

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : GENIE CHIMIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

**PROJET DE FIN D'ETUDES
POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGÉNIEUR D'ÉTAT EN GÉNIE CHIMIQUE**

THÈME

**L'étude des propriétés interfaciales et inhibitrices des fluides de
forage à base d'eau**

Proposé par :
Dr .M.KHODJA

Etudié par :
Mlle ZOGHLAMI Wafa
Mr. AOUDIA Abdelhak

Encadré par :
Dr M.KHODJA
Pr T.AHMED ZAID

Soutenu le 30 Juin 2010 devant le jury composé de :

Mme S. CHARHARI
Mme F.MOHELLEBI
Mlle F.KIES
Mr T.AHMED ZAID
Mr M.KHODJA

Professeur à ENP
Maître de conférences(ENP)
Maître assistant (ENP)
Professeur à ENP
Docteur

Présidente
Examinatrice
Examinatrice
Rapporteur
Encadreur

Promotion : juin 2010

Résumé :

Le présent travail porte sur la caractérisation d'un fluide de forage à base d'eau formulé à partir de bentonite et d'un certain nombre d'additifs dont des polymères et des tensioactifs. L'objectif était d'étudier l'apport du tensioactif dans les phénomènes d'inhibition de l'argile qui ont tendance à gonfler au contact de l'eau. Pour cela, nous avons caractérisé différents mélanges formulés à partir de ces ingrédients d'un point de vue rhéologique, filtration, structural, et stabilité du système.

Les résultats de nos essais ont montré que le système formulé à partir du polyglycol et de tensioactif anionique présente les meilleures performances selon les standards API.

Mots clés : Fluide de forage, polymère, tensioactif, Bentonite, Rhéologie.

ملخص:

تهتم هذه الدراسة بتوصيف سوائل الحفر التي أساسها الماء, وضعت مع البنتونيت وعدد من المواد المضافة بما في ذلك البوليمرات والسطحي. والهدف هو دراسة إسهام السطحي في ظاهرة تثبيط الطين الذي يميل إلى تضخم في اتصال مع الماء. لهذا وصفت و درست خلانات مختلفة مصنوعة من هذه المكونات من جهة ريولوجية، ترشيحية، هيكلية، واستقرار النظام وأظهرت نتائج الاختبارات أن لدينا نظام الغليكول و السطحي الأنوني هو الأفضل وفقا لمعيار المعهد الأمريكي للبتروكلمات البحث: سوائل الحفر، البوليمر، السطحي، البنتونيت، ريولوجيا.

Abstract :

This work focuses on characterization of a drilling fluid water based mud (WBM) formulated with Bentonite and a number of additives including polymers and surfactants. The objective is to study the contribution of the surfactant in the phenomena of inhibition of the clay tend to swell in contact with water. For this, we characterized different mixtures made from these ingredients of rheological point of view, filtration, structural, and system stability.

The results of our tests have shown that the system formulated from anionic surfactant /polyglycol gives the best performance according to the standard API.

Keywords: drilling fluid, polymer, surfactant, Bentonite, Rheology.

Dédicaces

A la mémoire de ma grand-mère

A ma mère, à mon père

A ma sœur, à mon frère

A mes amis

Wafa

Dédicaces:

Je dédie ce travail à ma petite sœur « Fatma » je lui souhaite toute la réussite du monde.

A ma mère, pour son affection et son aide, mon père pour son soutien, et sa bienveillance, ainsi qu'à mon frère pour ses encouragements.

A mes amis, Walid, Wafa, Idris, Hadi, et surtout Wissem pour les bons souvenirs partagés.

A tous mes camarades de promotion, Amel et Lila en tête

Ainsi qu'à tous ceux qui me sont chers.

Abdou

REMERCIEMENTS

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Nous tenons à remercier sincèrement Monsieur Khodja notre encadreur pour ses précieux conseils et sa disponibilité permanente, nous sommes heureux de pouvoir lui exprimer notre profonde reconnaissance.

Nos remerciements s'adressent également à Monsieur Ahmed Zaïd, Professeur à l'ENP qui nous a encouragé et soutenu pour le choix du thème.

Que Mme Charchari Professeur à l'ENP, trouve ici l'expression de toute notre gratitude pour l'intérêt qu'elle a manifesté pour l'évaluation de ce travail en acceptant d'être le Président du Jury.

Nous remercions tout particulièrement Mme Mohellebi et Mlle Kies d'avoir accepté d'examiner ce travail, qu'elles trouvent ici l'expression de notre gratitude la plus vive.

Nous exprimons nos remerciements à Monsieur Belkadi chef du service au niveau du Laboratoire de la composition minéralogique de Boumerdes qui nous a bien accueillis et fait profiter de sa riche expérience dans le domaine .

Wafa et Abdou

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
Partie Théorique	
I. LES FLUIDES DE FORAGE	3
I.1.INTRODUCTION :	3
I.2.1DEFINITION :	3
I.2.2 COMPOSITION DES FLUIDES DE FORAGE :	3
I.2.3 CLASSIFICATION DES FLUIDES DE FORAGE :	4
I.2.3.1 Fluides à base d'eau :	4
I.2.3.2 Fluides à base d'huile :	4
I.2.3.3 Fluides à base de gaz :	5
I.2.4 FONCTIONS PRINCIPALES DU FLUIDE DE FORAGE :	5
II. LES ARGILES:	7
II.1. DEFINITION:	7
II.2. ORIGINE ET FORMATION:	8
II.3. LA BENTONITE:	8
II.3.1 Définition:	8
II.3.2 Caractéristiques principales de la montmorillonite:	9
II.3.3 Minéralogie de la montmorillonite :	9
II.3.4 Microstructure de la montmorillonite et de la bentonite :.....	10
III. LES POLYMERES:	11
III.1. NOTIONS SUR LES POLYMERES:	11
III.2. STRUCTURE DES POLYMERES:	11
III.3. CLASSIFICATION DES POLYMERES :.....	11
III.4. L'UTILISATION DES POLYMERES DANS LES FLUIDES DE FORAGE :	12
III.4.1. Viscosifiant :	12

III.4.2. Inhibiteur du gonflement :	12
III.4.3. Réducteurs de filtrat:	12
III.5. LES PRINCIPAUX POLYMERES UTILISES DANS LES FORMULATIONS ETUDIEES:	13
III.5.1. La gomme de Xanthane (XCD) :	13
III.5.2 Les celluloses polyanioniques (PAC) :	14
III.5.3. Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA) :	15
III.5.4. Les Glycols :	16
III.5.5. Les Silicates de Sodium:	16
IV. LES TENSIOACTIFS:	18
IV.1. DEFINITION:	18
IV.2. CLASSIFICATION :	18
IV.2.1. Les tensioactifs non ioniques :	19
IV.2.2. Les tensioactifs anioniques :	19
IV.2.3. Les tensioactifs cationiques:	19
IV.2.4. Les tensioactifs amphotères :	19
IV.3. PROPRIETES DES TENSIOACTIFS:	20
IV.3.1. La Tension superficielle:	20
IV.3.2. Les Phénomènes d'auto-association des tensioactifs en solution :	20
V. NOTION DE RHEOLOGIE :	21
V.1. NOTION DE MOUVEMENT LAMINAIRE DE CISAILLEMENT :	21
V.2. CONTRAINTE DE CISAILLEMENT :	21
V.3. DEFORMATION ET VITESSE DE CISAILLEMENT :	22
V.4. EQUATION D'ETAT :	22
V.5. LA VISCOSITE :	22
V.6. CLASSIFICATION DE FLUIDES SELON LEUR COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE	23
V.6.1. Les fluides non Newtoniens dépendants du temps d'application de la contrainte.....	23
VI. FILTRATION DES FLUIDES DE FORAGE :	24

VI.1. INTRODUCTION A LA FILTRATION :	24
VI.2. DIFFERENTS PARAMETRES INFLUENÇANT LA FILTRATION :	26
VII. CONTROLE ET CARACTERISATION DES PROPRIETES DE BOUE :	28
Partie Expérimentale :	
I.INTRODUCTION:	31
II. MATERIEL UTILISE :	31
II .1.TENSIOMETRE DU NOUY :	32
II.2. DIFFRACTION DES RAYONS X (DRX):	32
Méthode Wet cell X Ray Diffraction statique:	33
II.3. LA TRANSMISSION/RETRODIFFUSION DE LA LUMIERE (TURBISCAN) :	33
II.4. LE RHEOMETRE :	34
II.5. LES TESTS API :	34
II.5.1.Mixeur HAMILTON BEACH :	34
II.5.2. Densimètre :	35
II.5.3. Papier pH :	35
II.5.4. Viscosimètre FANN :	35
II.5.5. Filtre presse standard :	36
II.6. HOT ROLLING :	37
II.7.LES TENSIOACTIFS UTILISES :	37
III. CARACTERISATION DES BENTONITES:	38
III.1. L'ANALYSE MINERALOGIQUE :	38
III.1.1. L'Analyse minéralogique en fonction de la granulométrie :	38
III.2. L'ANALYSE MINERALOGIQUE EN FONCTION DE L'HUMIDITE ET DU VIEILLISSEMENT : ..	39
III.2.1. L'étude de l'humidité en fonction de la granulométrie :	39
III.2.2 : L'Analyse minéralogique en fonction de l'humidité	40
III.2.3 : L'Analyse minéralogique en fonction du vieillissement de l'échantillon	41
III.3.CAPACITE D'ECHANGE CATIONIQUE ET GRANULOMETRIE:	43

III.4.RHEOLOGIE :	44
IV : CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES ET PHYSICO-CHIMIQUES DES SOLUTIONS DE POLYMERES	46
IV.1.ETUDE DE LA TENSION SUPERFICIELLE	46
IV.2.ETUDE DE L’EFFET DE LA NATURE DES POLYMERES SUR LES PROPRIETES RHEOLOGIQUES :	48
IV.3.ETUDE DE L’EFFET DES POLYMERES SUR LA TRANSMISSION/RETRODIFFUSION DE LA LUMIERE :	52
V : CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES ET PHYSICO-CHIMIQUES DES SOLUTIONS BENTONITE/ADDITIFS.....	53
V.1 : ETUDE DES INTERACTIONS DE LA BENTONITE AVEC LES ADDITIFS	53
V.2 ETUDE MINERALOGIQUE DU MELANGE BENTONITE/POLYMERES : METHODE DE LA WET CELL STATIQUE :	55
V.3 : ETUDE DE L’AJOUT D’ADDITIFS SUR LES PROPRIETES RHEOLOGIQUES DE LA BENTONITE.....	56
VI. CARACTERISATION DU FLUIDE DE FORAGE :	58
VI.1.TESTS API :	58
VI.1.1. Préparation de la boue :	58
VI.1.2 Effet du tensioactif :	58
Influence de la concentration du Tensio A :	59
Influence de la concentration du Tensio B	60
VI.1.3.Choix de l’inhibiteur :	60
VI.1.4 : Rôle de l’Ajout du tensioactif anionique :	63
VII. ETUDE DU POUVOIR INHIBITEUR DES FLUIDES DE FORAGE :	64
VIII. CONCLUSION.....	69

Liste des figures

Partie théorique :

- Figure II.1: Représentation de la couche interfoliaire des argiles
- Figure II.2: Montmorillonite catégorie silicates
- Figure II.3: Représentation schématisée des feuillets de montemorionite
- Figure III.1: Structure primaire du XCD
- Figure III.2: Structure secondaire du XCD à l'état solide
- Figure III.3: Structure du PAC
- Figure III.4: Polyacrylamide partiellement hydrolysé
- Figure III.5: Structure des anions Silicates
- Figure III.6: La polymérisation du monomère de silicate
- Figure IV.1 a) molécule d'un tensioactif. b) micelle sphérique. c) Micelle cylindrique
- Figure IV.2: Squelette du tensioactif cationique
- Figure IV.4: exemples de tensioactifs amphotères
- Figure V.1: Force de cisaillement entre deux couches
- Figure V.2: lois de comportement élémentaire
- Figure VI.1: Différents types de filtration
- Figure VI.2 : Variation du volume de filtrat cumulé en fonction du temps

Partie pratique

- Figure II.1: Tensiomètre De Nouy CSC
- Figure II.2: Schéma représentatif du tensiomètre
- Figure II.3: DRX XPert Pro Philips
- Figure II.4: Schéma de la diffraction des rayons X
- Figure II.5: échantillon de la wet cell XRD
- Figure II.6: Principe de fonctionnement du TURBISCAN
- Figure II.7: Rheotest RN4.1
- Figure II.8: Agitateur HAMILTON BEACH
- Figure II.9: Densimètre Romain
- Figure II.10: Viscosimètre Fann 35 A
- Figure II.11: Filtre presse API
- Figure II.12: Hot Rolling et cellule pressurisée
- Figure III.1: L'humidité des fractions de bentonite
- Figure III.2 : Diffractogramme de la fraction fine en fonction de l'humidité
- Figure III.3: Comparaison des diffractogrammes de bentonite-Mosta- Janv. à Mars10
- Figure III.4: Comparaison des diffractogrammes de bentonite-Maghnia de Janv. à Avril10
- Figure III.5: Granulométrie de la bentonite à différents temps de vieillissement
- Figure III.6: Rhéogrammes de la fraction fine en fonction du vieillissement
- Figure III.7: Rhéogrammes des fractions de bentonite à 1670 minutes (environ 28heures)
- Figure IV.1 : Effet de la concentration des polymères sur la tension superficielle
- Figure IV.2 : Effet du KCL sur la tension superficielle des solutions de PHPA
- Figure IV.3: Tension superficielle des tensioactifs
- Figure IV.4 : Effet des tensioactifs sur la tension superficielle du PHPA.
- Figure IV.5 : Rhéogrammes des solutions de polymères.
- Figure IV.6: Influence du tensioactif sur le XCD

Figure IV.7: Influence du tensioactif sur la rhéologie du PHPA
Figure IV.8: Influence des additifs sur la rhéologie du XCD
Figure IV.9 : Transmission de la lumière des solutions de polymères .
Figure IV.10: Influence des tensioactifs sur la transmission de la lumière du PHPA.
Figure IV.11: Transmission de la lumière des différents mélanges
Figure V.1 : Effet du PHPA sur la tension superficielle de la Bentonite
Figure V.2 : Influence de la bentonite sur la tension superficielle des tensioactifs
Figure V.3 : Comparaison des différents diffractogrammes de la bentonite avec différents mélanges de polymères
Figure V.4 : influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [0.63]
Figure V.5 : Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs
Figure V.6 : Influence des tensioactifs sur la rétrodiffusion
Figure VI.1: Influence de la température sur la viscosité du mélange (Bentonite+XCD+PAC+Tensio B)
Figure VI.2 : Influence de l'ajout du Tensio B sur La viscosité de la boue

