17]. En outre, on peut observer que la viscosité plastique augmente plus significativement lorsque la concentration de (APT) varie de 0,6 à 1,2 % par rapport à celle de 1,2 - 2,0 %, indépendamment de la concentration de (PHR).

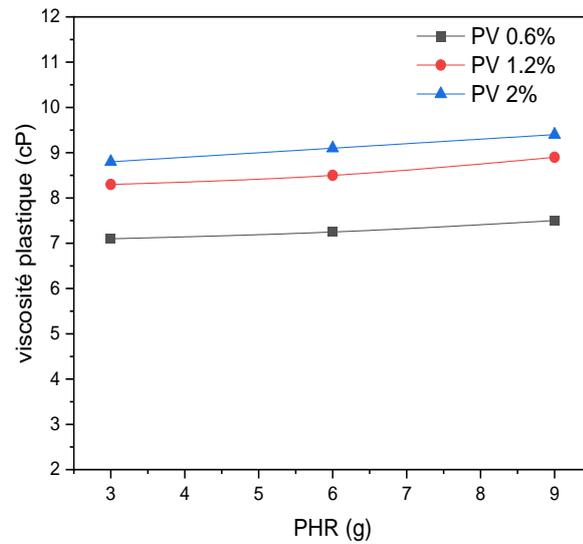


Figure III.24 : Effet de l'ajout du PHR sur la viscosité plastique des différentes suspensions.

III.4.3. Le yield point

L'ajout de (PHR) à la suspension de boue de forage n'a aucune incidence significative sur la valeur de la limite d'élasticité, quelle que soit la concentration de (APT), comme le montre clairement la figure III.25.

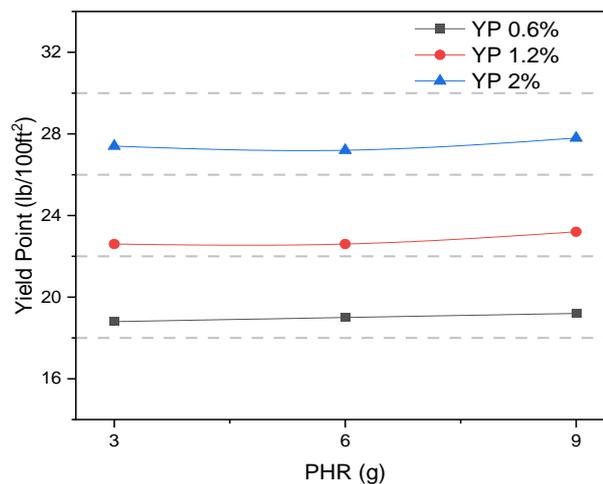


Figure III.25 : Effet de l'ajout du PHR sur le yield point des différentes suspensions.

III.4.4. Les gels

La force du gel initial et final diminue avec l'augmentation de la concentration de (PHR) dans la gamme de concentrations de (APT), comme le montre la figure III.26. De plus, on peut remarquer qu'une légère augmentation de la force du gel initial et final est observée avec 3 et 6g de (PHR), tandis que pour 9g de (PHR), elle devienne significative. Cela indique que le (PHR) réduit la force de gel élevée des suspensions vieilles et régule la circulation du fluide de forage.

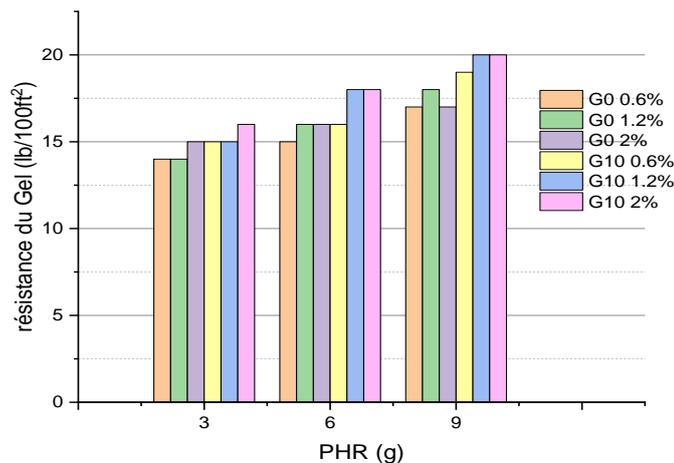


Figure III.26 : Effet de l'ajout du PHR sur les gels des différentes suspensions.

III.4.5. Comportement rhéologique

La variation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sous la concentration variable de l'additif (APT) (0.6, 1.2, 2.0 %) ou (PHR) (3, 6, 9 g) est présentée dans les figures (III.27 a.b.c). On peut noter que la contrainte de cisaillement augmente progressivement avec l'augmentation du taux de cisaillement avant d'atteindre presque un état stable et que les valeurs de la contrainte de cisaillement augmentent systématiquement avec l'augmentation de la concentration en (PHR).

De plus, après l'ajout de (PHR), la variation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement présente deux étapes avec une tendance linéaire, une forte augmentation jusqu'à 200 (1/s) suivie d'une augmentation modérée pour les valeurs plus élevées indépendamment de la concentration en (APT). En outre, deux effets peuvent être mis en évidence : (i) le taux d'augmentation de la contrainte de cisaillement devient plus significatif lorsque la quantité de (APT) augmente ; et (ii) le

taux d'augmentation de la contrainte de cisaillement est plus significatif pour une quantité plus élevée de (PHR).

Toutes les suspensions présentent un fluide non-newtonien.

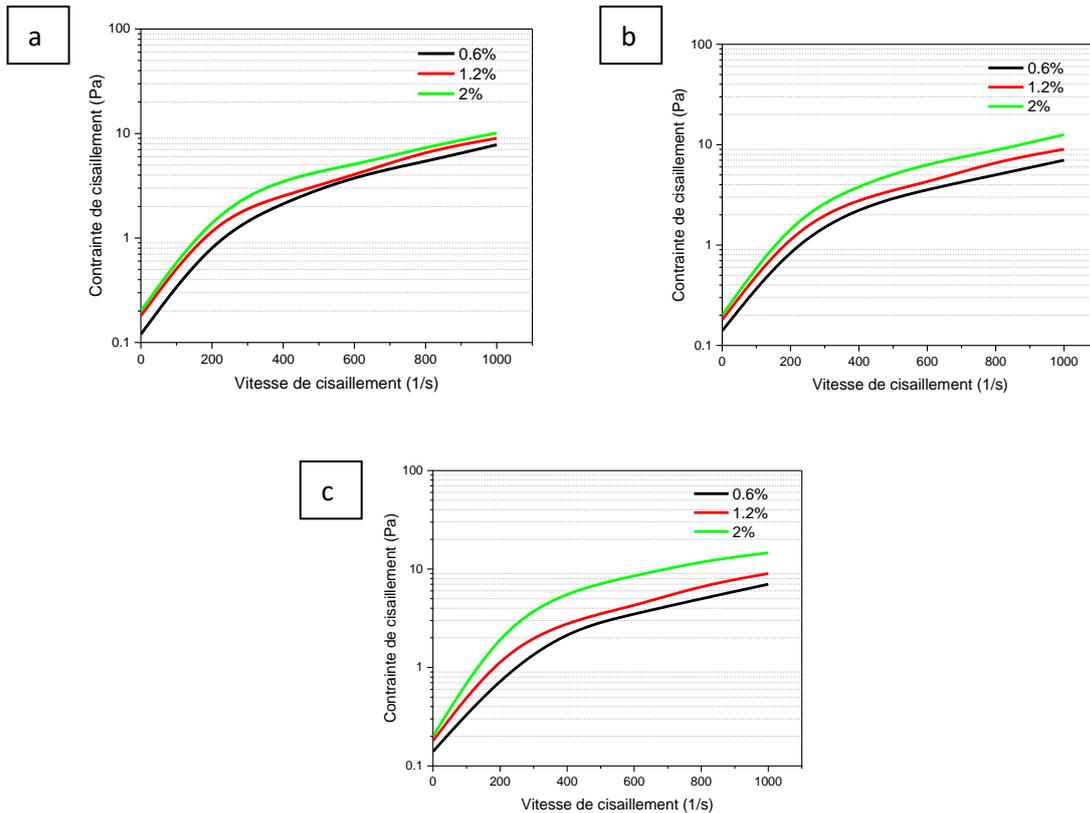


Figure III.27 : Comportement rhéologique des suspensions après l'ajout du PHR (a) 3g (b) 6g (c) 9g.

III.4.6. Le volume de filtrat

La variation de la perte de fluide des suspensions a été étudiée en fonction de la concentration en (HPR) pour différentes quantités de (APT), voir Figure III.28.

Cependant, avec l'ajout de (HPR), une tendance similaire est observée avec les différentes concentrations, mais les valeurs de perte de fluide sont réduites par rapport à l'effet du temps de vieillissement. Le changement est plus significatif, ce qui indique que (HPR) joue un rôle clé dans la réduction de la perte de fluide.

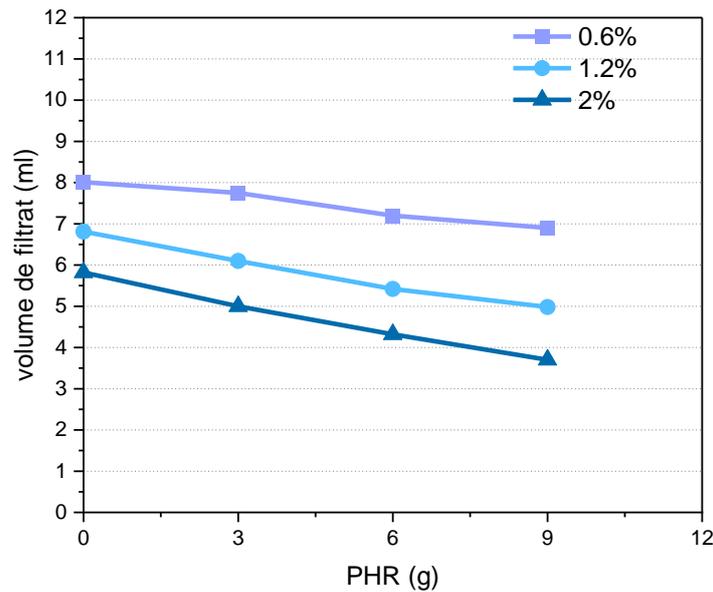


Figure III.28 : Effet de l'ajout du PHR sur le volume de filtrat des différentes suspensions.

III.5. Influence de l'ajout du CaCO_3 (CC) et la poudre de coquilles d'œuf (PQO)

Cette section vise à étudier l'effet de l'ajout de l'additif conventionnel carbonate de calcium CC et de l'additif naturel poudre de coquille d'œuf PQO comme agents de pondération dans la boue à base d'eau sur les propriétés rhéologiques et de filtration vu que la densité a été diminuer avec l'augmentation de la concentration de l'APT (voir tableau III.1). En outre, il s'agit d'étudier la faisabilité de la substitution de la PQO en tant que composant rentable et respectueux de l'environnement dans le fluide de forage à base de bio-polymère et de Na-Bentonite algérienne.