Annexe A

Figure A1 : Diffractogrammes des 4 fractions de bentonite
Figure A2 : Rhéogramme de la fraction [63.80] en fonction du vieillissement
Figure A3 : Rhéogrammes de la fraction [80.100] en fonction du vieillissement
Figure A4 : Rhéogrammes de la fraction [100.200] en fonction du vieillissement
Figure A5: Influence du KCl sur la tension superficielle du Glycol
Figure A6: Influence du KCl sur la tension superficielle du XCD
Figure A7: Influence du KCl sur la tension superficielle du Silicate
Figure A8 : Comparaison de l'influence des tensioactifs sur la tension superficielle du PAC
Figure A9 : Comparaison de l'influence des tensioactifs sur la tension superficielle du XCD
Figure A10 : Influence du tensioactif sur la rhéologie du PAC
Figure A11 : Influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [63,80
Figure A12 : Influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [80,100]
Figure A 13 : Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs(Glycol)
Figure A14 : Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs(Silicate)

Annexe B

Figure B5: Influence de la température sur la viscosité de la Boue+0.02% Tensio A
Figure B6: Influence de la température sur la viscosité de la boue+Tensio A + Tensio B
Figure B7: Influence de la température sur la viscosité de la boue 0.01% Tensio A
Figure B8:Influence de la température sur la viscosité de la boue + 0.05% Tensio A
Figure B9: Influence de la température sur la viscosité de la Boue +PHPA+Tensio A
0.02%+Tensio B 0.02%
Figure B10: Influence de la température sur la viscosité de la boue+PHPA +Tensio A
0.02%+Tensio B 0.04%
Figure B11 : Rhéogramme de la boue après ajout de chaque additif

Liste des tableaux

Partie théorique :

Tableau I.1: Les catégories des composants utilisés dans les fluides de forage

Tableau III.1: structure des polymères

Tableau V.1: Equations des modèles rhéologiques

Partie pratique

Tableau III.1: Analyse minéralogique des fractions de bentonite

Tableau III.2 : Analyse minéralogique de la fraction fine à 30% d'humidité

Tableau III.3 Récapitulatif des résultats des 07 échantillons de Bentonite de la société Bental

Tableau III.4: CEC des fractions de bentonite

Tableau IV.1 : Tensions superficielles des solutions de polymères à T= 22°C.

Tableau IV. 2: Equation des modèles rhéologiques des différentes solutions

Tableau IV. 3 : Modèles rhéologiques :

Tableau V.1: Analyse minéralogiques des mélanges bentonite/polymères

Tableau VI.1 : Concentrations choisies pour les boues

Tableau VI.2 : Effet des tensioactifs sur le mélange XCD+PAC

Tableau VI.3 : Effet des tensioactifs + bentonite sur les tests API

Tableau VI.4 : Caractérisation Test API de la boue avec différentes concentrations du Tensio A

Tableau VI.5 : La boue avec Différentes concentrations de Tensio B

Tableau VI.6 : La boue avec Différents inhibiteurs

Tableau VI.7 : après ajout de 0.1% de XCD

Tableau VI.7 : Les formules proposées pour la boue réservoir

Tableau VI.8 : La boue avec des différents inhibiteurs avant et après ajout de Barite

Tableau VI.9: Les formulations de boue avec 2,5% en bentonite

Tableau VI .10: Systèmes sans tensioactifs avec différents inhibiteurs

Tableau VI.1 : Caractéristiques des fluides après Hot Rolling

Tableau VII.1:Test d'inhibition sur la boue PHPA

Tableau VII.2:Test d'inhibition sur la boue Glycol

Tableau VII.3:Test d'inhibition sur la boue Silicate

Tableau VII.4:Test d'inhibition sur la boue Silicate sans Tensio A

Annexe A

Tableau A1 : Comparaison des résultats de diffractogrammes de la bentonite avec du PHPA (Cycle1 à 10)

Tableau A2 : Comparaison des résultats de Diffractogrammes de (Bentonite+XCD+Silicate)

Liste des symboles et abréviations

- A** : Surface de filtration [cm^2]
- API** : American Petroleum Institute.
- Bent**: bentonite
- C** : concentration massique de la solution [g/L].
- c** : facteur de correction
- CEC** : capacité d'échange cationique [$\text{meq}/100\text{g}$].
- D** : vitesse de cisaillement [s^{-1}]
- d** : densité
- DRX** : diffraction rayons X.
- Gel0** : la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue ($\text{lb}/100 \text{ft}^2$) ou (Pa)
- Gel10** : la résistance du gel après un repos de la boue de 10 min ($\text{lb}/100 \text{ft}^2$) ou (Pa)
- h** : Profondeur de la couche traversé [m]
- k** : Perméabilité du cake
- L600** : Lecute 600 sur le rhéomètre Fann
- L300** : Lecute 300 sur le rhéomètre Fann
- p** : Pression différentielle [bar]
- PAC** : poly anioniques cellulose.
- PHPA** : polyacrylamide partiellement hydrolysé
- R** : constante molaire de gaz.
- T** : température absolue
- t** : temps de mesure (s) ou (min)
- Tensio A**: tensioactif anionique
- Tensio B** : tensioactif non ionique
- V** : volume du filtrat (cm^3) ou (ml)
- VA** : viscosité apparente [Pa.s]
- VP** : viscosité plastique [Pa.s]
- XCD** : gomme de Xanthane
- W1** : masse initiale des cuttings utilisés (Masse avant hot rolling(g)).
- W2** : masse de l'échantillon après hot-rolling.
- W3** : masse de l'échantillon sans humidité (après chauffage jusqu'à masse constante).
- z** : Epaisseur du cake [cm]
- Yvalue ou τ_0** : Yield value ou contrainte seuil [Pa]
- τ** : contrainte de cisaillement [Pa]
- Γ** : concentration superficielle.
- γ** : tension superficielle[dyne/cm].
- η** : viscosité dynamique [Pa.s]
- ρ** : masse volumique du fluide [kg/m^3].
- v** : La viscosité cinématique [m^2/s]
- η_a** : Viscosité apparente

Introduction Générale :

Le forage est le procédé qui permet d'extraire le pétrole, c'est la clef de toute prospection pétrolière, il représente à lui seul près de deux tiers du coût de l'installation.

Lors du forage, les parois de la roche, en particulier les roches argileuses sensibles à l'eau, ont tendance à gonfler. Des problèmes opérationnels sont liés à ces argiles, le gonflement peut gêner l'écoulement du fluide ou le passage de l'outil de forage, en plus le gonflement peut mener à une désagrégation de la paroi, cette désagrégation peut causer des irrégularités dans le puits et ainsi créer des difficultés techniques.

D'autre part, la matière argileuse désagrégée est libérée dans le fluide et peut poser des problèmes de contrôle de la viscosité du fluide: les matières argileuses, en présence ou non d'une concentration importante en sels, ont tendance à augmenter fortement la viscosité, cette augmentation peut être néfaste si elle devient trop importante, la circulation de l'outil et du fluide de forage peut être gênée dans quel cas, ce dernier ne remplira plus ses fonctions.

Par ailleurs, les roches argileuses déblayées peuvent avoir tendance à s'agréger dans le fluide de forage, on parle dans ce cas d'un phénomène d'accrétion. L'accrétion peut gêner la circulation des fluides, voire bloquer mécaniquement la tête de forage (phénomène de «bit-balling»).

La résolution de tous ces problèmes représente l'une des premières préoccupations des compagnies pétrolières et celle-ci est étroitement liée à la compréhension des interactions argile-fluide de forage, par conséquent la réussite du forage dépend activement de la qualité de la boue de forage et de ses constituants.

Actuellement, la protection de l'environnement est au cœur des préoccupations de toutes les industries, Il faut savoir que les opérations de forage engendrent des déblais et des boues chargées, ce qui cause une pollution qui affecte les sols et les nappes phréatiques. Il est donc plus que nécessaire d'utiliser des boues à base d'eau et d'additifs biodégradables afin d'obtenir des fluides de forage qui respectent d'avantage l'environnement tout en répondant à des propriétés physico-chimiques telles que le filtrat, la densité, la rhéologie et la traversée des zones sensibles.

Il y a plus d'un siècle, le fluide de forage n'était qu'une simple boue (eau+ argile), ce n'est que durant les années 30 que l'amidon fut introduit et employé comme réducteur de filtrat, puis il fut remplacé par la cmc qui n'est pas fermentescible et à partir des années 60, les fluides de forage ont connu un réel progrès avec l'ajout d'une multitude d'additifs créant ainsi des mélanges complexes.

La présente étude a pour objectif en premier lieu l'étude des interactions Argiles/polymères et tensioactifs, puis l'élaboration et la caractérisation physico-chimique des formulations de boue aqueuse et de polymères biodégradables en présence de tensioactifs. Ce travail est complété par une étude des propriétés d'inhibition des formations traversées.

Ce travail est divisé en deux grandes parties : une partie bibliographique et une partie expérimentale.

La partie bibliographique présente :

- une synthèse des connaissances actuelles sur les fluides de forage et de ses différents constituants tels les Argiles et les polymères,
- une étude du mécanisme de gonflement des argiles et des notions de rhéologie et de filtration.

La partie pratique comprend six chapitres :

Le premier chapitre met l'accent sur la caractérisation des matériaux et matériel utilisés durant la réalisation des essais, les caractéristiques des tensioactifs.

Le deuxième chapitre aborde l'étude des bentonites et les suspensions de bentonite, sa constitution minéralogique, sa granulométrie, son hydratation, ses propriétés rhéologiques de gonflement et de dispersion ainsi que les interactions physico-chimiques du système bentonite/eau.

Dans le troisième chapitre des essais de rhéologie, de transmission et de tension superficielle ont été effectués sur des solutions de polymères seuls et des mélanges polymères/tensioactifs afin d'optimiser les mélanges et de mettre en évidence le rôle des tensioactifs.

Le quatrième chapitre est la synthèse des deux précédents, il présente les interactions argiles/additifs dans les différents essais de rhéologie, de tension superficielle, de transmission et de diffraction grâce à la méthode de la wet cell statique.

Le cinquième chapitre comprend les essais d'API des différentes formulations de boues proposées, et l'étude de l'influence de la température sur la viscosité des boues

Le sixième chapitre traite sur les essais de Hot Rolling et d'inhibition afin de voir comment nos systèmes réagissent à la haute pression et température

En dernier une conclusion qui résume les principaux résultats obtenus durant cette étude, et qui elle ouvre également de nouvelles perspectives d'utilisation de tensioactifs dans les fluides de forage.

I. Les Fluides de forage :

I.1.Introduction :

Le premier forage pétrolier a eu lieu en Pennsylvanie le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake.

Ce n'est qu'au début du 20^{ème} siècle que la technique classique du forage ait connu une grande évolution pour résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Des apports considérables ont été apportés lors des forages spéciaux (forages hautes pressions et hautes températures, forages horizontaux et multidrains, forage à la mousse et à l'air, etc.). Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930, et les recherches ont été concentrées sur la composition et les propriétés des fluides de forage. Ainsi le fluide de forage est passé d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes, plus variés et leurs propriétés ont été mieux contrôlées

De nos jours, le prix de revient d'une boue efficace tout au long du forage, est devenu, dans beaucoup de régions, un des postes les plus importants dans le coût du forage [1].

I.2.1Définition :

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, [2] C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent thixotrope [3].

Le fluide de forage, qui à l'origine était considéré uniquement comme un véhicule de transport des débris de forage jusqu'en surface, est maintenant reconnu comme un des facteurs majeurs pour le succès d'une opération de forage. La vitesse d'avancement, le rendement, la sécurité et le prix de revient de forage dépendent des qualités du fluide de forage utilisé.

I.2.2 Composition des fluides de forage :

Les fluides de forage sont passés d'un simple système eau-argile (Boue) à un mélange beaucoup plus complexe par ajout d'une multitude d'additifs. On peut les classer selon la nature de la phase continue.

Tableau I.1: Les catégories des composants utilisés dans les fluides de forage [4]

1	Contrôleur d'alcalinité	11	Lubrifiant
2	Bacéricides	12	«Décoiçant »
3	Anti-calcium	13	Inhibiteur de gonflement des argiles
4	Inhibiteur de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
5	Anti-mousse	15	Stabilisateur haute température
6	Agent moussant	16	Défloculant
7	Emulsifiant	17	Viscosifiant
8	Réducteur de filtrat	18	Alourdissant
9	Floculant	19	Fluide de base aqueux (saumure)
10	Colmatant	20	Fluide de base oléagineux

I.2.3 Classification des Fluides de Forage :

I.2.3.1 Fluides à base d'eau :

La phase continue est de l'eau, ces fluides constituent le type de fluide de forage le plus utilisé et sont généralement appelés boue de forage. Ils sont classés selon la salinité de l'eau comme fluide à base d'eau douce ou fluide à base d'eau de mer. Ils peuvent contenir du gaz, des liquides ou des solides en phase discontinue. Lorsqu'il y a une forte proportion de gaz insolubles dans l'eau on dit que les fluides sont "aérés" ou émulsionnés avec des gaz". D'autres gaz tels que l'oxygène, le gaz carbonique, l'hydrogène et l'hydrogène sulfuré, peuvent être dissous ou entraînés par le fluide. Ils peuvent être éliminés chimiquement afin de réduire les caractéristiques corrosives ou toxiques. Les fluides non miscibles dans l'eau tels que le pétrole brut ou le diesel, peuvent être ajoutés afin de former une "émulsion Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite), des solides inertes (carbonates, ...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane, ...). Des réducteurs de filtrat entrent également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques) [5].