III.5.1. Suspensions CC

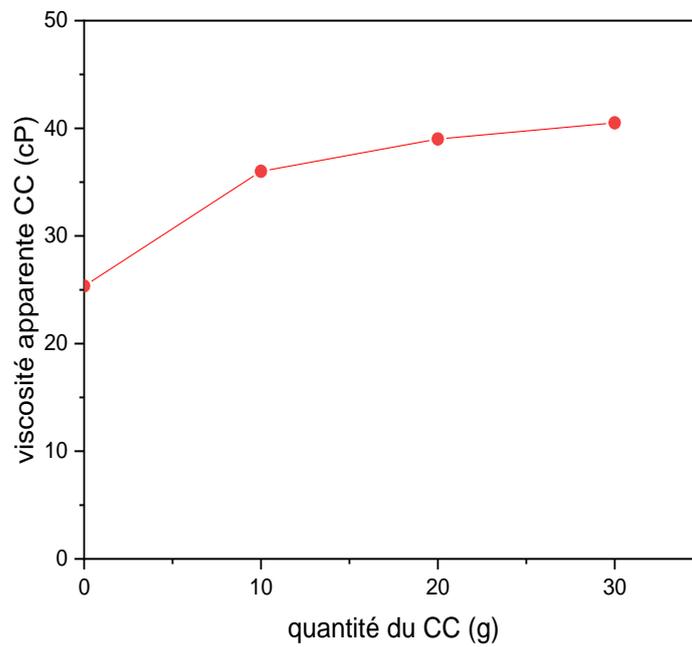


Figure III.29 : Effet de la concentration du CC sur la viscosité apparente.

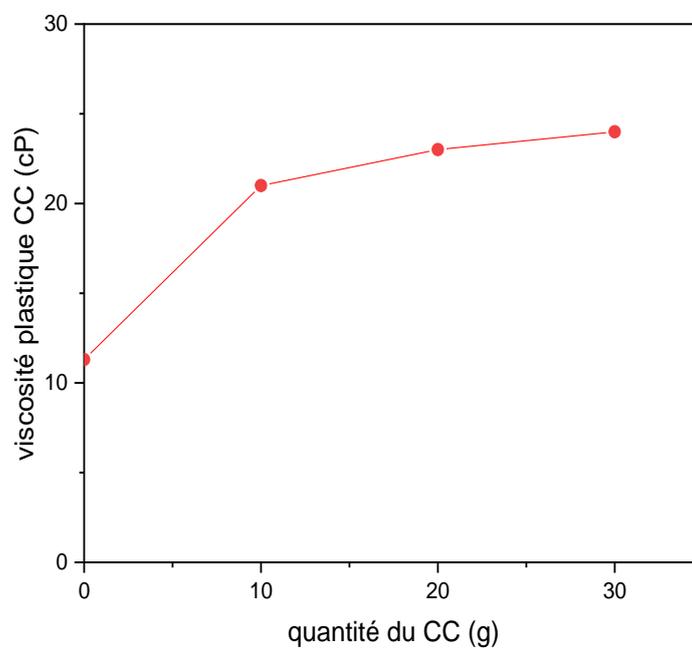


Figure III.30 : Effet de la concentration du CC sur la viscosité plastique

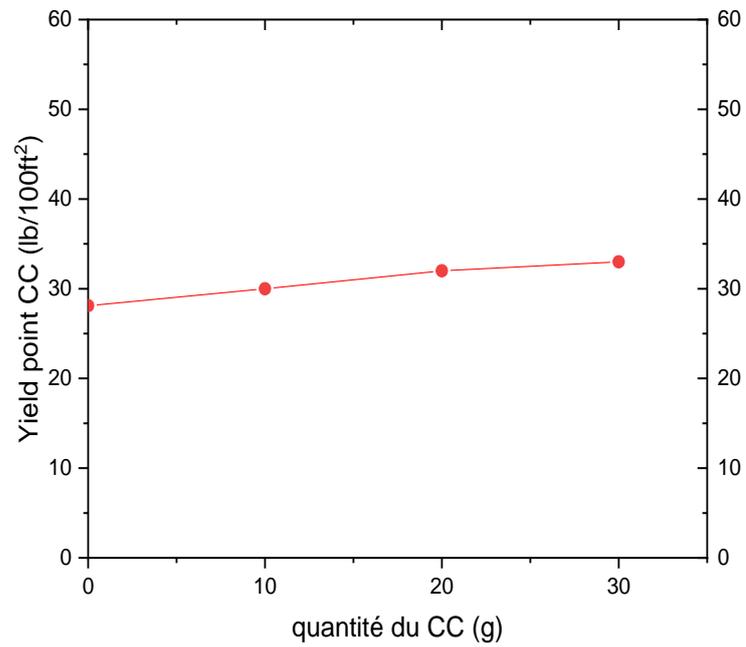


Figure III.31 : Effet de la concentration du CC sur le yield point.

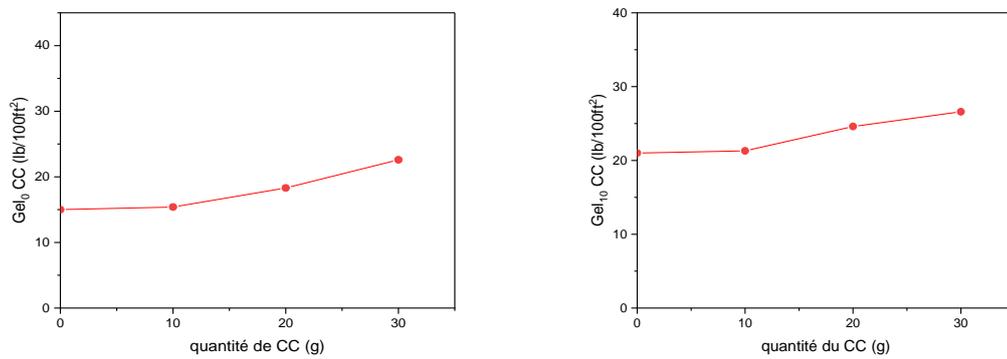


Figure III.32 : Effet de la concentration du CC sur les gels.

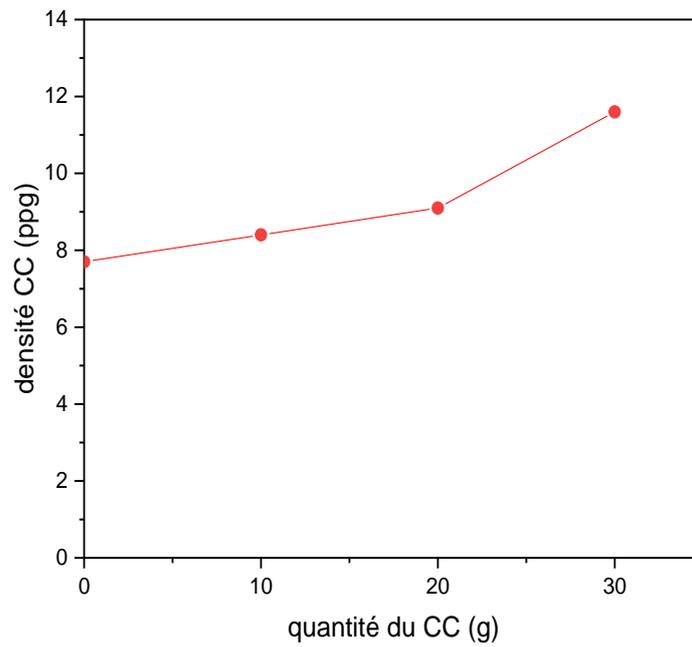


Figure III.33 : Effet de la concentration du CC sur la densité.

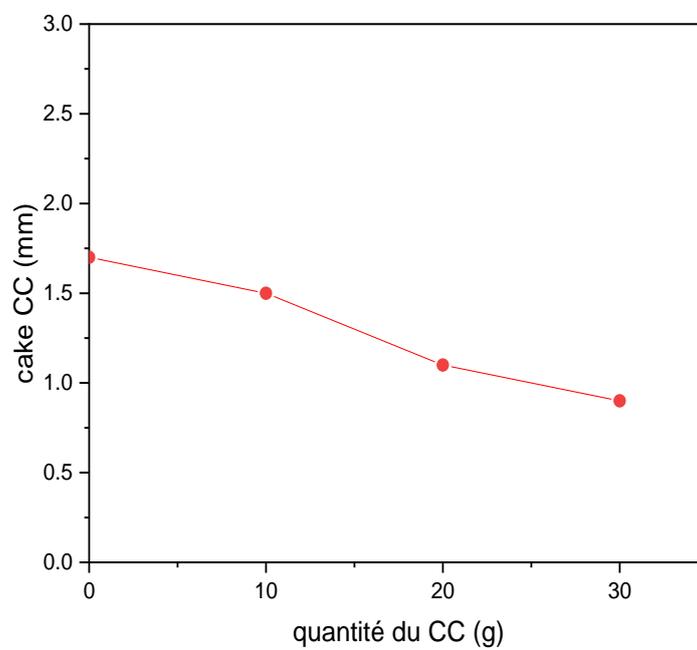


Figure III.34 : Effet de la concentration du CC sur le cake.

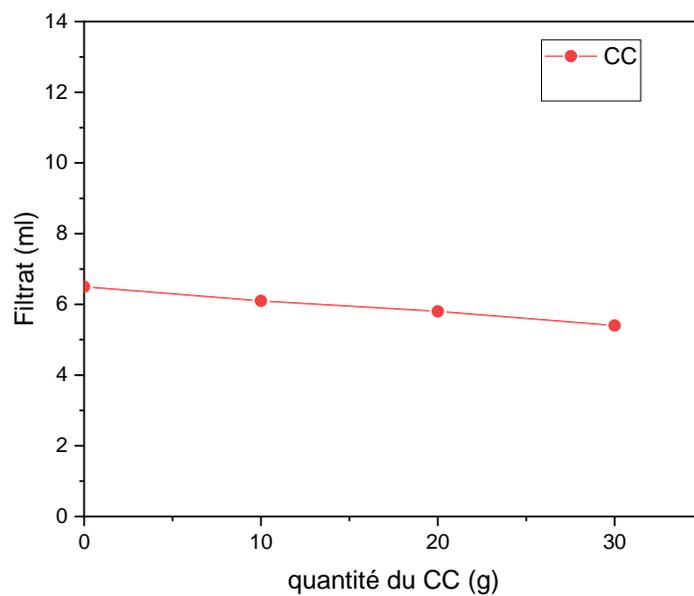


Figure III.35 : Effet de la concentration du CC sur le volume de filtrat.

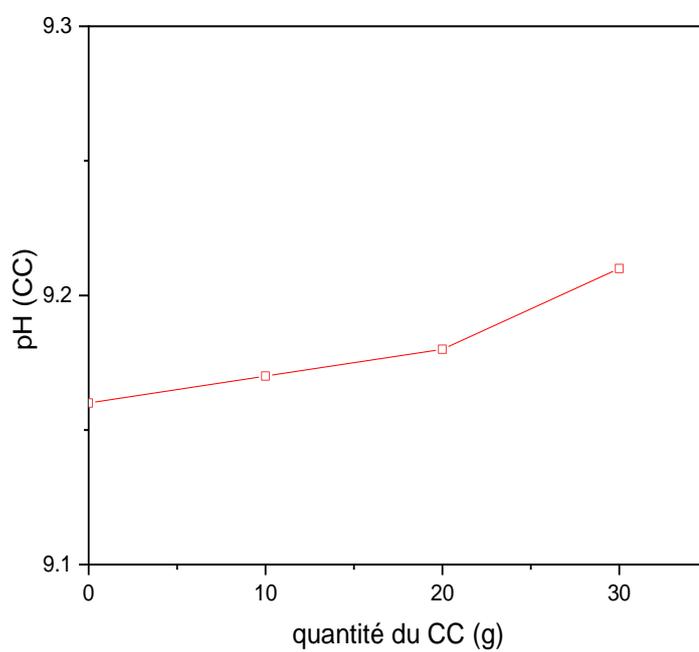


Figure III.36 : Effet de la concentration du CC sur le pH.

Interprétations :

L'effet de l'ajout de CC en différentes quantités (10, 20 et 30g) à des échantillons de fluide de forage à l'eau sur la viscosité plastique (VP), yield point (Yp) et la résistance du gel (Gel_0 , Gel_{10}) a été examiné comme illustré dans la Figure III.29,30,31 et 32.

Pour l'additif CC, il est à noter que les principaux paramètres rhéologiques (PV, YP, Gel_0 , et Gel_{10}) augmentent substantiellement avec l'augmentation de la concentration CC, c'est-à-dire 86, 103, et 112% pour 10, 20, et 30g respectivement par rapport au fluide de référence. De même, la valeur d'YP n'augmente qu'avec 7, 14 et 17%. En outre, la résistance initiale du gel augmente de 3, 22 et 51 % respectivement, tandis que la résistance finale du gel augmente de 2, 17 et 27 % respectivement déjà observé (Igwilo et al) [21]. Ceci est dû à la présence de particules solides dans le fluide, la teneur en solides dans le système de boue affecte le PV, et des valeurs élevées de PV augmentent la pression de surge et de swab, réduisent les taux de pénétration, et augmentent la probabilité de collage différentiel [22]. Une augmentation remarquable de la densité du fluide avec 25,97% en moyenne pour les échantillons CC (l'efficacité la plus élevée de 50,64% a été obtenue en ajoutant 30g de CC) (figure III.33), les valeurs obtenues pour la densité sont acceptables sur la base des valeurs de densité de boue [23].

Pour les additifs (CC), il est à noter qu'il existe une relation linéaire entre la concentration de CC et le volume de filtrat et l'épaisseur du cake (figure III.34 et figure III.35), alors que l'augmentation de la concentration de CC a entraîné une diminution de la perte de fluide et de l'épaisseur du cake où le volume de filtrat ont été réduit de-6.15%, 10.76%, et 16.92% respectivement par rapport au fluide de référence, ceci minimise l'invasion de solides et filtre les espaces poreux de la roche et c'est un facteur très important pour sauver l'intégrité du fluide de forage [24], tandis que l'épaisseur du cake a diminué en moyenne de 31.36%.

Pour les tests de pH, aucune amélioration significative n'a été observée avec le CC; les valeurs de pH des échantillons étaient légèrement supérieures au pH du fluide de référence (une moyenne de 0,28 % pour les échantillons de CC).

III.5.2. Suspensions PQO

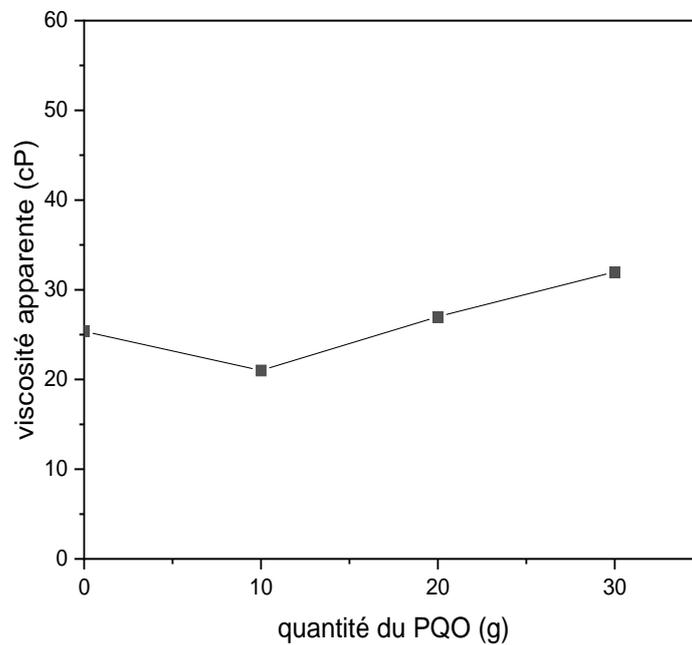


Figure III.37 : Effet de la concentration du PQO sur la viscosité apparente

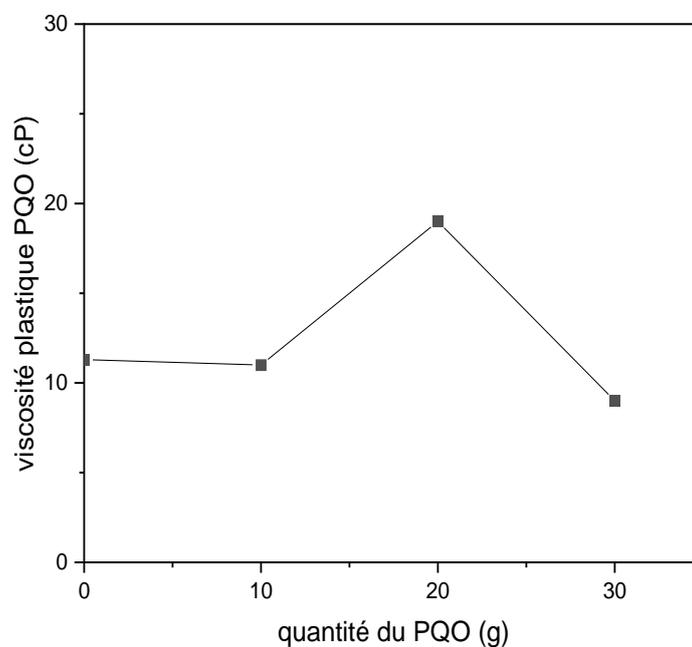


Figure III.38 : Effet de la concentration du PQO sur la viscosité plastique.

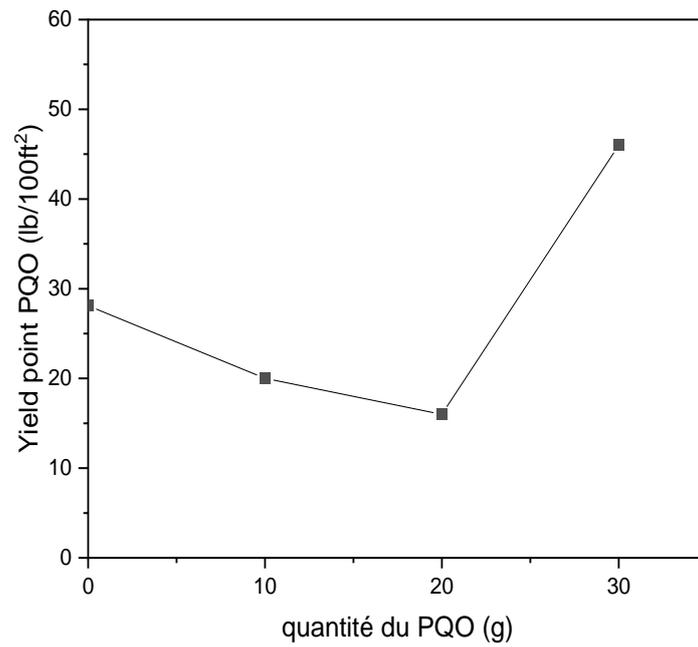


Figure III.39 : Effet de la concentration du PQO sur le yield point.

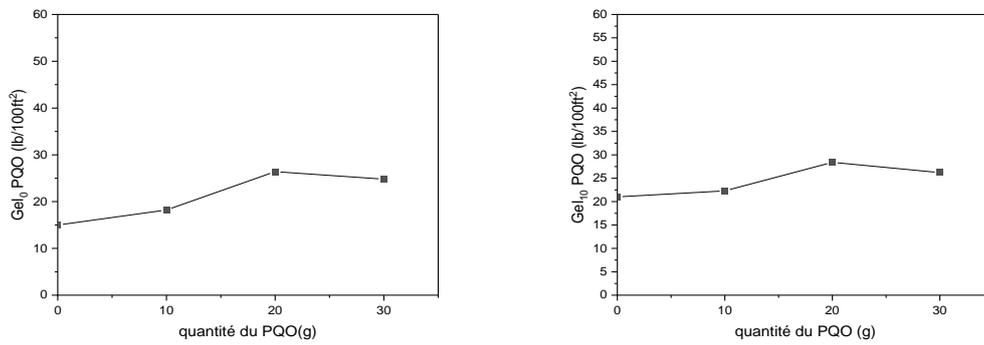


Figure III.40 : Effet de la concentration du PQO sur les gels.

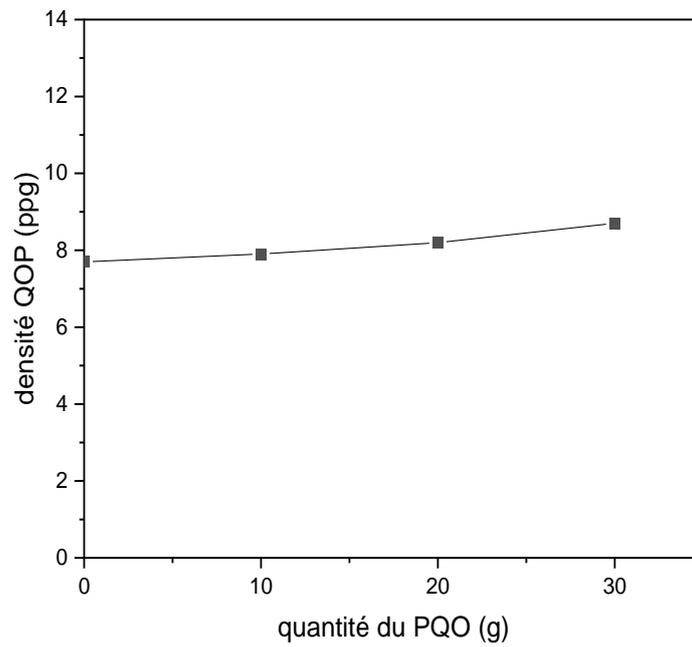


Figure III.41 : Effet de la concentration du PQO sur la densité.