Ces fluides sont moins coûteux et moins polluants; cependant, la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur pour le bon déroulement d'une opération de forage. [6]

I.2.3.2 Fluides à base d'huile :

La phase continue est de l'huile et la phase discontinue est de l'eau dont la proportion peut atteindre 50%. Les fluides contenant plus de 51% d'eau sont appelés "fluides de forage à émulsion à base d'huile" ou "fluides de forage à émulsion inverse. La phase solide est dans la plupart des cas : des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et

alourdisants. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils ne posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux. Les boues à l'huile sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits [7].

I.2.3.3 Fluides à base de gaz :

Lorsque la phase continue est du gaz, le fluide est inévitablement mélangé à de l'eau dans des proportions variables, soit ajoutée intentionnellement ou provenant des couches, formant ainsi une boue aérée ou mousse. On peut avoir un brouillard si la quantité d'eau est faible ou une mousse lorsque l'on a une grande quantité d'eau à laquelle on a ajouté des surfactants ou des agents moussants [8].

I.2.4 Fonctions principales du Fluide de Forage :

La plupart des manuels sur les fluides de forage énumèrent entre 10 et 20 fonctions assurées par ces fluides dans le puits. En général, les principaux rôles du fluide de forage sont:

➤ Evacuation des déblais du fond du trou :

L'une des fonctions les plus importantes d'un fluide de forage est d'évacuer efficacement les déblais qui viennent d'être forés par l'outil en les remontant dans l'espace annulaire entre la tige de forage et le trou jusqu'à la surface où ils peuvent être éliminés. L'aptitude du fluide à atteindre cet objectif dépend, dans une certaine mesure, de la vitesse annulaire, qui est la vitesse à laquelle le fluide remonte l'espace annulaire du puits. Pour que les déblais puissent remonter du fond du puits, la vitesse annulaire devrait être supérieure à la vitesse de glissement des déblais. Celle-ci est en fait le taux de sédimentation des déblais dans un fluide en mouvement et dépend de la taille, de la forme, de la densité des déblais ainsi que de l'écoulement du fluide.

➤ Suspension des déblais et de l'alourdisant lors de l'interruption de la circulation :

Une caractéristique du fluide est de produire une structure de gel réversible à l'arrêt afin que les déblais et l'alourdisant restent en suspension. La structure devra être réversible afin de faciliter la remise en circulation. Les déblais devront être facilement évacués à la surface par les appareils d'élimination des solides.

➤ Contrôle des pressions souterraines :

La porosité des solides composant les formations forées varie selon que les pores sont remplis soit de liquide soit de gaz. La roche et les fluides interstitiels subissent une pression résultant des roches les recouvrant ainsi que des mouvements de l'écorce terrestre. La colonne de fluide de forage dans le trou exerce une pression hydrostatique proportionnelle à la profondeur du trou et à la densité du fluide. Cette pression contrôle les venues de gaz, d'huile ou d'eau des pores et contribue considérablement à la stabilité du trou.

➤ **Séparation des fluides et de la formation :**

Par mesure de sécurité, on fait en sorte que la pression hydrostatique, exercée par le fluide dans le puits, soit en général plus élevée que les pressions présentes dans les couches.

Dans le cas contraire, il y aurait un risque d'éruption, quand l'outil traverse des roches poreuses contenant des saumures ou des hydrocarbures. Dans ces conditions, le fluide de forage tentera de pénétrer la roche en tant que tel ou alors produira des cakes de filtration et c'est le filtrat qui pénétrera. Afin de réduire ces effets, des matériaux seront incorporés au fluide de forage.

➤ **Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de forage :**

Pendant les opérations de forage, une quantité considérable de chaleur se produit due aux forces de friction de la rotation de l'outil et du train de tiges. Cette chaleur ne peut être totalement absorbée par la formation et doit être évacuée par le fluide de forage. Une grande partie de cette chaleur se perd à la surface tandis que le fluide relativement refroidi est renvoyé dans le puits. Une lubrification est obtenue par le dépôt d'un cake lisse sur les parois et par l'utilisation de différents additifs spéciaux. L'addition de diesel ou de brut peut être également intéressante mais se fait de moins en moins en raison des contraintes écologiques.

➤ **Soutien d'une partie du poids du train de forage et de la colonne de tubage :**

L'effet de flottabilité naturelle d'un fluide de forage permet le soutien d'une partie du poids du train de forage ou de la colonne de tubage. Le degré de flottabilité est proportionnel à la densité du fluide. Une augmentation de cette densité entraîne une augmentation du facteur de flottabilité et soulage les équipements de surface. L'importance de cette fonction particulière devient évidente à des profondeurs élevées.

➤ **Augmentation de la vitesse d'avancement :**

Le fluide de forage est tellement essentiel pour le forage, qu'il est inévitable que plusieurs de ses propriétés influencent la vitesse d'avancement, sans parler des caractéristiques mécaniques telles que le type d'outil, le poids exercé sur l'outil et la vitesse de rotation.

Des propriétés du fluide, telles qu'une faible viscosité à taux de cisaillement élevé, une faible teneur en solides, un filtrat élevé et des densités plus faibles que celles nécessaires à l'équilibre de la pression interstitielle, contribuent toutes à augmenter les vitesses d'avancement. Il faut noter que certaines propriétés, comme un filtrat élevé et des densités du fluide mal équilibrées, vont à l'encontre des propriétés requises pour un trou stable. Il faut par conséquent, arriver à un compromis.

➤ **Contrôle du taux de corrosion :**

Le fluide ne doit pas entraîner la corrosion de la tige de forage, du tubage ni des autres équipements. Des additifs peuvent être utilisés et offrent une protection spéciale dans le cas d'environnements extrêmement corrosifs comme l'hydrogène sulfuré et le gaz carbonique.

➤ **Protection de la formation :**

Le fluide de forage est en contact direct avec les formations forées. Si l'on veut un puits stable, les interactions entre fluides et couches devront être limitées au maximum. Par exemple, si l'on veut forer une zone à sels, il faudra saturer la phase aqueuse avec du sel afin d'éviter tout effet d'effondrement. Certaines formations argileuses sont en effet sensibles à l'eau douce et leurs propriétés mécaniques subissent en conséquence des modifications qui peuvent entraîner l'élargissement ou l'effondrement du trou foré. On utilisera soit un fluide à base d'huile, soit un fluide à base d'eau, 'inhibé' afin de protéger les couches.

➤ **Acquisition d'un maximum de données sur le trou de forage :**

Lors du forage d'un puits, un des principaux objectifs est d'accumuler le maximum de données sur les types des formations traversées et les fluides ou gaz contenus dans les pores. On obtient ces informations par l'analyse des déblais, des gaz ou de l'huile dissous et au moyen de diagraphie électrique. Les déblais doivent être conservés intacts et remontés à la surface avec précaution afin que l'échantillon soit représentatif de la profondeur forée. On doit pouvoir facilement séparer et analyser les gaz ou huile dissous dans le fluide. De plus, le fluide devrait avoir une résistivité bien définie afin d'obtenir des diagraphies satisfaisantes.[6]

II. Les Argiles:

II.1. Définition:

L'argile est une roche plastique, imperméable et résistante quand elle est imbibée d'eau, qui durcit à la cuisson de façon irréversible. Souvent employée dans l'industrie, elle constitue un groupe d'aluminosilicates hydratés formés par l'altération de roches feldspathiques comme le granite [9].

L'analyse minéralogique montre que certaines argiles ont la propriété de fixer les molécules d'eau entre deux feuillets voisins (c'est le cas de smectites telles que la montmorillonite, et de certaines chlorites). L'eau pénètre à l'intérieur des particules et s'organise en couches monomoléculaires, ceci intervient à l'échelle la plus petite de la structure argileuse mais peut présenter une ampleur très importante. [10]

La recherche bibliographique a permis de mettre en évidence quatre principaux phénomènes expliquant les causes du gonflement :

- Hydratation par adsorption,
- Hydratation par osmose,
- Hydratation par capillarité,
- Transformations chimiques.

¾ Hydratation par adsorption [11]

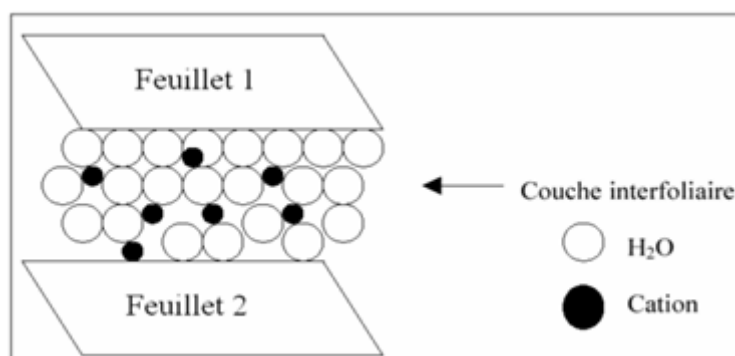


Figure II.12:Représentation de la couche interfoliaire des argiles [12]

Les argiles sont principalement caractérisées par un déséquilibre électrique dû à une substitution isomorphe de cations dans la structure octaédrique des feuillets. Il en résulte

alors la formation de la double couche diffuse due à la fixation des cations échangeables qui s'installent à la surface des feuillets du fait des forces électrostatiques qui sont les suivantes : les forces d'attractions, les forces de répulsion. Les cations sont liés aux feuillets par des forces de nature électrostatique et possèdent la propriété d'être échangeables. Cette facilité d'échange sera aussi un acteur influant sur le gonflement.

Le classement général admis est le suivant [13].

$Li^+ < Na^+ < NH_4^+ < K^+ < Mg^{2+} < Ca^{2+} < Al^{3+}$

D'après cette série, le lithium est le plus facile à remplacer alors que l'aluminium est le plus difficile.

II.2. Origine et formation:

La majeure partie des argiles est d'origine sédimentaire. Ces roches résultent de la décomposition de roches silicatées (gneiss, granites, schistes, laves), qui constituent les neuf dixièmes de l'écorce terrestre. Soumises aux intempéries et notamment à l'action de l'eau et du gaz carbonique, ces roches silicatées s'altèrent et se désintègrent. Les différents éléments sont ensuite pris en charge (sous forme de vases et de limons), et transportés par les cours d'eau jusqu'aux zones de sédimentation (lits de rivières, lacs, mers, grands fonds océaniques). La transformation effective des vases en argiles se fait par compaction, déperdition de l'eau de constitution et augmentation de la densité : c'est la diagenèse. Avec l'augmentation de la pression et de la température, les argiles peuvent être transformées en schistes argileux. Enfin, l'enfouissement vers les grandes profondeurs amène la disparition des argiles en feldspaths et en silicates.

Les couches argileuses imbibées d'eau sont imperméables : elles font obstacle à l'infiltration de l'eau et permettent la formation de nappes phréatiques ; elles peuvent également interrompre la remontée du pétrole vers la surface et favoriser sa concentration dans des «pièges». Enfin, la structure en feuillets et la plasticité des argiles peuvent, dans certaines conditions, être la cause de glissements de terrain. [9]

II.3. La Bentonite:

II.3.1 Définition:

La bentonite est une argile de type montmorillonite, le terme peut englober des matériaux de compositions différentes. Ainsi, il existe des bentonites qui sont riches en sodium, d'autres en calcium, potassium ou magnésium.

Dans l'eau la bentonite gonfle de 10 à 15 fois de son volume original et absorbe 6,5 fois son poids en eau. Il s'agit donc d'une argile à grande surface interne avec une capacité d'échange cationique de 80 à 150 meq/100g et une capacité d'échange anionique d'environ 25 meq/100g.

En plus des cations les plus importants de la bentonite, on peut retrouver en quantités variables une grande variété d'oligo-éléments. Certaines bentonites sont d'ailleurs commercialisées comme suppléments minéraux aux Etats-Unis [14].

.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 celle de Mostaganem (M'zila) avec des réserves de deux millions de tonnes [15].

II.3.2 Caractéristiques principales de la montmorillonite:

Les propriétés particulières de la montmorillonite sont :

- La cohésion entre feuillets est faible, le clivage est aisé et spontané dans l'eau, il y a donc une grande dispersion.
- Lorsqu'il n'y a pas de clivage, l'eau de ces électrolytes pénètre entre les feuillets et les font s'écarter. Cette propriété de gonflement est spécifique. C'est la qualité principale des bentonites utilisées en forage.
- La dispersion étant grande, la réactivité de surface est également grande et particulièrement vis-à-vis des ions OH^- . La sensibilité au pH basique est tout spécialement importante.
- Inversement, cette activité de surface permet de fixer sur les feuillets des agents chimiques qui protègent l'argile contre les ions contaminants, ou même des agents d'inhibition qui isoleront la particule des influences extérieures.

D'une façon générale, les suspensions de montmorillonites sont très finement divisées, très sensibles à la valeur du pH; à la nature des électrolytes et à leurs concentrations, et présentent une grande partie des propriétés des suspensions colloïdales, c'est pourquoi on parle souvent de "colloïdes argileux".

La grande finesse des particules, conduit à un filtrat faible. En effet le cake est d'autant moins perméable, que ses constituants solides sont de plus petites dimensions.