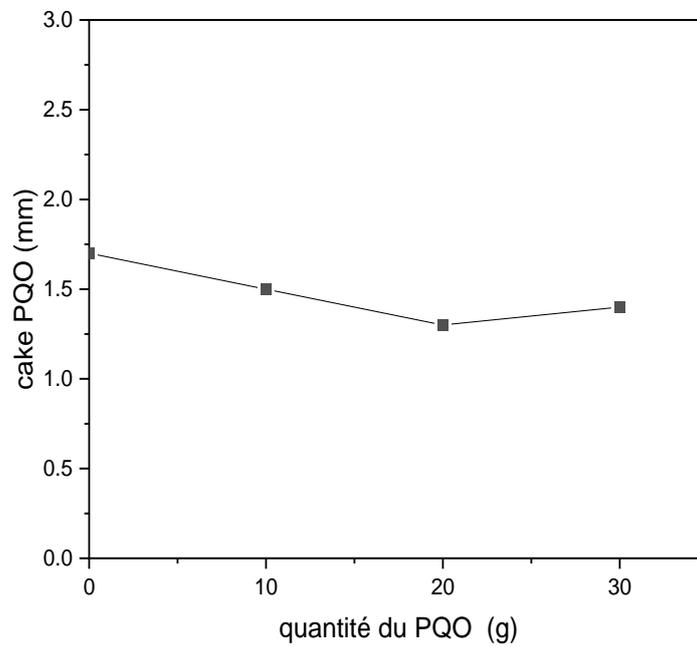


Figure III.42 : Effet de la concentration du PQO sur le cake.

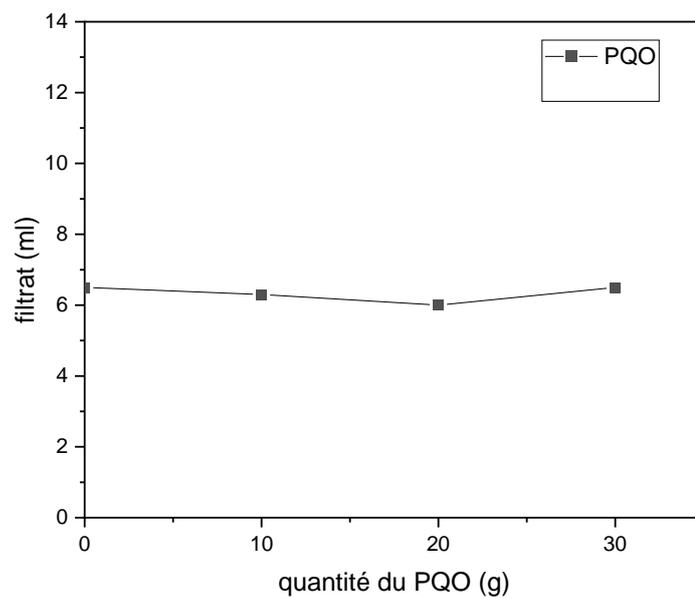


Figure III.43 : Effet de la concentration du PQQ sur le volume de filtrat.

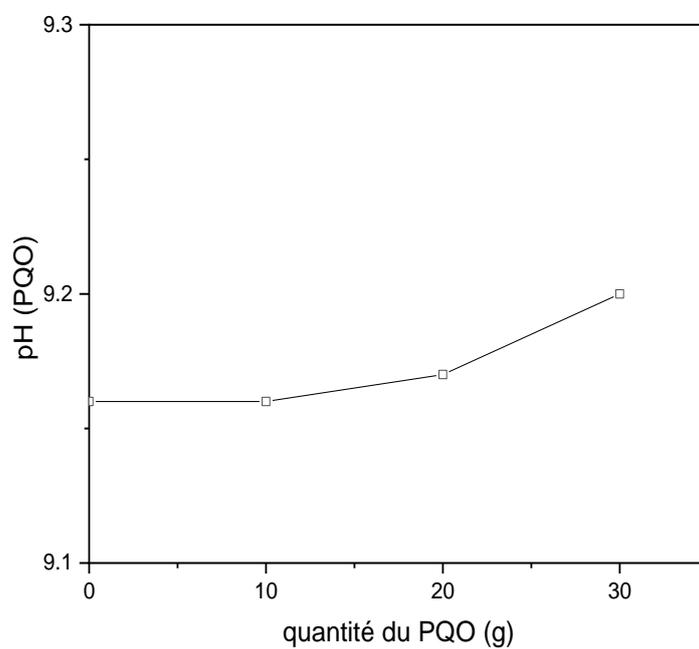


Figure III.44 : Effet de la concentration du PQQ sur le pH.

Interprétations :

Pour les additifs (PQO), les résultats montrent que les valeurs de viscosité plastique varient de -2.65%, 68.14%, et -20.35% pour 10g, 20g, et 30g respectivement par rapport au fluide de référence, tandis que les valeurs de YP varient de -28.82%, -43.06%, et 63.7% pour 10g, 20g, et 30g respectivement. Les valeurs de résistance initiale du gel ont augmenté de 21,33%, 76%, et 65,33% à 10g, 20g, et 30g respectivement, tandis que la résistance finale du gel a augmenté de 6,19%, 35,23%, et 24,76% à 10g, 20g, et 30g respectivement par rapport au fluide de référence, il faut noter que pour 30g de PQO les valeurs ont diminué, le même est observé (Onolemhemhen U et al, Olamigoke et al) [25, 26].

Une approche similaire a été observée avec 10g et 20 g de PQO où la perte de fluide a diminué de 3,07% et 7,69% au-delà de 20 g, elle revient à la même valeur que le fluide de référence. Pour le test de l'épaisseur du cake, les 10g, 20g et 30g de PQO ont diminué l'épaisseur du cake de 11,76%, 23,52% et 17,64% respectivement.

Il est observé que l'ajout de PQO augmente la densité du fluide d'une moyenne de 7,35% (l'efficacité la plus élevée de 12,98% a été atteinte en ajoutant 30g de PQO) [27, 28].

Pour les tests de pH, aucune amélioration significative n'a été observée avec le PQO ; les valeurs de pH des échantillons étaient légèrement supérieures au pH du fluide de référence (une moyenne de 0,17 % pour les échantillons de PQO).

III.6. Analyse par spectroscopie Infra Rouge à Transformée de Fourier (FT-IR)

III.6.1. Amidon extrait de la pomme de terre APT

Le spectre FT-IR de l'amidon extrait de la pomme de terre est présenté sur la figure III.45.

On distingue :

- Le groupement O-H

Le spectre montre deux bandes d'absorption situées entre 1600-1700 cm^{-1} et entre 3000-3500 cm^{-1} . La bande qui s'étale entre 1600 et 1700 cm^{-1} est centrée vers 1630 cm^{-1} correspondante aux vibrations de valence des groupements OH de l'eau présente dans l'amidon [29]. La bande qui s'étale de 3000-3500 cm^{-1} avec un pic intense à 3392 cm^{-1} caractérisant la structure complexe de l'amidon

correspond aux vibrations d'élongation des groupements OH des unités de glucose des chaînes d'amylose et d'amylopectine [30].

- Le groupement C-O

Le pic intense localisé vers 1000 cm^{-1} correspond aux vibrations d'élongation de la liaison C-O du C-O-C [29, 31].

Le pic caractéristique localisé à 1000 cm^{-1} correspond aux vibrations d'élongation de la liaison C-O du C-O-H [32].

- Le groupement C-H

Le pic localisé à 2927 cm^{-1} correspond à une vibration d'élongation asymétrique de la liaison C-H du groupement $-\text{CH}_2-$ [30].

Le pic localisé à 1400 cm^{-1} correspond aux vibrations de déformation de la liaison C-H du CH_2 [31].

Le pic localisé à 1250 cm^{-1} correspond aux vibrations de déformation symétrique de la liaison C-H du CH_3 [29].

Un pic de chélation vers 2376 cm^{-1} dû aux liaisons d'hydrogène présentes entre les groupements hydroxyles [32].

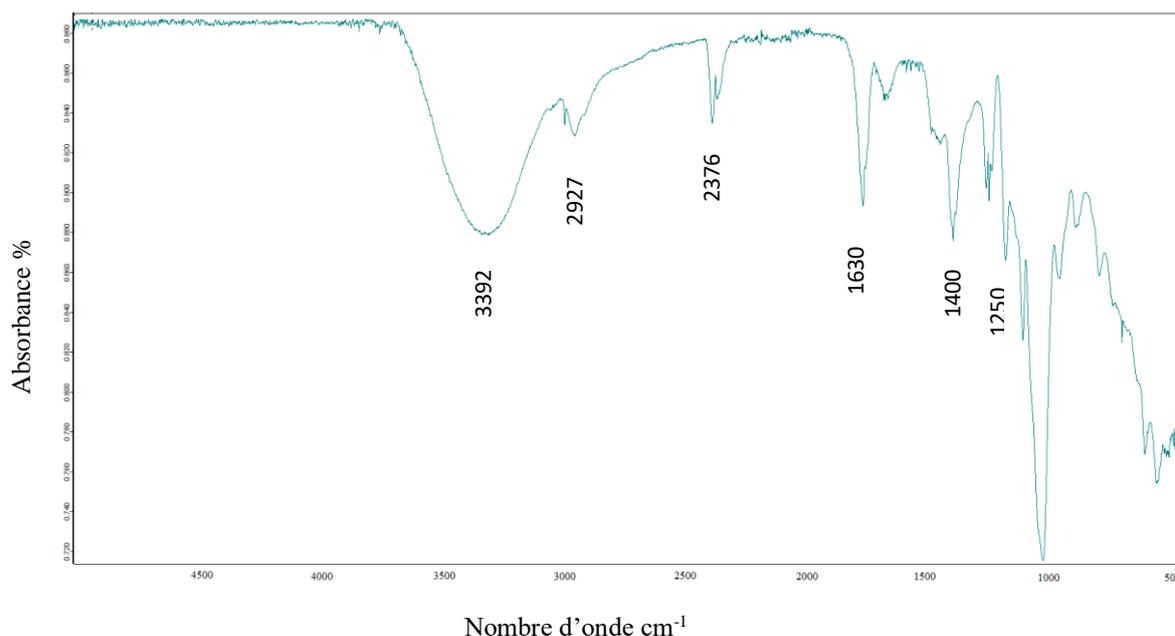


Figure III.45: Spectre FT-IR de l'APT.

III.6.2. Amidon extrait du maïs AM

Le spectre FTIR de l'amidon extrait du maïs est présenté sur la figure III. 46.