Le modèle structural de la maille généralement retenu est: $(\text{Si}_4 \text{Al}_2\text{O}_{10} (\text{OH})_2)_2$ [16]



Figure II.13: Montmorillonite catégorie silicates

II.3.3 Minéralogie de la montmorillonite :

Chaque feuillet de montmorillonite est composé d'une couche d'octaèdres AlO_6 entre deux couches de tétraèdres SiO_4 , une structure épaisse. Les défauts de la structure cristalline de la montmorillonite (substitutions de Si par Al dans les couches tétraédriques, et de Al par Mg, Fe ou Zn dans la couche octaédrique) entraînent une charge négative structurale, compensée par les cations échangeables, principalement des ions sodium. [17][18] [19]

En bordure des feuillets, la structure cristalline est perturbée, et des sites ionisables sont exposés et peuvent gagner ou perdre un proton. Les surfaces des bords de feuillets portent ainsi une charge variable qui dépend du pH, et qui peut constituer jusqu'à 15 % de la charge négative totale des feuillets de montmorillonite. [20]

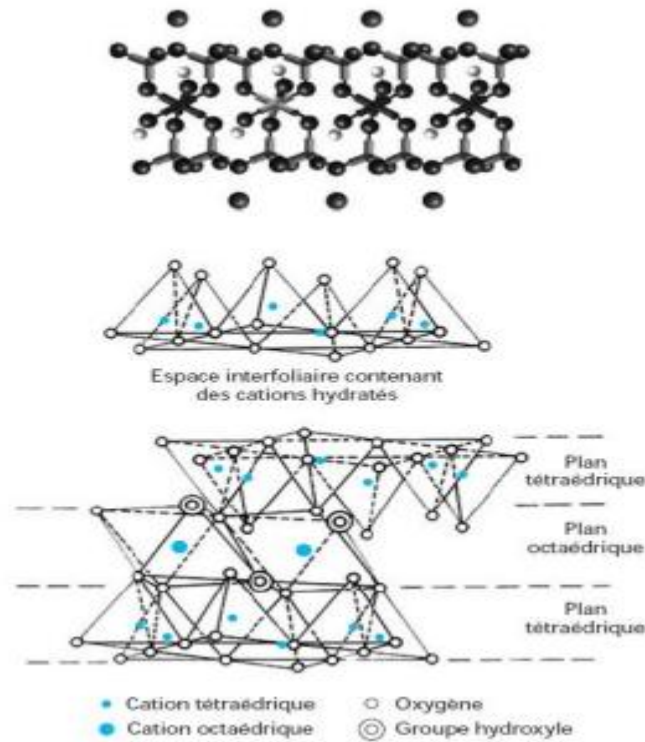


Figure II.14: Représentation schématique des feuillets de montmorillonite [21]

II.3.4 Microstructure de la montmorillonite et de la bentonite :

Dans la bentonite sodique sèche [séchée vers 600-700 K, afin d'éliminer toute l'eau d'hydratation des cations échangeables, mais sans entraîner la déshydroxylation de la structure de l'argile, qui a lieu à plus de 737 K, les feuillets de montmorillonite forment des empilements de 10 à 100 feuillets]. La distance basale de la montmorillonite sodique sèche (la somme de l'épaisseur d'un feuillet et de la distance interfoliaire) est de 9,55-9,6 Å. La distance interfoliaire est donc très faible, l'espace interfoliaire ne contenant que les ions sodium partiellement enfoncés dans les cavités hexagonales de la surface siloxane. Les empilements de feuillets sont regroupés en agrégats de forme approximativement sphérique, et de diamètre de l'ordre de dizaines ou de centaines de micromètres. En présence d'eau liquide ou de vapeur d'eau, les cations échangeables à la surface de la montmorillonite forment progressivement plusieurs sphères d'hydratation, entraînant une hydratation des surfaces internes (tournées vers les interfeuillets) et externes des empilements de feuillets.

Dans la montmorillonite sodique, la distance basale augmente par paliers avec l'activité chimique de l'eau d'hydratation (régulée en contrôlant la pression partielle de la vapeur d'eau, ou la force ionique de l'eau liquide en contact avec l'argile), des hydrates stables étant formés aux distances basales de 12,4-12,6, 15,3-15,7 et 18,0-18,9 Å, nommés hydrates à une, deux ou

trois couches. Dans les hydrates à une, deux ou trois couches, l'espace interfoliaire a l'épaisseur d'une, deux ou trois couches de molécules d'eau, respectivement.

La formation de ces hydrates est appelée gonflement cristallin. Chaque étape du gonflement cristallin correspond à une augmentation de la teneur en eau d'environ 120 mg /l




III. Les polymères:

III.1. Notions sur les polymères:

Les polymères (ou macromolécules pour les chimistes) sont une répétition de motif (ou unité) constitutif (M). Le degré de polymérisation (n) correspond au nombre de fois que le motif est répété: Mn. La longueur caractéristique d'une chaîne est d'environ 1 micron. Il existe des polymères souples (ex: polyéthylène PE) tout comme des polymères rigides (ex: polyparaphénylène PpP). Le squelette du polymère est stabilisé par des liaisons chimiques covalentes, il ne se dissout donc pas en solution. La cohésion entre macromolécules est assurée par liaisons physiques (Van der Waals ou hydrogènes), lesquelles se rompent si on chauffe. Chaque extrémité de chaîne comporte un défaut, et donc un site de dégradation possible. C'est ce qui empêche l'existence de monocristaux [22].

III.2. Structure des polymères:

Tableau III.4: structure des polymères [23]

Type de structure	Schéma de la structure	Exemples
Linéaire ou Monodimensionnel		CMC, PHPA, HEC
Branché ou Bidimensionnel		Amidon, gomme de Xanthane
Réticulé ou Tridimensionnel		Gomme de Xanthane réticulé

III.3. Classification des polymères :

• Selon leur origine, on peut les classer en trois catégories :

1. Les polymères naturels : Sont issus des règnes végétal ou animal ; les exemples les plus connus, la famille des polysaccharides (cellulose, amidon...) celle des protéines (laine, soie...), le caoutchouc naturel, etc.
2. Les polymères artificiels : Sont obtenus par modification chimique de polymères naturels, de façon à transformer certaines de leurs propriétés. Parmi ses polymères on compte les esters cellulosiques qui ont toujours connus une certaine importance économique.
3. Les polymères synthétiques : Totalement issus du génie de l'homme, sont obtenus par polymérisation de molécules monomères.

III.4. L'utilisation des polymères dans les fluides de forage :

L'utilisation des polymères dans les fluides de forage a commencé pour la première fois en 1937 lorsqu'on ajouta de l'amidon de maïs à de la boue benthonique (à base de bentonite) pour contrôler les caractéristiques de filtration. Ce développement fut suivi assez rapidement par l'introduction des carboxyméthyl cellulose, tanins et lignosulfonates, qui furent tous régulièrement utilisés à partir de 1945. L'utilisation initiale avait pour but d'accroître les propriétés d'un système à base d'argile et de protéger la bentonite de la floculation du sel, les substances utilisées se produisaient naturellement ou étaient extraites par des procédés simples.

Depuis, les polymères ont évolué et leur composition est souvent conçue pour une situation de forage particulière. Les polymères utilisés dans les formulations de fluides de forage à base d'eau sont hydrosolubles et peuvent être d'origine très variée : polymères naturels, semi synthétiques et synthétiques. De plus, une grande attention a été portée à leurs avantages environnementaux.

Dans le domaine des fluides de forage on peut classer les polymères selon leur fonction (viscosifiant, réducteurs de filtrat, inhibiteurs d'argiles... etc.).

III.4.1. Viscosifiant :

L'ajout de polymère à une solution doit augmenter la viscosité de la phase liquide, ceci peut s'expliquer par le gonflement des macromolécules.

L'augmentation de la viscosité permet de maintenir les particules en suspensions, et d'être compatible avec le milieu environnant afin de ne pas endommager la formation.

Les polymères confèrent au fluide un caractère thixotrope afin d'empêcher toute sédimentation en cas d'arrêt du forage.

III.4.2. Inhibiteur du gonflement :

Ces polymères sont utilisés pour éviter le gonflement de la formation sur les parois pendant le forage et d'éviter ainsi le colmatage du puits.

III.4.3. Réducteurs de filtrat:

Si le volume du filtrat est important, il peut causer l'invasion des parois du puits et par conséquent son éboulement ; d'où la nécessité de contrôler ce volume de filtrat par l'ajout d'additifs chimiques appelés réducteurs de filtrat, qui sont dans la plupart du temps des polymères [23].

Du point de vue rhéologique, les solutions concentrées en polymères ont souvent un comportement pseudo-plastique ou rhéofluidifiant. Plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible. Ceci est le comportement idéal pour les fluides de forage, du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil alors que des viscosités plus élevées sont requises dans des zones à taux de cisaillement plus faible (espace annulaire) pour transporter les déblais vers la surface.[2]

III.5. Les principaux polymères utilisés dans les formulations étudiées:

III.5.1. La gomme de Xanthane (XCD) :

Dans les fluides de forage, le Xanthane est largement utilisé en tant que viscosifiant vu sa qualité rhéologique, sa résistance vis-à-vis de la salinité, sa bonne stabilité thermique et sa biodégradabilité [2]. Le Xanthane est un polysaccharide exocellulaire produit par une bactérie appelée «Xanthomonas campestris» intervenant dans le métabolisme de certains végétaux. Il a été découvert en 1940 par des scientifiques américains cherchant la cause d'une maladie affectant les végétaux [24].

La composition chimique de référence du motif que nous utiliserons a été établie par Jansson et al. en 1975 [25] et confirmée par Melton et al. en 1976 [26], sa formule brute approximative et moyenne est la suivante : $(C_6H_{10}O_5)_n$ $n = 830$ à 2800 .

La structure primaire de la gomme Xanthane consiste en une chaîne principale de cellulose. Deux groupements carboxyliques confèrent à la gomme Xanthane un caractère anionique. Les contre-ions les plus couramment rencontrés sont Na^+ , K^+ et Ca^{2+} .

Trois fonctions apparaissent sur les cycles de la chaîne latérale du motif :

- Un groupement acétate sur le cycle le plus proche du squelette principal.
- Un acide glucuronique sur le cycle intermédiaire.
- Un acide pyruvique sur le cycle terminal.

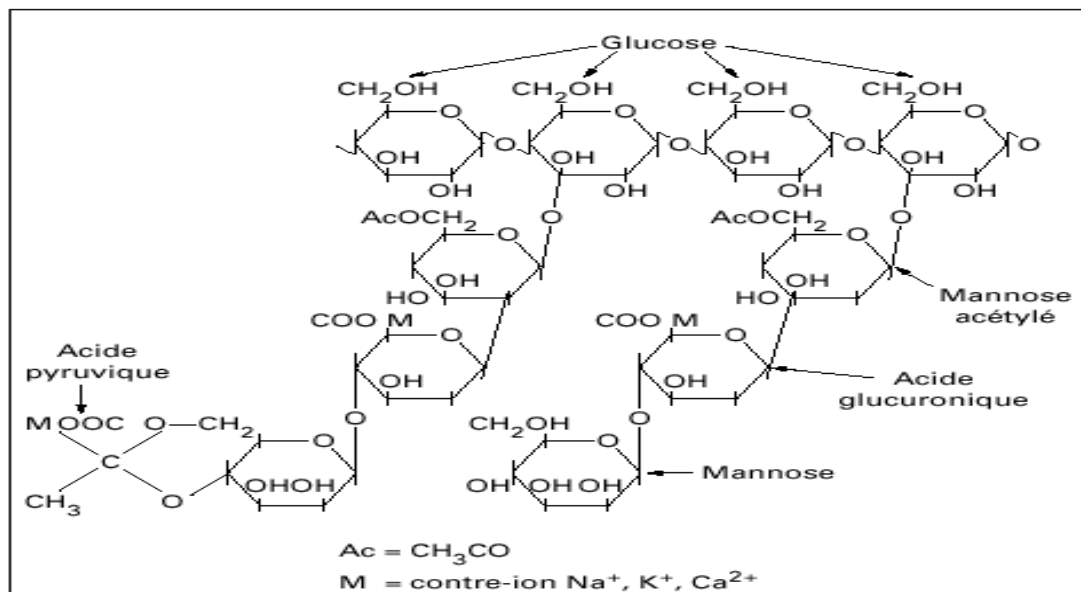


Figure III.1: Structure primaire du XCD [26]

La structure secondaire de la gomme Xanthane fait encore l'objet d'un débat controversé. À l'état solide, la chaîne principale se présente sous forme d'une hélice droite dont le pas mesure 4,7 nm et totalise 5 unités répétitives. Les chaînes ramifiées (60% de la masse totale) sont repliées le long de la chaîne cellulosique, constituant ainsi un 2^{ème} brin discontinu. La conformation de la chaîne en solution aqueuse dépend de la force ionique. La dépendance avec la concentration en Xanthane a été montrée dans plusieurs travaux [27].

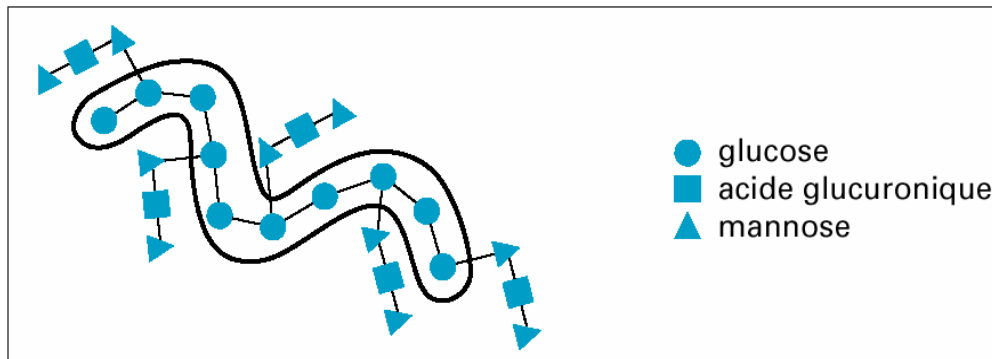


Figure III.2: Structure secondaire du XCD a l'état solide [28]

En solution aqueuse, 3 conformations sont possibles. La gomme nouvellement biosynthétisée se trouve à l'état natif dans le moût. Cet état correspond à une structure hélicoïdale. Cette conformation est modélisée par des bâtonnets semi rigides. La structure native est dénaturée lorsque l'on augmente la température ou que l'on abaisse la force ionique. La plage de température de changement conformationnel se situe habituellement entre 40 et 100 °C. La transition se fait de façon irréversible. L'état dénaturé correspond à une structure désordonnée en pelote. Après refroidissement, on passe à un état renaturé, différent de la conformation native. La structure, à nouveau ordonnée et hélicoïdale, peut être représentée par des bâtonnets plus étendus d'une longueur de plusieurs dixièmes de micromètre. Le passage entre les états dénaturé et renaturé est réversible.[29]

III.5.2 Les celluloses polyanioniques (PAC) :

Le carboxymethylcellulose (CMC) a été employée depuis 1947 dans divers fluides de forage à base d'eau comme réducteur de filtrat ou comme viscosifiant [30]. La molécule de base a été synthétisée en 1930 en Allemagne durant la première guerre mondiale [31]. Pour assurer un certain niveau d'inhibition des argiles, le caractère anionique des molécules 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 [32].

PAC (le polyanionic cellulose) est un genre d'éther non ionique de cellulose il comporte des propriétés d'une grande pureté ; en particulier de la viscosité élevée ou de la basse viscosité, ces produits sont des agents d'épaississement, réducteur de filtrat.....

C'est un produit indispensable pour la fabrication de la boue de forage, comme polymère hydrosoluble, il se dissout immédiatement et peut être employée dans le domaine de la rhéologie, un stabilisateur, un protecteur colloïdal, agent de suspension. [33]

Le CMC est un polymère linéaire anionique à base de cellulose partiellement greffée par des groupes $-OCH_2COO^-$. (Figure III.3) selon un certain degré de substitution (DS).

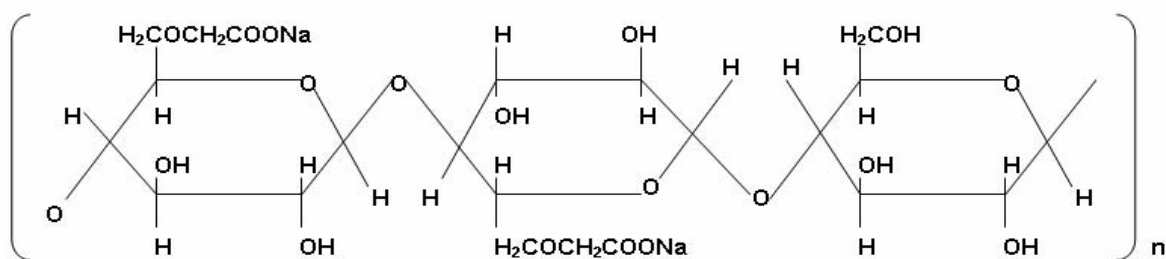


Figure III.3: Structure du CMC [34]

La cellulose de polyanionique est une poudre blanche ou jaunâtre qui est insipide et non toxique. Elle est soluble dans l'eau pour former le liquide épais. Elle a une bonne stabilité à la chaleur et une résistance élevée au sel.

La cellulose de polyanionique (PAC) est une cellulose carboxyméthyllique de sodium avec l'uniformité élevée, un degré de substitution élevé et une haute qualité. [35] Elle a la formule chimique $[C_6 H_7 O_2 (OH)_{n-3} (OCH_2 COONa)_n]_x$, et peut être utilisée en assez haute conditions de la température.[36] Le produit est employé comme additif pour la boue de forage, il est principalement conçu comme réducteur de filtrat du fluide de forage et il est biodégradable. [35]. Il favorise une vitesse rapide de pénétration et met un cake protecteur au-dessus des sections poreuses des couches traversées.

PAC –haute viscosité est utilisé pour les fluides de forage à base d'eau dans le but d'une part de réduire le filtrat, et d'autre part d'augmenter et stabiliser la viscosité pour améliorer aussi des propriétés de nettoyage et de suspensions de trou dans une grande variété d'environnement liquide. Par contre, le PAC – basse viscosité, joue le même rôle que PAC haute viscosité sans causer des augmentations significatives de viscosité ou de force de gel. [35]

III.5.3. Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA) :

Le PHPA est un polymère anionique synthétique, le plus souvent utilisé dans le domaine pétrolier [37] et surtout le PHPA hydrolysé à 30% dont la fonction principale est l'inhibition des argiles. C'est un polymère de masse molaire élevée, dont certaines fonctions amides ont été hydrolysées. [38]

Le degré d'hydrolyse peut être établi par titration potentiométrique. Le polyacrylamide et un nombre de ses copolymères ont été employés dans plusieurs parties de l'industrie pétrolière ; comme inhibiteur dans les fluides de forage [39].

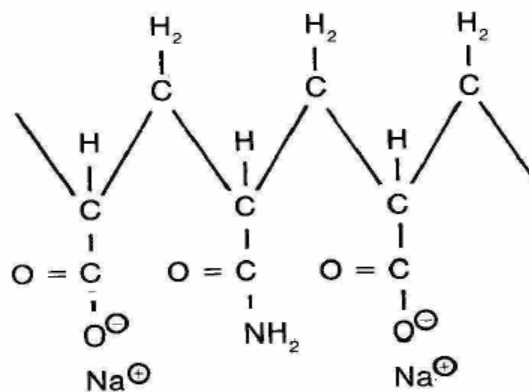


Figure III.4: Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium)

Une classe des boues à base d'eau emploie le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA) comme additif fonctionnel, pour l'encapsulation des déblais et la stabilisation des argiles. Le PHPA joue aussi le rôle de viscosifiant, réducteur de friction et floculant lorsque il apporte une réduction du filtrat.

Le PHPA peut être utilisé dans les fluides de forage contenant de faibles quantités de solides à ceux alourdis, utilisés soit dans de l'eau fraîche et/ou dans de l'eau salée.

Le PHPA est utilisé pour sceller les microfissures et couvrir les surfaces d'argile avec un film qui retarde la dispersion et la désintégration. Dans les boues à faibles quantités de solides, le PHPA agit avec des concentrations minimales de bentonite pour lier les particules ensemble et pour améliorer la rhéologie sans augmentation de la charge des solides colloïdaux [40][41].

De plus d'enrober les argiles, le PHPA améliore la capacité de charge des déblais et le pouvoir lubrifiant de la boue.

Dans les zones où il y a des problèmes de stabilité de puits, les polymères sont habituellement complétés avec du sel qui fournit un cation pour aider à stabiliser la formation. Le polymère le plus commun utilisé pour se substituer de la boue à l'huile est le système de boue PHPA/KCl. [42]

III.5.4. Les Glycols :

L'éthylène glycol fut synthétisé pour la première fois en 1859 par Charles Wurtz. Il fut produit en petite quantité durant la Première Guerre mondiale comme réfrigérant et comme constituant d'explosifs. Sa production industrielle débuta en 1937, dès lors que son précurseur, l'oxyde d'éthylène, fut lui-même produit en quantité industrielle à bas prix.

Dans le domaine du forage, PG (polyglycol) ou PEG (polyéthylène glycol) 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 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 [43] [44] [45]. Ce type de composé exhibe des caractéristiques de trouble en fonction de la température. Pour une température proche du point de trouble, on observe une bonne efficacité des polyglycols. Avec l'addition de PEG, on remarque 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 [46].

III.5.5. Les Silicates de Sodium:

C'est au milieu des années 90 qu'il y a eu une augmentation dans la pression afin de trouver un fluide de forage à base d'eau de rendement élevé qui serait acceptable coté environnement et une alternative aux fluides de forage à base d'huile, depuis la première introduction des silicates, pour résoudre le problème des argiles microfracturées, par BW Mud, Mobil, BP Exploration et Shell Research (dans les années 30), il était connu que les fluides de forage à base de silicate fournissaient une stabilité des argiles similaire à celle des OBM.

Hormis contenir le silicate de sodium ou de potassium, les fluides de forage à base de silicates courants auraient peu de similitude avec les premiers fluides. Les progrès dans la chimie de formulation ont fait que les fluides de forage à base de silicates aient une alternative efficace, souple et à prix réduit aux fluides de forage à base d'huile [47].

Initialement, les fortes concentrations des solutions de silicate (20 à 50%) engendraient des problèmes de viscosité excessive et de gélification.

En 1945, les silicates sont remplacés par les systèmes chaux-quebracho (cellulose) plus adéquats, avec un contrôle de rhéologie plus aisé.

Fin 1960, les silicates sont réintroduits avec des solutions plus diluées (5 à 10%), des sels (KCl, K₂CO₃, NaCl) et/ou des solutions non ioniques (glycérol, éthylène glycol) contribuant énormément à résoudre les problèmes de stabilité.

Les solutions de silicates utilisées dans les WBM sont souvent des solutions de silicates de sodium ajoutées au système conventionnel NaCl/KCl/polymère, donnant par adsorption un taux d'inhibition très élevé des argiles, approximativement similaire à celui des OBM. Une solution de silicate de sodium se compose d'espèces monomères (SiO_3^{2-}) et de polymères

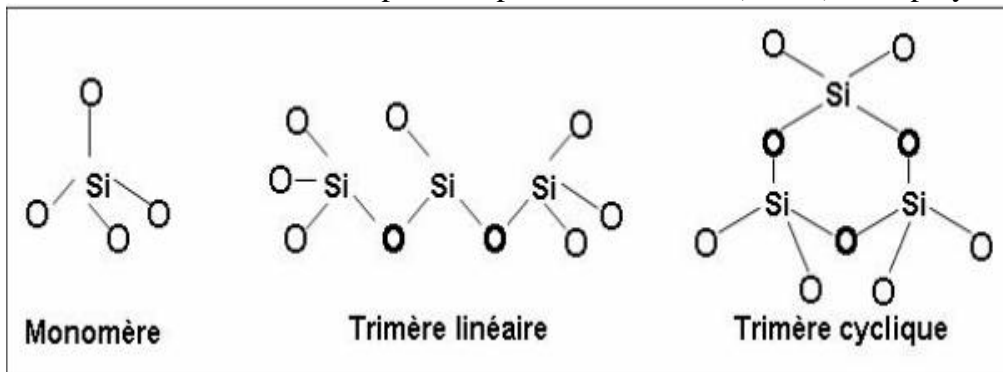


Figure III.5: Structure des anions Silicates [47]

Le silicate liquide est la forme commerciale la plus populaire de silicates solubles utilisés en fluides de forage. Cependant, les silicates liquides peuvent être séchés au vaporisateur pour former les poudres hydrols à dissolution rapide.

Le système de silicate réalise son inhibition supérieure par une triple approche :

- La liaison chimique directe des polymères de silicate pour forer les déblais et les surfaces de la formation.
- Précipitation du silicate avec les ions bivalents.
- La polymérisation de silicate qui a comme conséquence les structures complexes et inorganiques de polymère qui réagissent avec les surfaces argileuses.

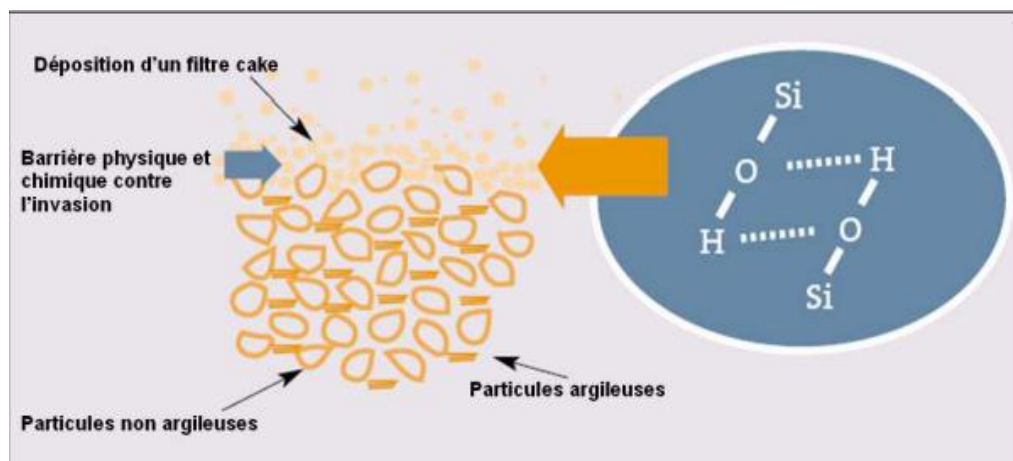


Figure III.6: La polymérisation du monomère de Silicate [48]

Les Silicates font partie des produits destinés pour le forage pétrolier et ne présentent pratiquement pas d'inconvénients pour l'environnement. Des silicates solubles sont dérivés, et finalement de retour vers la nature, tel que la silice (SiO_2) et le sodium et le potassium qui sont des composés solubles. Puisque ceux-ci sont parmi les composants chimiques les plus communs de la terre, elles offrent peu de potentiel pour des effets nocifs sur l'environnement. L'addition du silicate de sodium ou de potassium à l'eau de mer mène à leur précipitation rapide pour former des silicates de calcium et de magnésium. Ces précipités sont des produits relativement inertes et non toxiques.

IV. Les Tensioactifs:

IV.1.Définition:

Une molécule possède des propriétés tensioactives lorsqu'elle est constituée de deux parties de polarités différentes : l'une constituée d'une chaîne hydrocarbonée qui présente un caractère hydrophobe ou lipophile ; l'autre présente un caractère hydrophile et contient des hétéroatomes (O, P, S ou N)

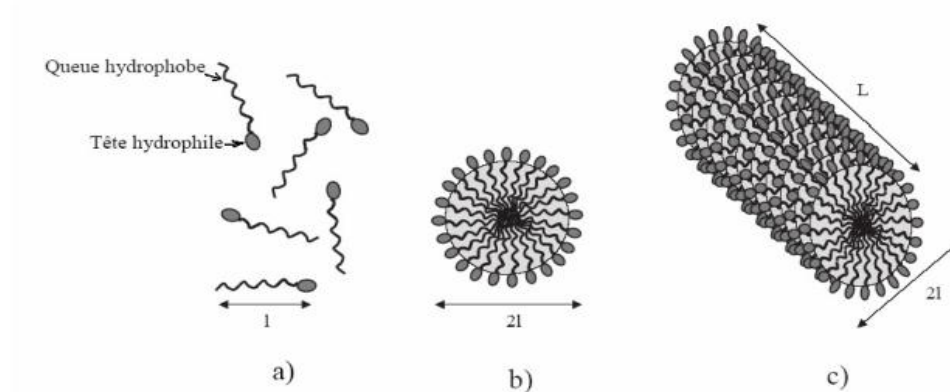


Figure IV.1 a) molécule d'un tensioactif b) micelle sphérique c) Micelle cylindrique [49]

Les tensioactifs sont utilisés dans la plupart des actes de la vie courante. L'application la plus connue est la détergence. En 2001, l'Europe consommait 50% de sa production en tensioactifs pour des formulations de nettoyage ou de lavage. Mais leurs applications aujourd'hui ne se limitent pas à ceux-ci. On les retrouve dans de nombreux secteurs. Ainsi, la cosmétologie et l'hygiène corporelle représentent 10% de la production de tensioactifs. Par ailleurs, 40% des besoins sont liés au développement de secteurs industriels aussi variés que l'industrie textile, le forage et le raffinage du pétrole, les industries métallurgiques et minières, l'émulsification des bitumes, etc. Des applications aussi diverses nécessitent une grande variété d'agents de surface. La nature et la structure des tensioactifs sont donc modulées en fonction de l'application visée. [50]

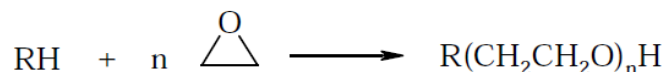
IV.2.Classification :