On distingue :

- Le groupement O-H

La large bande centrée à $3300-3400\text{ cm}^{-1}$ correspond à $-\text{OH}$ est liée aux vibrations d'étirement des groupes OH de l'amidon et de l'eau [33].

- Le groupement C-H

La bande d'intensité à 2936 cm^{-1} reflète l'étirement C-H des groupes aliphatiques. Il est à noter que l'intensité de ce pic l'intensité de ce pic augmentait avec la teneur en amidon [33].

- Le groupement C-O

La vibration d'étirement de la liaison C-O dans le groupe C-O-H et du groupe C-O-C dans le cycle anhydre du glucose sont apparues à $1150, 1077$ et 990 cm^{-1} .

Les bandes à 1047 cm^{-1} et 1080 cm^{-1} sont associées aux structures ordonnées de l'amidon, tandis que la bande à 1022 cm^{-1} est liée aux structures amorphes de l'amidon [34].

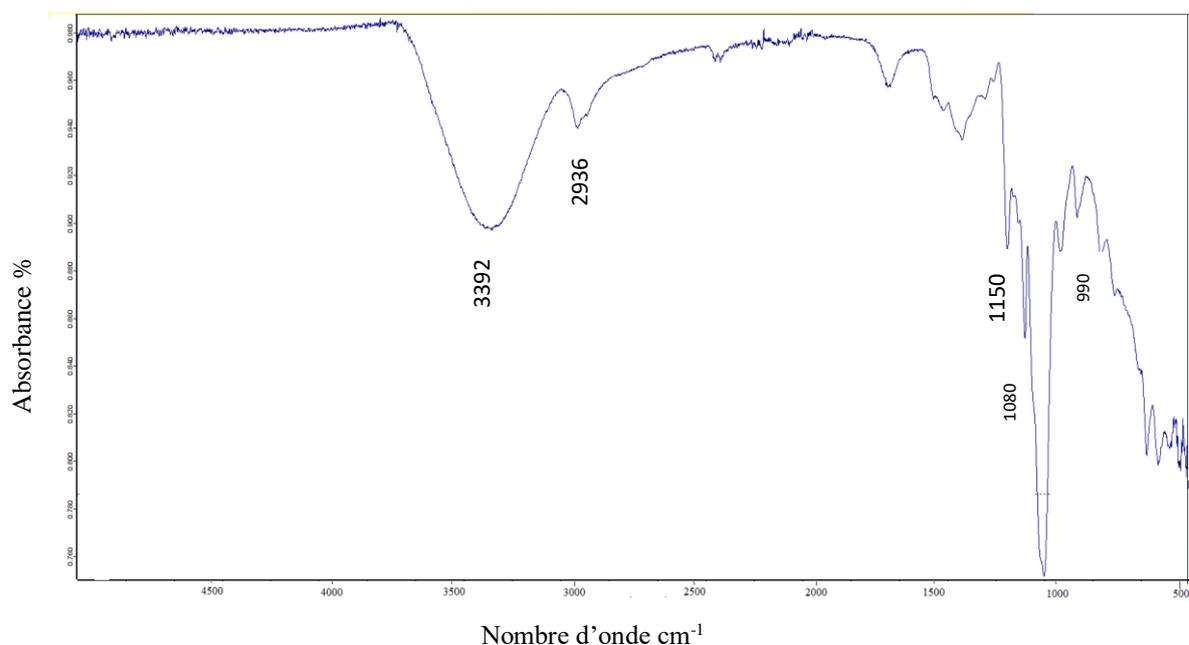


Figure III.46 : Spectre FT-IR de l'AM.

III.6.3. Poudre d'herbe PHR

Le spectre FT-IR de la poudre d'herbe est présenté sur la figure III.47.

On distingue :

Les pics à 3345 et 2910 cm^{-1} sont des pics respectifs de l' α -cellulose.

Un autre pic notable à 1723 cm^{-1} peut être attribué à la vibration d'étirement C = O des groupes acétyles dans l'hémicellulose [35, 36].

La présence de cire est attestée par le pic à 2842 cm^{-1} .

Cependant, les pics à 1602 et 1480 cm^{-1} correspondent à la teneur en lignine ; pourrait être attribué à l'étirement C = C du cycle benzénique de la lignine [35, 36] .

De plus, le pic à 1043 cm^{-1} peut être attribué aux modes d'étirement C-O des groupes hydroxyle et éther de la cellulose [35, 36].

D'autre part, le pic d'absorption à environ 540 cm^{-1} correspond à la flexion C-OH des groupes hydroxyle et éther de la cellulose [35, 36].

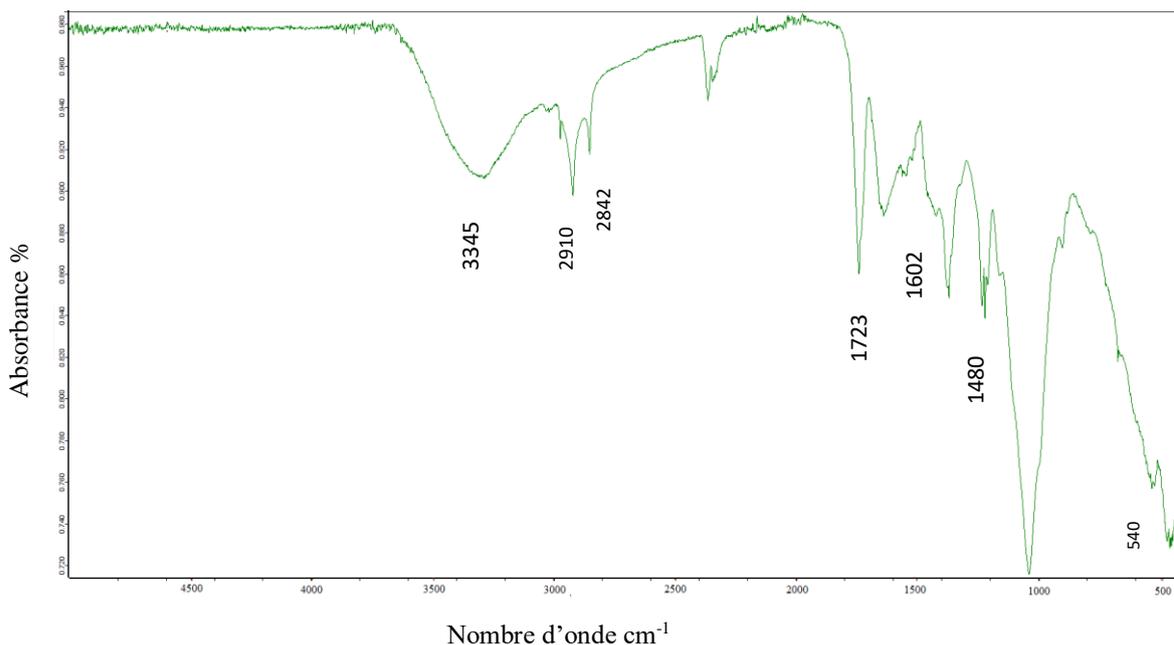


Figure III.47 : Spectre FT-IR de la PHR.

III.6.4. Poudre de la coquille d'œuf PQO

Le spectre FT-IR de la poudre de la coquille d'œuf est présenté sur la figure III.48.

Le pic d'absorption caractéristique à 712 cm^{-1} attribue les vibrations de la bande symétrique du Ca-O [37, 38].

Les vibrations de la bande à 712 cm^{-1} et 1296 cm^{-1} signifient les vibrations de bande de flexion et d'étirement de C-H.

Les pics d'absorption à 876 cm^{-1} , 1424 cm^{-1} , et 1638 cm^{-1} correspondent à la bande de vibration d'étirement asymétrique de la bande de vibration de CO_3^{2-} des carbonates de calcium [39, 40].

La bande de vibration à 1077 cm^{-1} représente la vibration d'étirement asymétrique du d'étirement asymétrique de O-C-O de CO_3^{2-} [39].

Les pics de vibration à 1126 cm^{-1} indiquent la bande S-O pour la présence de soufre dans la membrane des coquilles d'œuf [39].

La bande à 1564 cm^{-1} attribuée à la vibration de la bande C=O du CaCO_3 .

Les pics de vibration à 1796 cm^{-1} , 2400 cm^{-1} , et 2972 cm^{-1} sont apparus dues à la présence d'amines et d'amides de la membrane de la coquille d'œuf.

Le pic de vibration à 3434 cm^{-1} attribue la vibration de flexion H-O-H à la membrane de l'œuf.

La faible vibration de la bande à 3642 cm^{-1} révèle la vibration d'étirement des groupes O-H liés au calcium, unique à l'eau.

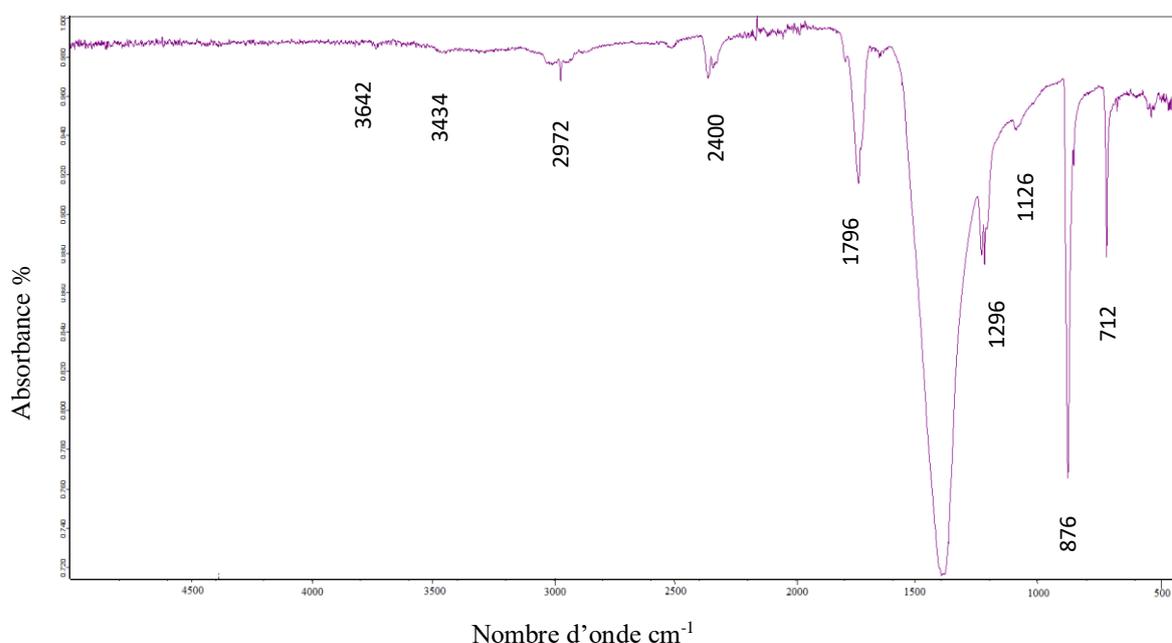


Figure III.48 : Spectre FT-IR de la PQO.