Il existe différentes classifications possibles des tensioactifs. Ils peuvent être classés en fonction

- de la nature de leur tête polaire (non ionique, anionique, cationique ou amphotère).
- de la longueur de la partie lipophile qui permet de classer les tensioactifs en agents mouillants (C8-C10), détergents (C12-C16), émulsionnants ou adoucissants (C18-C22)
- de leur origine, naturelle ou synthétique. [50]

IV.2.1. Les tensioactifs non ioniques :

Ces agents de surface ne donnent aucun ion en solution aqueuse. Leur caractère hydrophile provient de la présence, dans leur molécule, de groupement polaire de type éther, alcool, carbonyle ou même amine. 90% de ces tensioactifs sont obtenus par polycondensation de molécules d'oxyde d'éthylène sur un composé à hydrogène mobile, selon la réaction générale:



Les autres produits tensioactifs non ioniques sont principalement :

- des esters de polyols : esters de sorbitanne, de glycérol, de polyglycérol, de sucre...
- des éthers de polyols : éthers de glucose
- des alcanolamines
- des alkylpolyglucosides (APG). [51]

IV.2.2. Les tensioactifs anioniques :

Ces composés possèdent un ou plusieurs groupes fonctionnels s'ionisant en phase aqueuse pour donner des ions chargés négativement. Ces composés peuvent être subdivisés en trois principaux groupes :

- les savons dont la partie hydrophile est un sel de sodium ou de potassium d'un acide carboxylique.
- les composés sulfonés de formule générale $\text{RSO}_3\text{-Na}^+$ qui constituent la première matière tensioactive la plus utilisée dans les formulations détergentes.
- les composés sulfatés proviennent de la sulfatation d'un alcool. Ils ont un pouvoir moussant très élevé mis à profit dans la préparation des shampoings et des bains moussants. Les alcools gras sulfatés ont pour formule générale $\text{ROSO}_3\text{-Na}^+$. [52]

IV.2.3. Les tensioactifs cationiques:

Ces composés possèdent un ou plusieurs groupements s'ionisant en solution aqueuse pour donner des ions tensioactifs chargés positivement. Les plus répandus sont les dérivés des amines quaternaires aliphatiques de la forme :



Figure IV.2:Squelette du tensioactif cationique

IV.2.4. Les tensioactifs amphotères :

La recherche de nouveaux produits a naturellement conduit le chimiste à associer les charges anioniques et cationiques dans une seule et même espèce chimique appelée « Zwitterionique ». Selon le pH, elles peuvent libérer un ion positif ou négatif. Les tensioactifs amphotères ont une balance hydrophile-lipophile (HLB) élevée. Ils sont donc utilisés comme détergents. Ils présentent un caractère moins agressif que les tensioactifs anioniques et sont recommandés

pour les peaux fragiles. Les dérivés de la bétaine et les phospholipides sont les tensioactifs zwitterionique les plus rencontrés.[52]

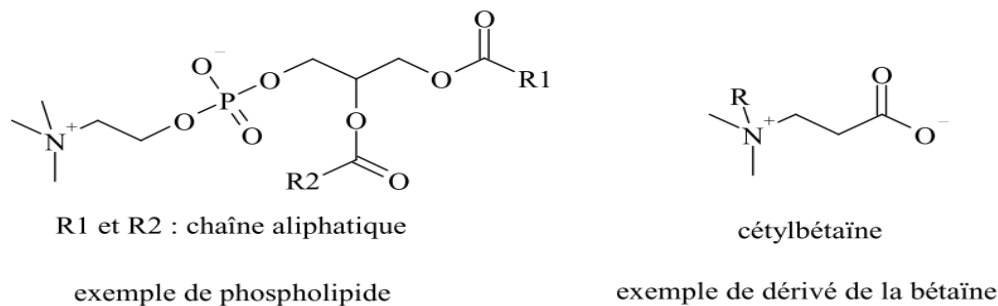


Figure IV.15: exemples de tensioactifs amphotères

IV.3. Propriétés des tensioactifs:

IV.3.1. La Tension superficielle:

La tension superficielle, qui est une énergie par unité de surface, a pour origine la différence d'énergie d'une molécule suivant qu'elle est au sein de la phase liquide ou à la surface.

En effet, une molécule en surface n'a pas l'environnement symétrique dont elle bénéficie au sein de la phase liquide; son énergie est plus grande à cause de la modification des forces de cohésion dans la région superficielle. Il en résulte qu'il faut fournir de l'énergie pour augmenter la surface d'un liquide. L'introduction dans la phase aqueuse d'un produit amphiphile, qui diminue l'énergie superficielle, se traduit par la concentration de ce produit à la surface, par minimisation de l'énergie. Cette concentration à la surface provoque une diminution de la tension superficielle dès les très faibles concentrations.

L'évolution de la tension superficielle d'une solution très diluée d'agent de surface en fonction de sa concentration est donnée par l'équation de GIBBS [53] :

$$\Gamma = (-1/RT)(d\gamma/d\ln C)$$

Avec Γ : Concentration superficielle.

γ : tension superficielle.

C : concentration de la solution.

R : constante molaire de gaz.

T : température absolue.

IV.3.2. Les Phénomènes d'auto-association des tensioactifs en solution :

Les amphiphiles, outre la propriété de diminuer les tensions aux interfaces en s'y adsorbant, s'assemblent en solution pour former des agrégats à partir d'une concentration seuil appelée concentration micellaire critique (CMC). Ces agrégats peuvent présenter des formes variées - micelles, bicouches, ... - suivant les conditions de la solution. Les forces qui maintiennent les molécules amphiphiles ensemble dans ces agrégats ne sont pas le résultat de liaisons fortes de types covalente ou ionique, mais proviennent d'interactions plus faibles telles que les forces de dispersion (Van Der Waals), ou les forces du type liaison hydrogène.

V .Notion de Rhéologie :

Terme inventé par Bingham en 1928 découlant du grec Couler [54]. La rhéologie est une discipline qui traite de l'écoulement, des déformations de matériaux sous l'action de contraintes. Elle a été développée pour décrire les propriétés de matériaux au comportement mal défini et intermédiaire entre celui du solide élastique parfait et celui du fluide newtonien.

La rhéologie permet, alors de prévoir le comportement d'un corps réel à condition de ne pas trop s'éloigner des hypothèses ayant servi à la construction du modèle rhéologique utilisé. La section qui suit vise à définir les principaux paramètres rhéologiques ainsi que les différentes typologies d'écoulement des fluides.[55]

V.1. Notion de mouvement laminaire de cisaillement :

Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements des différents points du matériau dépendant bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées.

Un mouvement laminaire de cisaillement est un mouvement au cours duquel le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes, d'épaisseurs infiniment minces ; la déformation du matériau s'effectue par un glissement relatif des différentes couches les unes sur les autres, sans qu'il y ait de transfert de matière d'une couche à l'autre ; c'est un mouvement strictement ordonné et stratifié qui se produit sans brassage du matériau et sans variation de son volume. [56]

V .2. Contrainte de cisaillement :

La contrainte de cisaillement (notée τ) est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche : elles sont appelées forces de cisaillement (figure V.1)

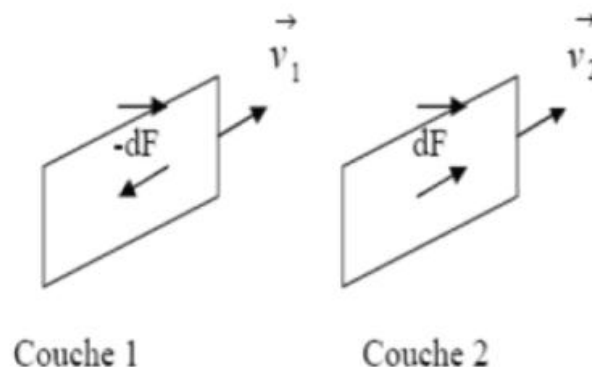


Figure V.1:Force de cisaillement entre deux couches

(Il est commode de rapporter ces forces de cisaillement à l'unité de surface sur laquelle elles s'exercent ; on définit ainsi ce qu'on appelle la contrainte de cisaillement τ :

$\tau = dF/dS$ (1) Où dF représente la projection algébrique de dF sur un axe orienté parallèlement au mouvement.

τ étant une force par unité de surface, s'exprime en Pascals ou en Newton/m² dans le système MKSA.

V.3. Déformation et vitesse de cisaillement :

Ces deux grandeurs constituent les grandeurs cinématiques fondamentales en rhéologie. La définition de la déformation de cisaillement (shear stress) est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile [57]

V.4 .Equation d'état :

La détermination de ces deux grandeurs (contrainte de cisaillement et déformation ou vitesse de cisaillement) permet de définir l'équation rhéologique d'état du matériau, c'est-à-dire la relation les unissant ($\delta = f(\tau)$ ou bien $D = f(\tau)$) tel que $\dot{\delta} = D$. Les rhéogrammes sont les courbes traduisant graphiquement l'équation rhéologique d'état du matériau. La représentation la plus courante consiste à exprimer la variation de la contrainte de cisaillement avec celle de la vitesse de cisaillement.

La détermination de ces paramètres permet entre autre d'obtenir la viscosité du fluide étudié, grandeur suffisant bien souvent à caractériser de manière précise le comportement rhéologique du matériau étudié. La viscosité s'exprime en Pa.s, elle est notée η . [58]

V. 5. La viscosité :

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres.

C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie ; sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différents coefficients de viscosité: [59]

IV.5.1. La viscosité dynamique ou apparente η_a .

C'est le rapport de la contrainte par la vitesse de cisaillement correspondante :

$$\eta_a = \frac{\tau}{D} \text{ [N.s/m}^2\text{] ou [Pa.s]... .. équation 2}$$

II.5.2. La viscosité cinématique ν .

$$\nu = \frac{\eta_a}{\rho} \text{ [m}^2\text{/s]} \quad \rho: \text{ masse volumique du fluide [kg/m}^3\text{]}... .. équation 3$$

V.6. Classification de fluides selon leur comportement rhéologique :

On distingue deux grandes catégories de fluides, les fluides Newtoniens et les fluides non Newtoniens. Pour un fluide Newtonien, la courbe de viscosité est une droite. Cela veut dire que la viscosité n'est pas affectée par la variation du gradient de vitesse. De nombreux autres liquides ne présentent pas ce comportement simple lors de l'écoulement, leurs viscosités, dites « apparentes », dépendent du gradient de vitesse. Ils sont dits « non Newtoniens ».

Un tel comportement est lié aux propriétés physicochimiques du fluide étudié, à la taille des particules ainsi qu'à leur concentration dans la phase continue

V.6.1. Les fluides non Newtoniens dépendants du temps d'application de la contrainte :

Où l'on peut distinguer entre :

1- Les fluides **rhéofluidifiants**, appelés aussi **pseudoplastiques** qui sont caractérisés par une diminution de la viscosité lorsque le gradient de la vitesse augmente. Les suspensions, les dispersions et les polymères fondus appartiennent à ce groupe.

Au repos, et pour les faibles forces de cisaillement, les molécules sont plus ou moins entrelacées dans un état désordonné, et emprisonnent une certaine quantité d'eau. Sous agitation, le cisaillement aligne les molécules selon leur axe et libère les molécules d'eau.

2- Les fluides **rhéoépaississants** dont la viscosité s'élève lorsque le gradient de la vitesse augmente. C'est le cas des suspensions aqueuses contenant une forte concentration (fraction volumique supérieure à 0,5) de petites particules défloculées.

Au repos, chaque particule est entourée d'une mince couche de liquide. Lors du cisaillement, des zones sèches dues à l'insuffisance de la phase continue apparaissent à la surface des particules et créent des forces de frottement dont l'intensité augmente avec le cisaillement. Il en résulte une augmentation de la viscosité.

3- Enfin, les matériaux **plastiques** présentant le comportement soit d'un solide, soit d'un liquide selon la contrainte de cisaillement qui leur est appliquée. Ce sont des dispersions qui, au repos, forment un réseau de forces par des liaisons intermoléculaires et inter particulaires (polaires ou Van Der Walls). Ces forces limitent le changement de position des éléments de volume et donnent à la substance un comportement de solide ayant une viscosité infiniment élevée. Lorsque les forces extérieures appliquées surpassent les forces du réseau, le dépassement du seuil de contrainte τ_0 , ou seuil d'écoulement, oblige les éléments de volume à changer irréversiblement de position. Il en résulte un effondrement du réseau qui correspond à la transition solide vers liquide.

Les liquides thixotropes : Les contraintes subies dans un passé relativement récent modifient le comportement du liquide à l'écoulement présent. Mais il ne sera considéré comme thixotrope que s'il retrouve ses propriétés initiales. Cela se traduit par des rhéogrammes qui présentent un cycle d'hystérésis.

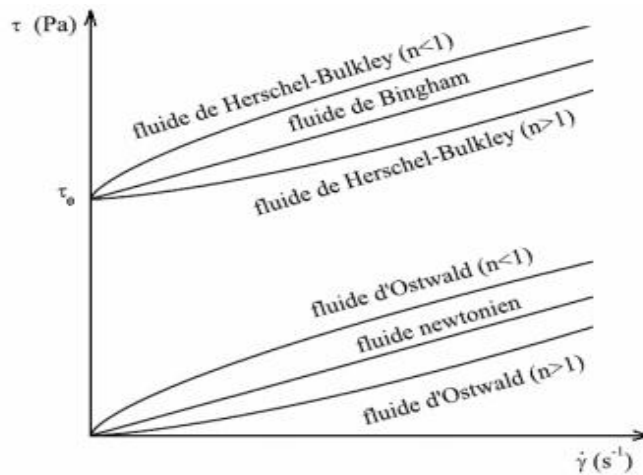


Figure V.2: lois de comportement élémentaire

Le tableau suivant récapitule les principales lois d'écoulement rhéologiques utilisées :

Tableau V.1: Equations des modèles rhéologiques

Modèle	Loi rhéologique
Newton	$\tau = \eta * D$
Herschel-Bulkley	$\tau = \tau_0 + k_H * D^n$
Casson	$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\eta * D)^{1/2}$
Casson -Allegemein	$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + (\eta * D)^{1/n}$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \eta * D$
Ostwald-De weale	$\tau = K_O * D^n$

Le modèle d'Herschel-Bulkley est celui qui permet de décrire la plupart des fluides plastiques, la courbe d'écoulement de tels fluides finit par devenir rectiligne au-delà d'une certaine contrainte critique appliquée.