III.7. Analyse par DRX

III.7.1. Amidon extrait de la pomme de terre APT

L'analyse par DRX de l'amidon extrait de la pomme terre est présentée sur la figure III.49.

Il a été rapporté que l'amidon peut être classé dans les formes cristallines de type A, B et C [41], Dans les formes granulaires natives, le type A est associé principalement aux amidons de céréales, tandis que le type B est généralement obtenu à partir d'amidons de tubercules [34].

La poudre d'amidon de la pomme de terre présente une structure cristalline de type B selon le type de diagramme de diffraction, avec un pic de diffraction intense vers $2\theta=17.73^\circ$ [29]. Il existe d'autres pics d'intensités aux angles $2\theta=38.54^\circ$, 43.26° et 77.51° . L'amylose linéaire, composé d'unités glucopyranoses liées entre elles par des liaisons α -1,4 est responsable de la région amorphe [30]. L'amylopectine, composé des unités glucopyranoses liées entre elles par des liaisons α -1,4 et α -1,6 est responsable de la présence de la région cristalline dans le spectre de l'amidon obtenu par DRX. Les liaisons hydrogènes intra et intermoléculaires sont responsables de la structure cristalline très ordonnée de ce biopolymère [30].

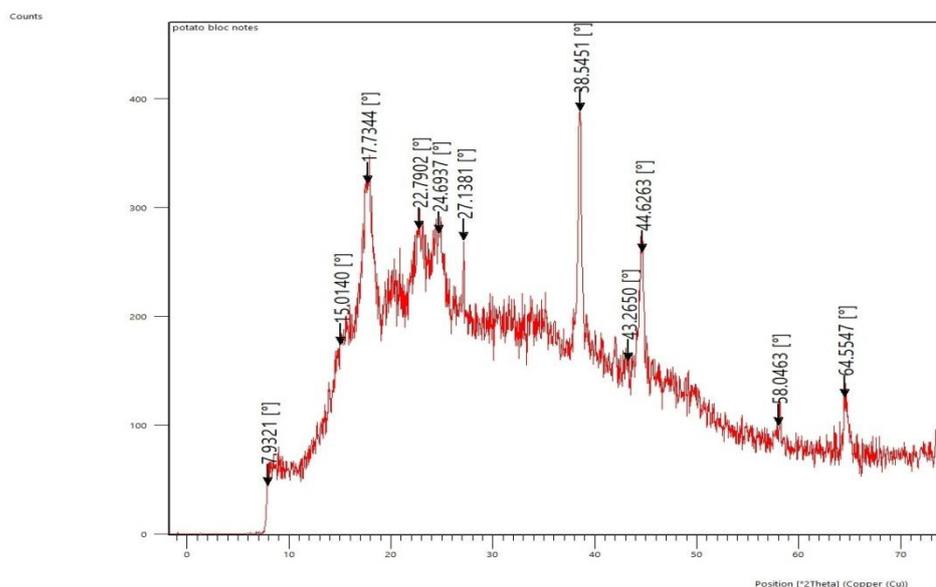


Figure III.49 : Diffractogramme RX de l'APT.

III.7.2. Amidon extrait du maïs

L'analyse par DRX de l'amidon extrait du maïs est présentée sur la figure III.50.

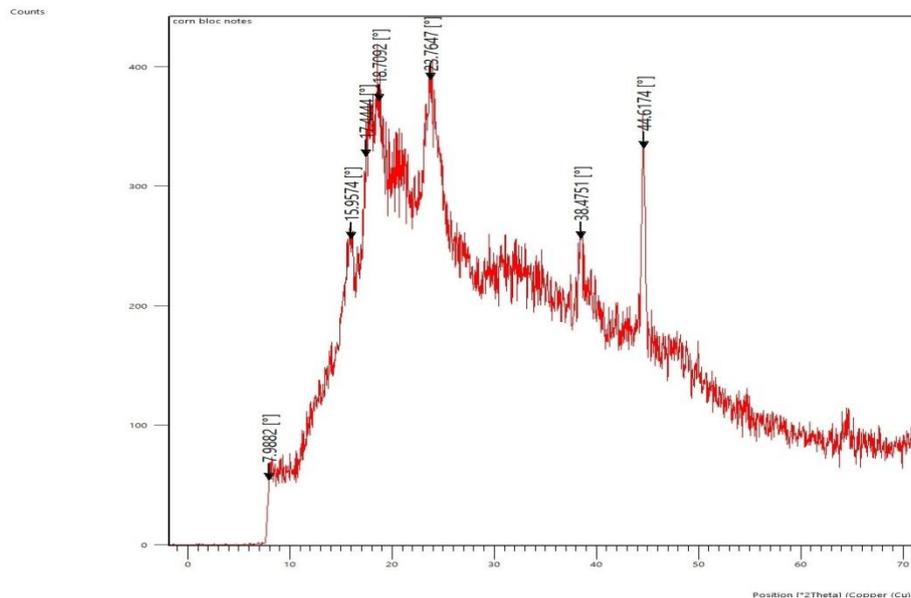


Figure III.50 : Diffractogramme RX de l'AM.

Une forme cristalline de type A a été observée avec un doublet non résolu de 15.95° , 17.44° , 18.7° , 20° et 23.76° comme le montre la figure III. Le spectre DRX des granules d'amidon de maïs a confirmé qu'il s'agit d'une structure cristalline de type A dont la longueur de la chaîne de ramification de l'amylopectine est plus longue que les autres types [34].

III.7.3. Poudre d'herbe PHR

La DRX est une méthode qui développe les diagrammes de diffraction des rayons X sur un échantillon de fibre, qui est utilisée pour déterminer les phases amorphes et cristallines des matériaux.

L'analyse par DR X de l'herbe Eleusine indica est présentée dans la figure III.51.

Le pic à $2\theta = 22.22^\circ$ lié au plan cristal-lographique qui spécifie la matière amorphe (lignine, hémicelluloses, pectines, et cellulose amorphe) dans l'herbe Eleusine indica [35]. Le pic à $2\theta = 38.62^\circ$ est reconnu au plan cristal lographique qui dirige la matière cristalline (cellulose). L'indice de cristallinité influence les propriétés mécaniques des composites de fibres naturelles [35]. L'indice de cristallinité de l'herbe Eleusine indica est similaire à celui des fibres naturelles communément fibres naturelles

courantes telles que l'alfa, le lin, le sisal, le jute, le chanvre Cannabis le kapok, etc [42, 43].

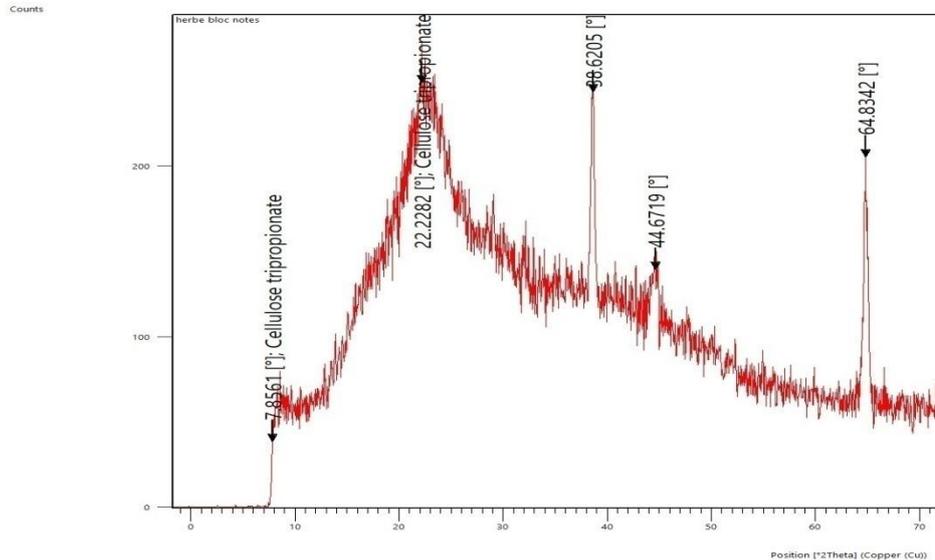


Figure III.51 : Diffractogramme RX de la PHR.

III.7.4. Poudre de coquille d'œuf PQO

L'analyse par DRX de la poudre de coquille d'œuf est présentée sur la figure III.52.

Les pics de diffraction à 23°, 30°, 37°, 40°, 48°, 50° et 66° attribués aux plans d'indexation de l'oxyde de calcium (CaO), signifiant le système cristallin cubique (ICSD Card No. : 98-005-7267) [44, 45], sachant que la taille des cristallites peut se calculer par l'équation de Debye-Scherrer [40]:

$$D = \frac{K\lambda}{\beta \cos\theta} \quad (17)$$

Où

D = taille moyenne des cristallites

K = un facteur de forme sans dimension. Sa valeur est d'environ 0,9

λ = longueur d'onde

β = élargissement de la raie à la moitié de l'intensité maximale

θ = angle de Bragg

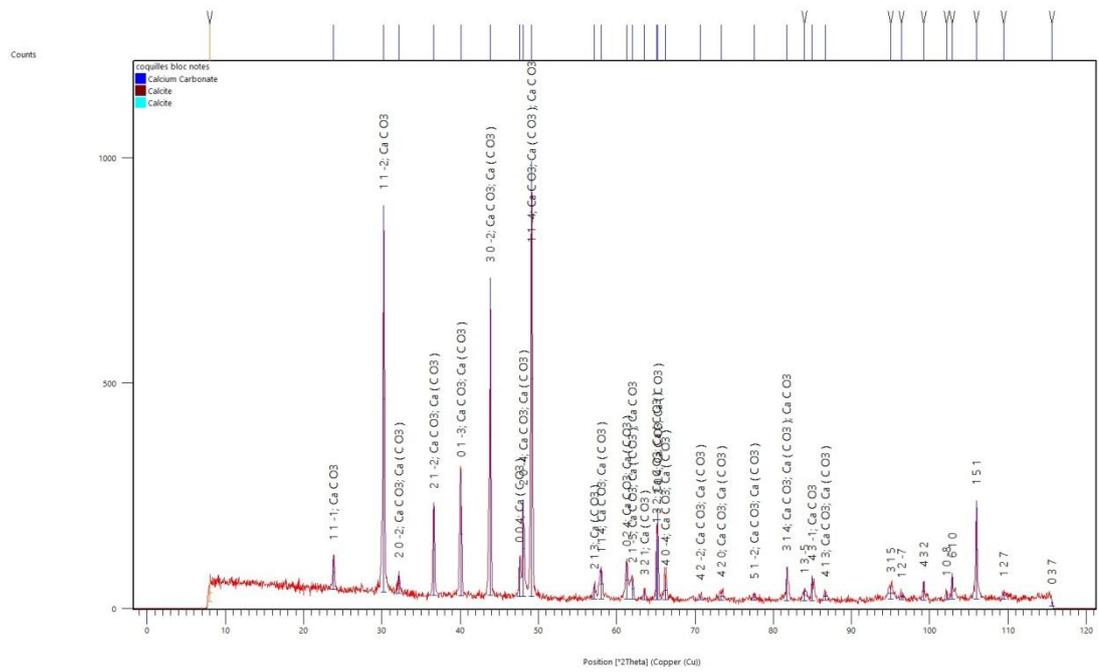


Figure III.52 : Diffractogramme RX de la PQQ.

Références bibliographiques

- [1] Koriche Y. Extraction et caractérisation de l'amidon et son application à l'adsorption du cuivre: Blida; 2006.
- [2] Khodja M. Drilling fluid: performance study and environmental considerations: Ph. D. Thesis, Institut National Polytechnique, Toulouse, France; 2008.
- [3] Benmounah A, Benyounes KK, Chelah K, Djamal ED. Effect of xanthan gum and sodium carboxymethylcellulose on the rheological properties and zeta potential of bentonite suspensions. CFM 2017-23ème Congrès Français de Mécanique: AFM, Maison de la Mécanique, 39/41 rue Louis Blanc-92400 Courbevoie; 2017.
- [4] Khodja M. Les fluides de forage: étude des performances et considerations environnementales 2008.
- [5] Benyounes K, Mellak A, Benchabane A. The effect of carboxymethylcellulose and xanthan on the rheology of bentonite suspensions. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects 2010;32:1634-43.
- [6] Otitigbe F. Evaluation of pH of Drilling Fluid Produced from Local Clay and Additives. Journal of Applied Sciences and Environmental Management 2021;25:561-6.
- [7] Pérez-Robles S, Matute CA, Lara JR, Lopera SH, Cortés FB, Franco CA. Effect of nanoparticles with different chemical nature on the stability and rheology of acrylamide sodium acrylate copolymer/chromium (III) acetate gel for conformance control operations. Nanomaterials 2020;10:74.
- [8] Nyeche W, Nmegbu J, Ifeoma P. Drilling mud formulation using potato starch (*Ipomoea batatas*). Journal of Engineering Research and Applications 2015;5:48-54.
- [9] Assi AH. Potato starch for enhancing the properties of the drilling fluids. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering 2018;19:33-40.
- [10] Rufai M, Oduola K. Enhancement of the rheological properties of bentonite mud using natural polymers. Global Journal of Engineering and Technology Advances 2021;7:047-59.
- [11] Talukdar P, Kalita S, Pandey A, Dutta U, Singh R. Effectiveness of different starches as drilling fluid additives in non damaging drilling fluid. International Journal of Applied Engineering Research 2018;13:12469-74.
- [12] Yalçın T, Alemdar A, Ece ÖI, Güngör N. The viscosity and zeta potential of bentonite dispersions in presence of anionic surfactants. Materials Letters 2002;57:420-4.

[13] Nascimento D, Oliveira B, Saide V, Magalhães S, Scheid C, Calçada L. Effects of particle-size distribution and solid additives in the apparent viscosity of drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2019;182:106275.

[14] Kumar AS, Mahto V, Sharma V. Behaviour of organic polymers on the rheological properties of Indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage. 2003.

[15] Tabasum S, Younas M, Zaeem MA, Majeed I, Majeed M, Noreen A, et al. A review on blending of corn starch with natural and synthetic polymers, and inorganic nanoparticles with mathematical modeling. *International journal of biological macromolecules* 2019;122:969-96.

[16] Ghazali NA, Alias NH, Mohd T, Adeib S, Noorsuhana M. Potential of corn starch as fluid loss control agent in drilling mud. *Applied Mechanics and Materials: Trans Tech Publ*; 2015. p. 682-7.

[17] Elkatatny S. Enhancing the rheological properties of water-based drilling fluid using micronized starch. *Arabian Journal for Science and Engineering* 2019;44:5433-42.

[18] Dias F, Souza R, Lucas E. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. *Fuel* 2015;140:711-6.

[19] Elkatatny S, Kamal MS, Alakbari F, Mahmoud M. Optimizing the rheological properties of water-based drilling fluid using clays and nanoparticles for drilling horizontal and multi-lateral wells. *Applied Rheology* 2018;28.

[20] Hossain ME, Wajheeuddin M. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids. *Petroleum Science* 2016;13:292-303.

[21] Igwilo KC, Okoro EE, Ohia PN, Adenubi SA, Okoli N, Adebayo T. Effect of mud weight on hole cleaning during oil and gas drilling operations effective drilling approach. *The Open Petroleum Engineering Journal* 2019;12.

[22] Ab Lah NN, Ngah K, Sauki A. Study on the viability of egg shell as a lost circulation material in synthetic based drilling fluid. *Journal of Physics: Conference Series: IOP Publishing*; 2019. p. 012135.

[23] Alakbari F, Elkatatny S, Kamal MS, Mahmoud M. Optimizing the gel strength of water-based drilling fluid using clays for drilling horizontal and multi-lateral wells.

SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: OnePetro; 2018.

[24] Morenov V, Leusheva E, Martel A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless drilling mud. *International Journal of Engineering* 2018;31:1152-8.

[25] Onolemhemhen RU, Olamigoke O, Kaka A-QO. THE SUITABILITY OF EGG SHELL AND SNAIL SHELL WASTE FOR PH AND MUD WEIGHT ENHANCEMENT OF WATER BASED DRILLING MUD. *Petroleum & Coal* 2019;61.

[26] Olamigoke O, Aghante TT, Iyalla F. An Experimental Study of Effects of Egg Shell and Snail Shell Powder on Rheological and Filtration Properties of Potassium Chloride Polymer Drilling Fluids. *Petroleum & Coal* 2020;62.

[27] Putkham AI, Ladhan S, Putkham A. Factors affecting the particle size of bio-calcium carbonate synthesized from industrial eggshell waste. *Materials Transactions* 2018;59:1220-4.

[28] Al-Hameedi A, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Hamoud Z. Investigation Study of the Effectiveness of Eggshells Powder as a Multifunctional Eco-Friendly Additive in Water-Based Fluid. 54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium: OnePetro; 2020.

[29] Aroun I. Mise en forme du biopolymère amidon, corrélation structure, propriété et application dans l'élimination du cadmium présent dans l'eau. 2012.

[30] Mathew S, Abraham TE. Physico-chemical characterization of starch ferulates of different degrees of substitution. *Food Chemistry* 2007;105:579-89.

[31] Fang J, Fowler P, Tomkinson J, Hill C. The preparation and characterisation of a series of chemically modified potato starches. *Carbohydrate polymers* 2002;47:245-52.

[32] Shujun W, Wenyuan G, Wei J, Peigen X. Crystallography, morphology and thermal properties of starches from four different medicinal plants of *Fritillaria* species. *Food Chemistry* 2006;96:591-6.

[33] Lozano-Vazquez G, Alvarez-Ramirez J, Lobato-Calleros C, Vernon-Carter EJ, Hernández-Marín NY. Characterization of Corn Starch-Calcium Alginate Xerogels by Microscopy, Thermal, XRD, and FTIR Analyses. *Starch-Stärke* 2021;73:2000282.

[34] Govindaraju I, Pallen S, Umashankar S, Mal SS, Kaniyala Melanthota S, Mahato DR, et al. Microscopic and spectroscopic characterization of rice and corn starch. *Microscopy Research and Technique* 2020;83:490-8.

[35] Khan A, Vijay R, Singaravelu DL, Sanjay M, Siengchin S, Verpoort F, et al. Extraction and characterization of natural fiber from *Eleusine indica* grass as reinforcement of sustainable fiber reinforced polymer composites. *Journal of Natural Fibers* 2021;18:1742-50.

[36] Khan A, Vijay R, Singaravelu DL, Sanjay M, Siengchin S, Verpoort F, et al. Characterization of natural fibers from *Cortaderia selloana* grass (pampas) as reinforcement material for the production of the composites. *Journal of Natural Fibers* 2021;18:1893-901.

[37] Tangboriboon N, Kunanuruksapong R, Sirivat A. Preparation and properties of calcium oxide from eggshells via calcination. *Materials Science-Poland* 2012;30:313-22.

[38] Mohadi R, Anggraini K, Riyanti F, Lesbani A. Preparation calcium oxide from chicken eggshells. *Sriwijaya Journal of Environment* 2016;1:32-5.

[39] Jaiswal KK, Dutta S, Pohrmen CB, Verma R, Kumar A, Ramaswamy AP. Bio-waste chicken eggshell-derived calcium oxide for photocatalytic application in methylene blue dye degradation under natural sunlight irradiation. *Inorganic and Nano-Metal Chemistry* 2021;51:995-1004.

[40] Lala SD, Deb P, Barua E, Deoghare AB, Chatterjee S. Characterization of hydroxyapatite derived from eggshells for medical implants. *Materials Today: Proceedings* 2019;15:323-7.

[41] Liu Y, Xu Y, Yan Y, Hu D, Yang L, Shen R. Application of Raman spectroscopy in structure analysis and crystallinity calculation of corn starch. *Starch-Stärke* 2015;67:612-9.

[42] Madhu P, Sanjay M, Sentharamaikannan P, Pradeep S, Saravanakumar S, Yogesha B. A review on synthesis and characterization of commercially available natural fibers: Part-I. *Journal of Natural Fibers* 2018.

[43] Madhu P, Sanjay M, Sentharamaikannan P, Pradeep S, Saravanakumar S, Yogesha B. A review on synthesis and characterization of commercially available natural fibers: Part II. *Journal of Natural Fibers* 2019;16:25-36.

[44] Galván-Ruiz M, Hernández J, Baños L, Noriega-Montes J, Rodríguez-García ME. Characterization of calcium carbonate, calcium oxide, and calcium hydroxide as starting point to the improvement of lime for their use in construction. *Journal of Materials in Civil Engineering* 2009;21:694-8.

[45] Niju S, Begum KMS, Anantharaman N. Continuous flow reactive distillation process for biodiesel production using waste egg shells as heterogeneous catalysts. *RSC Advances* 2014;4:54109-14.

Conclusion

Générale

Conclusion générale

Cette étude avait pour objectif principal de préparer et appliquer les polymères hydrosolubles dans les fluides de forage. Des fluides de forage ont été formulés en utilisant des matériaux dérivés localement, composés d'un mélange d'amidon sélectionné localement et de la bentonite, facilement disponible en quantité commerciale, comme additif.

Pour bien mener cette étude, nous avons effectué plusieurs essais de caractérisation rhéologique, de filtration et par FT-IR et DRX.