Le modèle de Bingham est le plus simple de ces modèles, le fluide de Bingham s'écoule lorsqu'un seuil minimal de contrainte τ_{best} est dépassé. Ce modèle permet de décrire le comportement rhéologique de nombreux matériaux (boues de forage, peintures à l'huile, certaines graisses...).

VI. Filtration des fluides de forage :

VI.1. Introduction a la filtration :

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage :

- La filtration statique : lors de l'arrêt de la circulation du fluide, à travers un cake déjà formé en régime dynamique, les taux de filtration sont contrôlés par la perméabilité du cake; l'épaisseur de cake augmente et le taux de filtration diminue progressivement avec le temps.
- La filtration dynamique : au cours de la circulation du fluide et qui entraîne une érosion du cake formé et dont il existe deux types

Une filtration dynamique du fluide de forage en circulation, à travers la paroi latérale perméable ; Une filtration dynamique sous l'outil, de mécanisme tout à fait différent par suite des conditions imposées au milieu filtrant (attaque du terrain), et au fluide (direction et régime d'écoulement à la sortie de l'outil).

Cette filtration est notablement limitée par un cake interne formé dans les pores de la roche constituant le fond de puits.

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. La filtration du fluide de forage au travers des parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices. Dans les deux cas l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables.

L'écoulement à travers le cake est régi théoriquement par la loi de DARCY qu'on peut écrire sous la forme [46]:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p}{\mu \cdot Z} \quad \dots (4)$$

Avec :

$\frac{dv}{dt}$: Débit du filtrat « cm³/s »

k : Perméabilité du cake « DARCY »

p : Pression différentielle « bar »

Z : Epaisseur du cake « cm »

A : Surface de filtration « cm² »

t : Temps « s »

μ : Viscosité du filtrat « cP »

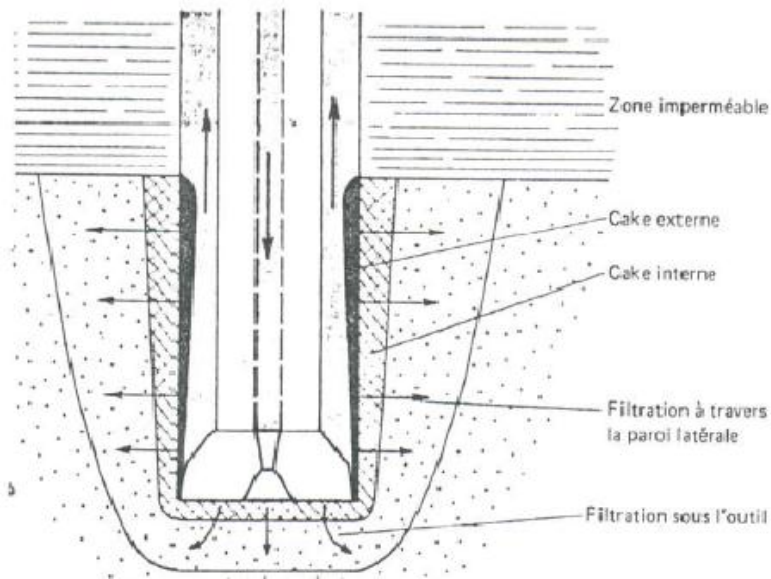


Figure VI.1: Différents types de filtration

VI.2. Différents paramètres influençant la filtration :

La filtration des boues de forage répond à certaines relations montrant l'influence des paramètres suivants :

VI.2.1 Le temps de filtration [60] :

Larsen a trouvé que si la boue est filtrée à travers un papier filtre à pression et température constante, Q_f est proportionnel à la racine carrée du temps. Cela n'est pas toujours vérifié pour toutes les boues, mais elle représente néanmoins la base de l'interprétation des mécanismes de filtration.

La figure (VI.2) montre la variation du volume de filtrat en fonction de la racine carrée du temps. L'extrapolation sur l'axe des y marque *zero error* (q_0) appelée aussi *mud spurt* qui est généralement due à la tendance des particules fine de boue de passer à travers le papier filtre avant le colmatage de ces pores. Ensuite que le filtrat peut passer et la courbe devient linéaire, généralement la plupart des boues ont un *zero error* petit qui est parfois négligé, mais il est pris en considération quand la filtration se fait dans les milieux poreux (roches poreuses).

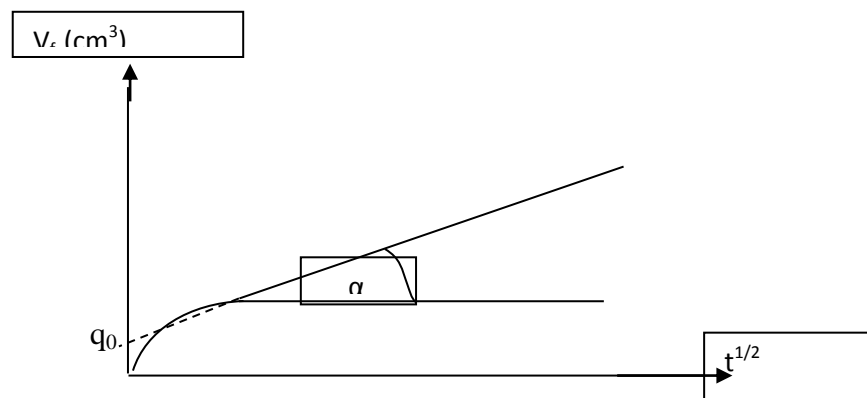


Figure VI.2 : Variation du volume de filtrat cumulé en fonction du temps [60]

Les résultats expérimentaux du **Larsen** ont montré que pour une pression donnée, l'équation (5) peut être écrite sous la forme : $V_f - q_0 = A\sqrt{(C \times t)}$ (5)

Où q_0 est le *zero error*, et C une constante donnée par : $C = \frac{2kP V_f}{\mu V_c}$

V_f : volume du filtrat (cm^3), V_c : volume du cake (cm^3).

La loi générale liant le volume de filtrat au temps est donnée par la relation :

$$V = a \sqrt{t} + q_0 \quad (6)$$

α : Pente de la droite d'écoulement, c 'est le terme caractéristique de la boue, tel que :

$$\alpha = A\sqrt{C} = A \sqrt{\frac{2kP V_f}{\mu V_c}}, q_0: \text{ordonnée à l'origine, volume des particules fines de la boue.}$$

VI.2.2 Influence de la viscosité de la phase liquide :

Théoriquement, le volume de filtrat doit être inversement proportionnel à la racine carrée de la viscosité de la phase liquide. En pratique ce facteur à une importance limitée en raison des faibles variations de viscosité du liquide filtrant.

VI.2.3 Influence de la température :

L'accroissement de la température peut augmenter le taux de filtration pour plusieurs raisons :

- par suite d'une diminution de la viscosité ;
- par suite de la modification de la perméabilité du cake, soit par suite de réaction chimique ou de modification de l'état colloïdal de la suspension [61].

VI.2.4 Influence de la pression :

L'effet de la pression différentielle sur la filtration varie avec la composition de la boue, car le cake formé à partir d'une boue qui comprend des suspensions d'argile est souvent compressible. Le volume de filtrat recueilli pour une suspension de bentonite ne varie pratiquement pas avec la différence de pression, par contre avec des suspensions d'argiles moins colloïdales, il est constaté une variation linéaire de ce volume en fonction de la pression différentielle.

VI.5.5 Influence des caractéristiques des milieux filtrants :

La formation du cake interne dépend considérablement des caractéristiques du milieu filtrant. Afin d'obtenir une obstruction efficace du milieu poreux, la boue doit contenir :

Des particules de dimensions comprises entre une valeur légèrement inférieure à l'ouverture des pores les plus larges, et une valeur égale à environ le tiers de cette ouverture ;

Des particules plus petites, atteignant le domaine colloïdal, susceptibles de boucher les pores les plus fins et les interstices entre les fractions les plus grossières déjà déposées.

L'obstruction du milieu poreux est d'autant plus rapide que la concentration en particules susceptibles de la provoquer est plus élevée.

VI.5.6 Caractéristique du cake externe :

a) Epaisseur :

L'épaisseur du cake dépend de la teneur du fluide en solides et aussi de la quantité de liquide retenue, toute diminution du taux de filtration induit une augmentation de l'épaisseur du cake.

b) Porosité et tension intergranulaire :

La porosité est fonction des dimensions des particules déposées et de leur répartition granulométrique. Par suite de la compaction, elle augmente de la partie inférieure à la partie supérieure tandis que la tension inter granulaire diminue.

c) Perméabilité :

La perméabilité est fonction de la forme et des dimensions des particules déposées, elle décroît :

- si le diamètre moyen est plus faible ;
- si l'intervalle de répartition granulométrie est plus large.

V.5.7 influence de l'humidité :

L'humidité de la formation à une influence sur le taux de filtration, toute augmentation d'humidité diminue le taux de filtration, ce que nos expériences ont par ailleurs montré

VII. Contrôle et caractérisation des propriétés de boue :

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API. Là aussi, il faut employer un appareillage spécifique et des protocoles particuliers. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres, selon le coût et les possibilités du forage (taux de gaz, alcalinité). Sur site, un responsable boue (appelé le « boueux ») est chargé du contrôle de la qualité de la boue. A partir des mesures réalisées et de ses connaissances, il corrige, si nécessaire, la composition de la boue en « temps réel » en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. L'outil disponible pour contrôler sur site la rhéologie de la boue est un rhéomètre rotatif FANN 35 réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils. A partir de ces mesures, les normes API imposent de calculer trois paramètres correspondant à un modèle de Bingham : VP (viscosité plastique), YP (contrainte seuil) et VA (viscosité apparente). Deux autres mesures sont réalisées afin de caractériser la « thixotropie » de la boue : Gel0 et Gel10 qui sont des mesures de contrainte à très faible vitesse normalisée. Ces mesures sont nécessaires et doivent être réalisées si on envisage une application au chantier pour une formulation de boue [62].

VII.1. Paramètres physiques et chimiques.

Dans l'opération de forage, la pression du trou inférieur doit être contrôlée soigneusement. La pression dans le puits doit excéder la pression des formations géologiques et ne doit pas aller au-dessus de la pression de rupture des différentes roches forées. Au-dessous de cette gamme de pression, les venues de fluide ou de gaz peuvent endommager l'opération de forage, et au-dessus d'elle, les pertes de boue ou l'instabilité mécanique du puits pourrait se produire. Un produit sous forme de poudre (barytine ou calcaire) est ainsi employé comme matière de charge. Le mélange ou la dilution permet une commande précise de sa valeur.

a). *La densité.*

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et pour ne pas avoir une perte de boue au cours de la circulation.

La boue exerce une pression sur les parois du puits donnée par l'expression suivante [63] :

$$P = \frac{h \cdot d}{10} \text{ où } P : \text{Pression de la formation ; en Kgf/cm}^2$$

h : Profondeur de la couche traversé ; en m
d : Densité de la boue.

b). *La filtration.*

Les propriétés de filtration des fluides de forage sont évaluées et contrôlées par des tests API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites en conditions de hautes pressions et hautes températures.

Le filtrat est d'une importance capitale dans le forage d'un puits ; il doit être suffisamment élevée pour augmenter la vitesse d'avancement, suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses et pour éviter les coulages du matériel tubulaire en face des zones perméables (calcaire, dolomie, grès, etc.). Il ne doit pas envahir les formations productives, car il peut occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ses formations et fixer le filtrat que doit posséder la boue est un problème délicat qui nécessite une grande connaissance des problèmes et des objectifs de forage.

c). *Le pH.*

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle possède toujours une plus ou moins grande quantité, d'ions H⁺ et OH⁻ dissociés.

Pratiquement, le pH des boues de forage couramment utilisées varie entre 6 et 13,5. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé.

Le pH est mesuré :

- soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés) ;
- soit par une méthode électrométrie (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre.

d). Paramètres rhéologiques.

La connaissance du comportement rhéologique des boues de forage est d'une importance capitale pour bien cerner tout son écoulement et pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est elle régie. La loi la plus simple du comportement est représentée par le modèle dit newtonien, tandis que les autres types de fluides sont qualifiés de non newtoniens. Les caractéristiques les plus recherchées par l'étude rhéologiques sont :

d).1. La viscosité plastique (VP).

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue. 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.

d).2. La contrainte seuil ou « Yield value » (YP).

Les solides présents dans la boue de forage influencent un autre paramètre autre que la viscosité plastique ; c'est la contrainte seuil plus connus sous le nom de yield value ou 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 sels qui peuvent être présents.

d).3. Les Gels.

Une boue de forage laissée 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'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos de la boue de 10 min, 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.** Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre du type FANN35 à une vitesse de 3 tr/min. il est exprimé en $\text{lb}/100\text{ft}^2$.
- **Le gel 10.** Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes, la mesure est faite de la même manière que pour le gel 0. Il est exprimé en Pa.s.

Partie expérimentale

Introduction:

Les fluides de forage sont des fluides complexes qui jouent plusieurs rôles pendant l'opération du forage, pour qu'un fluide de forage soit performant, plusieurs paramètres physico-chimiques doivent être respectés tel que la Rhéologie et la filtration pour le transport des débris et la stabilité du puits, la densité qui permet à la fois de forer et d'éviter les venues d'eau, d'huile ou de gaz, inhibition pour éviter le gonflement des argiles.

Les principales méthodes d'inhibition du gonflement des argiles, utilisées seules ou combinées, consistent à : augmenter la viscosité du filtrat, réduire la perméabilité des argiles, et agir sur la pression osmotique entre la boue et la formation traversée

Cette inhibition est fondée sur une bonne optimisation de la formulation des fluides de forage (type et concentration en additifs). Dans le cadre de notre travail expérimental nous avons d'une part à déterminer l'apport de chaque additif utilisé dans les fluides de forage à base d'eau pour différentes propriétés physico-chimiques, et d'autre part déterminer la meilleure formule qui peut utiliser un tensioactif comme additif par des tests API et d'inhibitions.