De point de vue rhéologique, notre étude a permis d'explorer la possibilité d'employer les polymères sélectionnés (Amidon+ CMC) car ils offrent des propriétés rhéologiques suffisantes dans des conditions ambiantes avec une diminution de volume de filtrat du fluide en fonction de la concentration en polymère. En effet, l'analyse rhéologique de l'amidon extrait de la pomme de terre et de maïs montre que l'augmentation de la concentration en amidon, augmente les valeurs de : la viscosité apparente, la viscosité plastique, le yield point et les gels avant d'ajouter la PHR, la PQO et le CC.

Les résultats de cette étude ont montré l'efficacité de l'amidon de pomme de terre en tant qu'agent réducteur de filtrat ou le pH allant de 8.87 à 9.16, et une densité de boue comprise entre 7.7 et 8.3 ppg qui sont toutes conformes à une spécification de boue standard. Les propriétés rhéologiques de la boue formulée ont augmenté lorsque l'amidon de pomme de terre y a été ajouté.

Ce travail a montré de manière concluante qu'une combinaison d'amidon de pomme de terre et de la CMC dans une suspension est appropriée pour l'amélioration des propriétés rhéologiques et de contrôle de perte de fluide de la boue de forage pour des raisons économiques.

Pour contrôler et améliorer certaines propriétés rhéologiques de la boue de forage à base de bentonite, avec les polymères sélectionnés, la concentration des additifs est un

élément clé. En raison des changements significatifs qui ont été observés dans le poids de la boue, la viscosité plastique, le yield point, la viscosité apparente et la force du gel.

Nous avons réussi par la suite à l'évaluation expérimentale de la poudre d'herbe utilisée comme un additif écologique pour la formulation de fluide de forage vieilli à différentes concentrations, dont les propriétés rhéologiques sont généralement réduites en vertu du vieillissement. Il a été constaté que la poudre d'herbe augmente les valeurs de la viscosité apparente, de la viscosité plastique, du yield point et de la contrainte de cisaillement, alors qu'elle diminue les valeurs élevées de la force de gel à des valeurs proches de celles enregistrées à l'état initial avant d'entreprendre les tests de vieillissement.

Du point de vue de la perte de fluide de forage, il a été conclu que les 9 g de poudre d'herbe donnaient de meilleurs résultats.

Les résultats prometteurs obtenus en laboratoire ont montré que les additifs de CC et PQO peuvent être utilisés pour maximiser la densité du fluide de forage, et qu'il s'agit d'un matériau efficace pour le PQO, qui peut être investi comme un matériau à usages multiples, par exemple en maximisant la viscosité, en améliorant les caractéristiques de filtration et en conservant la même alcalinité pour un taux de 20g et vu que la littérature a prouvé que les coquilles d'œufs sont non toxiques, écologiques et biodégradables. Par conséquent, ces additifs bruts sont en fin de compte adéquat pour le développement de divers produits verts pour les applications de l'industrie pétrolière et gazière.

L'effort économique supplémentaire lié à l'emploi et à l'échelle industrielle de la poudre d'herbe et des coquilles d'œuf pourrait faire de cette industrie des déchets l'un des secteurs commerciaux les plus attrayants au monde.

L'objectif principal atteint par cette étude est d'acquérir des additifs respectueux de l'environnement, localement abondant, et moins cher dans les applications des fluides de forage.

En perspective, nous envisagerons de compléter ce travail en traitant plusieurs cas de mélange selon d'autres facteurs tels l'effet de la température (vieillissement thermique), la taille de particule et la masse moléculaire, effet de la vitesse, effet de la

pression, le temps et le type d'agitation sur propriétés physico-chimiques des mélanges, et l'effet synergique avec autres polymères hydrosolubles ou autres additifs naturels, et le type d'eau, cela, dans le but de préparer des fluides de forage non dommageables à base des mélanges locaux, naturels et déchets qui remplacent les additifs conventionnels en répondant aux mêmes fonctions d'une part et d'autre part, ne présentent pas un risque sur le personnel et l'environnement. Des tels mélanges permettent de réduire le coût d'une opération de forage ainsi de valoriser les ressources.

Annexes

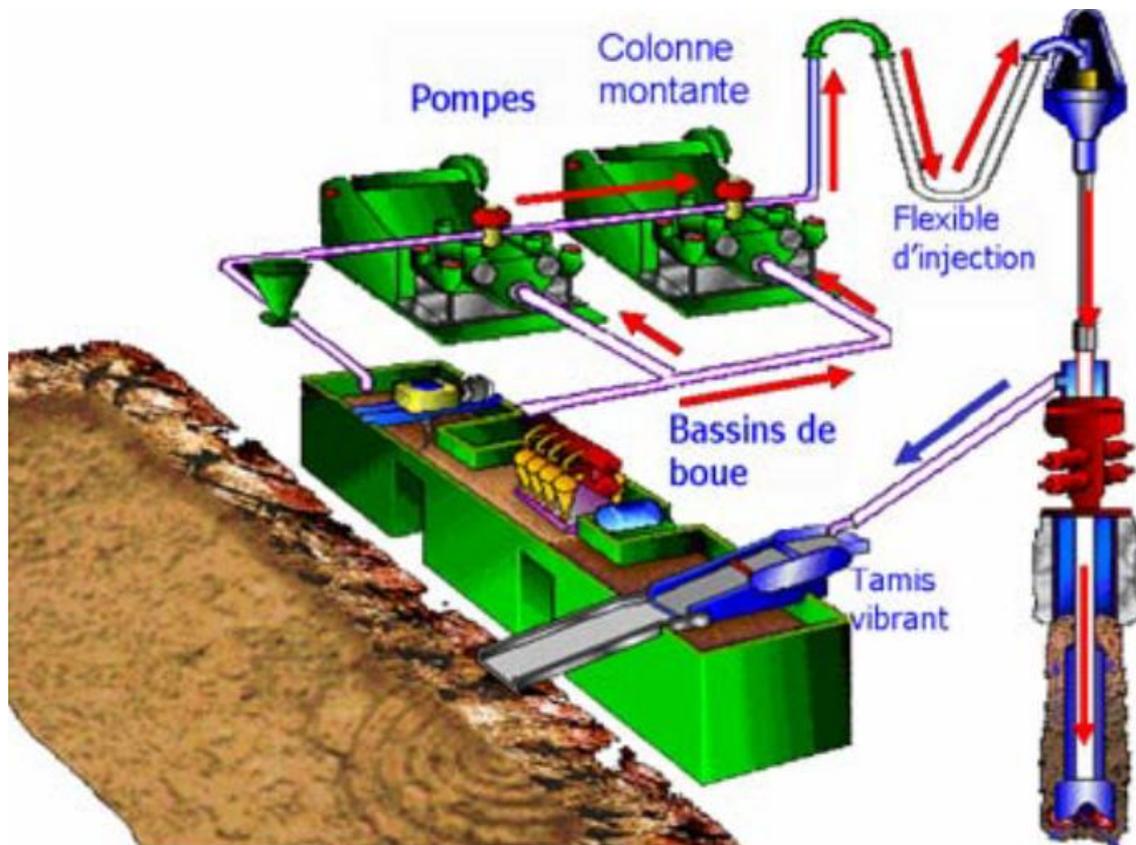


Figure IA.1 : Cycle du fluide sur le site de forage [1].

Référence bibliographique

[1] Khodja M. Drilling fluid: performance study and environmental considerations: Ph. D. Thesis, Institut National Polytechnique, Toulouse, France; 2008.

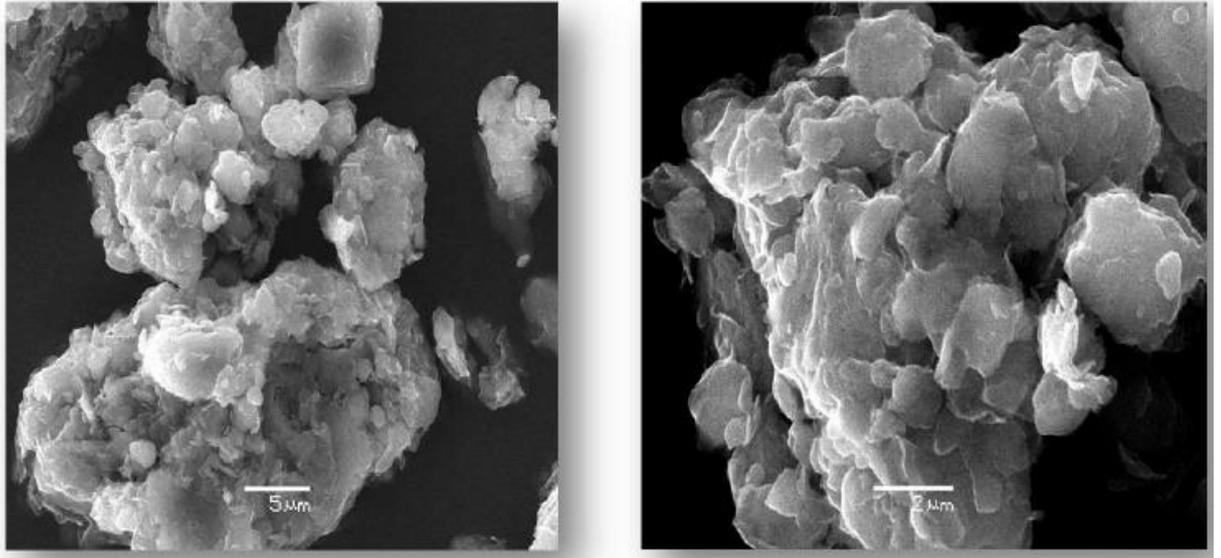


Figure IIA.1 : Image macroscopique de la bentonite de Maghnia [1].

Référence bibliographique

- [1] Zahaf F. Etude Structurale des argiles modifiées Appliquées à l'adsorption des polluants. 2017.

Tableau IIIA.1 : Géométrie de mesure cône / plan des rhéomètres TA Instruments
[1].

GEOMETRIES CONE / PLAN			
Angles	AR 2000 Vitesse de Cisaillement max, 1/s	AR 1000/500 Vitesse de Cisaillement max, 1/s	Séries AR Vitesse de Cisaillement min, 1/s
20 mm 0.5°	3.438E4	1.146E4	1.146E-05
20 mm 1°	1.719E4	5.730E3	5.730E-06
20 mm 2°	8.595E3	2.865E3	2.865E-06
20 mm 4°	4.296E3	1.432E3	1.432E-06
40 mm 0.5°	3.438E4	1.146E4	1.146E-05
40 mm 1°	1.719E4	5.730E3	5.730E-06
40 mm 2°	8.595E3	2.865E3	2.865E-06
40 mm 4°	4.296E3	1.432E3	1.432E-06
60 mm 0.5°	3.438E4	1.146E4	1.146E-05
60 mm 1°	1.719E4	5.730E3	5.730E-06
60 mm 2°	8.595E3	2.865E3	2.865E-06
60 mm 4°	4.296E3	1.432E3	1.432E-06

Référence bibliographique

[1] Instruments T. Rheometric series Opertaor's Manual 2007.