Les différents tests de caractérisation qu'ils soient granulométrique, de transmission, de Rhéologie, d'humidité, d'inhibitions et les tests API ont été réalisés au niveau de la division laboratoire de Sonatrach, tandis que ceux relatifs à la tension superficielle ont été fait au laboratoire de raffinage de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger.

II. Matériel utilisé :

II .1.Tensiomètre Du Noüy :

Méthode de l'anneau selon Du Noüy :

Sert à la mesure de la tension superficielle au moyen de l'anneau standardisé. L'anneau est plongé puis retiré d'un bain de liquide. Une lamelle de liquide se forme à ce moment là et s'étire au maximum. La force requise par cette opération sert de base à la détermination de la tension superficielle.



Figure II.1:Tensiomètre De Nouy CSC

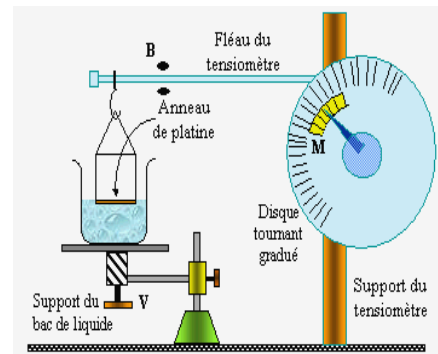


Figure II.2: Schéma représentatif du tensiomètre

II.2. Diffraction des Rayons X (DRX):

La diffraction des rayons X des composés réduits en poudre (dite "*diffraction X sur poudre*") est utilisée couramment pour la caractérisation des solides. Les enregistrements des données ont été réalisés sur un diffractomètre automatique XPert Pro Philips

La méthode consiste à soumettre le composé en poudre à un faisceau de rayons X monochromatique et à recueillir le spectre de diffraction qu'il émet la valeur θ_{hkl} de chaque raie, on tire la distance interréticulaire de la famille de plan (hkl) correspondante (Relation de Bragg).



Figure II.3: DRX XPert Pro Philips [64]

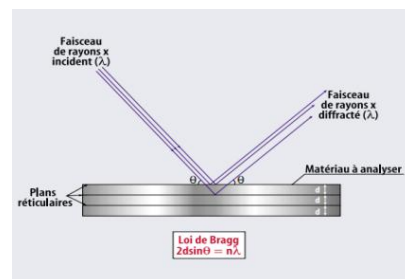


Figure II.4: Schéma de la diffraction des rayons X

Le spectre de diffraction X d'un composé cristallisé a les caractéristiques suivantes:

- La valeur des d_{hkl} dépend des paramètres de la maille et du mode de réseau.

- Les intensités des raies dépendent du contenu atomique de la maille (nature et positions des atomes).

Méthode Wet cell X Ray Diffraction statique:

La méthode consiste à étudier les variations minéralogiques in-situ par DRX des mélanges de solides et de liquides. Dans notre travail, nous avons procédé à la caractérisation des mélanges de bentonite avec des solutions de polymère préalablement homogénéisées. La pate homogène obtenue sera placés sur le porte échantillon (Fig. II 5).



Figure II.5: échantillon de la wet cell XRD

II.3. La Transmission/Rétrodiffusion de la lumière (TURBISCAN) :

Le TURBISCAN est un appareil destiné à détecter la déstabilisation des dispersions concentrées et permet d'en comprendre les mécanismes ; pour optimiser les formulations, documenter et accélérer les tests de vieillissement. Il permet d'analyser sans dilution des émulsions, suspensions et mousses.

Le principe est basé sur la mesure de diffusion multiple de la lumière pour l'analyse des dispersions concentrées.

La tête de lecture effectue une mesure du flux transmis et rétrodiffusé par le produit. Le profil obtenu, « empreinte » macroscopique du produit, est caractéristique de son homogénéité, de la concentration et de la taille des particules dispersées. Il est présenté sur l'écran du logiciel par une courbe donnant le pourcentage de lumière rétrodiffusé et/ou transmise en fonction du temps.

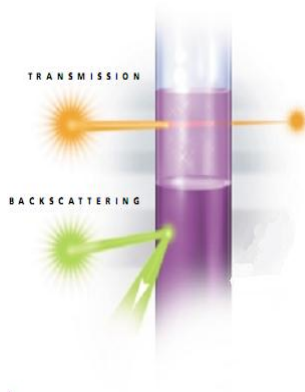


Figure II.6: Principe de fonctionnement du TURBISCAN [65]

II.4. Le Rhéomètre :

La caractérisation rhéologique des suspensions de Bentonite a été effectuée à l'aide d'un rhéomètre rotatif à vitesses de cisaillements contrôlée capable de tester différents types d'échantillons de matière. Le Rheotest est équipé de géométries cône-plan diamètre : 3.6 cm, angle : 0.3°



Figure II.7: Rhéotest RN4.1

Protocole suivie : Les polymères utilisés sont le polyglycol, le Silicate de Sodium,

Après pesage de la masse voulue, le polymère est ajouté à de l'eau distillée et la solution est agitée via un agitateur magnétique pendant 15 minutes vitesse 6 (500 tours/minute), et est laissée reposer 16 heures puis a nouveau agitée pendant 15 minutes avant d'effectuer la mesure. Pour les mélanges polymères /tension actifs, ce dernier est ajouté à la solution juste avant l'agitation effectuée avant la mesure.

II.5. Les tests API :

Les boues de forage se caractérisent essentiellement par la viscosité, le filtrat, la densité, La yield velue et le pH. Pour ce faire, on utilisera différents appareils normalisés et recommandés par API (American Petroleum Institute) [API 13B1, 2003].

II.5.1.Mixeur HAMILTON BEACH :

Agitateur à plusieurs vitesses, recommandé par l'API pour la préparation des boues de forage.



Figure II.8: Agitateur HAMILTON BEACH

II.5.2. Densimètre :

La densité est mesurée à l'aide d'un densimètre, dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur. Les densités se lisent directement sur ce dernier. L'appareil étant formé par une règle graduée, où est soudé un petit godet avec couvercle constitué d'un orifice, d'une mini pompe servant à introduire le fluide dans le godet après fermeture du couvercle, à l'extrémité. Le tout est suspendu horizontalement sur un axe vertical.

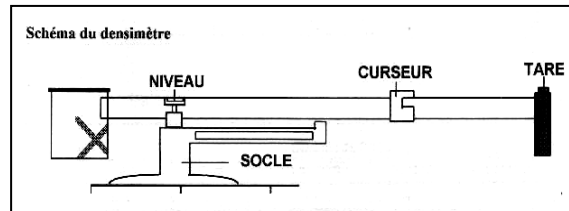


Figure II.9: Densimètre Romain

Mode opératoire : La boue est versée dans le godet, on place le couvercle, on remplit la pompe de boue qu'on injecte dans le godet jusqu'à ce que sente une résistance, preuve que le godet est bien rempli. L'excès est soigneusement épongé. Pour faire la lecture, on ajuste le curseur jusqu'à l'équilibre horizontal.

II.5.3. Papier pH :

Le PH d'une boue indique son acidité ou son alcalinité. En général, on préconise des boues basiques pour préserver le matériel de forage. Pour cela, on a utilisé le papier pH pour indiquer l'intervalle du pH (entre 9 et 11).

II.5.4. Viscosimètre FANN :

Le modèle employé Fann 35 A est un rhéomètre à cylindres coaxiaux, dont le rotor est entraîné par un moteur électrique. Un godet de 350 ml en volume, reposant sur un support coulissant verticalement, est destiné à recevoir la boue de forage.

Du fait que la température est un paramètre qui influence la viscosité, le viscosimètre est aussi constitué d'un chauffant avec thermostat réglable atteignant les 200°F.



Figure II.10: Viscosimètre Fann 35 A

Mode opératoire :

- On remplit le godet avec la boue, mixée 5 min au préalable, jusqu'au trait délimitant le volume de 350 ml.
- On fait coulisser le godet jusqu'aux cylindres, le trait sur le rotor doit affleurer la surface de la boue.
- On entraîne le moteur et à l'aide du bouton moleté au dessus de l'appareil, on change la gamme des vitesses de rotation.
- Les déviations de l'aiguille sur le cadran, indiquent les valeurs des contraintes de cisaillement.

Grace aux lectures, on détermine plusieurs paramètres comme la viscosité plastique, Gel 0/ Gel 10.

- Viscosité apparente VA :

Elle constitue la résistance totale du fluide à l'écoulement, on la calcule suivant la relation :

$$V_p (Cp) = L600/2$$

- Viscosité plastique Vp:

Elle est proportionnelle à la teneur en solide de la boue et leur taille, on la calcule par la relation :

$$V_p(Cp) = L600 - L300$$

- Yield point ou Y value :

Elle est due aux interactions existant entre les particules, en suspension. En pratique, elle s'apparente à la contrainte seuil d'écoulement. La relation est :

$$YP (lb/ 100 ft^2) = (VA - VP) * 2$$

Note: L600 : C'est la lecture à 600 tours/min sur le Fann 35A.

L300 : C'est la lecture à 300 tours/min sur le Fann 35A.

II.5.5. Filtre presse standard :

L'appareil est constitué d'un cylindre normalisé muni d'une surface semi perméable. La boue à l'intérieur est soumise à une pression de 100 PSI (7 atm) pendant 30 mn, et le filtrat est récupéré dans une éprouvette graduée. Le cylindre est constitué d'un couvercle relié à une bouteille de gaz comprimé inerte (CO₂), le corps du cylindre, un joint, un papier filtre, un tamis, et une embase perforée en dessous (écoulement du filtrat).



Figure II.11: Filtre presse API

Mode opératoire :

- Mettre le tamis dans l'embase, ensuite ajouter le papier filtre.
- Remplir de boue.
- Monter le couvercle, puis serrer le tout dans le support à l'aide du volant.
- La pression est ajustée à 100 PSI, à l'aide du gaz comprimé, recueillir le filtrat pendant 30 mn. Puis mesurer son volume.

Note : Comme on travaille avec un filtre presse de chantier, le volume de la boue est 2 fois moins important que celui utilisé dans un filtre presse de laboratoire, donc on multiplie le volume de filtrat trouvé par 2.

II.6. Hot Rolling :

Les cellules sont constituées par des cylindres en acier d'une capacité de 500 mL environ

L'étuve possède un moteur électrique qui permet d'entraîner lentement 4 cellules fixées au système d'agrafes latéralement sur un axe, on peut ainsi chauffer de la boue en agitation jusqu'à 180°C et mesurer ses caractéristiques après un certains temps de vieillissement à la température désirée, il est utilisé pour simuler les conditions de haute température et de rotation au sein du puits de forage. [70]

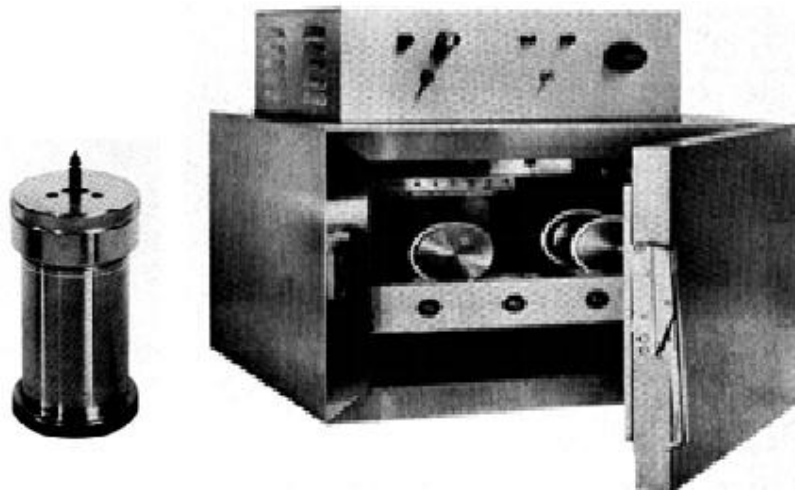


Figure II.12 ; Hot Rolling et sa cellule pressurisée [66]

II.7. Les tensioactifs utilisés :

Le tensioactif B est un composé organique non ionique dérivé d'un mélange d'alcool gras, c'est un liquide visqueux de couleur blanche, il est constitué de 100% de matière active. Il a une masse molaire de 529g /mole.

Le tensioactif A est un composé organique très acide, il se possède une fonction d'acide sulfonique, c'est un liquide visqueux de couleur marron foncé, il est constitué de 95 % de matière active et possède une masse molaire de 323 g/mole.

III. Caractérisation des bentonites:

Les argiles représentent la composante principale des fluides de forage. En tant qu'additif ou ajoutée involontairement au cours du forage, les argiles améliorent la stabilité des fluides. La bentonite est l'additif historique utilisé dans les fluides de forage pour apporter de la viscosité et réduire le filtrat.

En première partie, nous aurons à étudier la bentonite et les suspensions de bentonite.

Quelques paramètres ont été étudiés généralement par diffraction des rayons X (DRX) à savoir : la granulométrie, l'humidité initiale, et le temps de vieillissement.

III.1. l'Analyse minéralogique :

Principe d'analyse :

Les échantillons solides finement broyés, sont montés sur des porte échantillons adéquats, et soumis à un faisceau des rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines, en effet il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; celle-ci est régie par la loi de Bragg $n\lambda = 2d\sin\theta$ (où λ =longueur d'onde en angströms, d = distance réticulaire en angströms et θ = angle de diffraction ou de réflexion en degrés).

Des diffractogrammes sont obtenus à l'aide d'un diffractomètre à rayon X. Les positions et les intensités de pics observés sont comparés aux fichiers de référence PDF-ICDD (Powder Diffraction File - International Center for Diffraction Data) pour l'identification des phases minéralogiques présentes. Et éventuellement l'utilisation de RIR (Reference Intensity Ratio) inclus dans le logiciel HighScore Plus du fichier PDF-ICDD pour l'estimation semi quantitative des phases correspondantes quand celle-ci est requise et/ou possible.

Conditions expérimentales :

Diffractomètre X'Pert PRO, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre

Logiciel d'acquisition des data analytique : DataCollector de PANalytical

Logiciel pour traitement des données: HighScore Plus de PANalytical

Longueur d'onde $\text{CuK}\alpha$ [Å]: 1,5418

Angle de départ [$^{\circ}2\text{Th}$.]: 2,0000

Angle final [$^{\circ}2\text{Th}$.]: 70,0000

Taille du pas [$^{\circ}2\text{Th}$] : 0,0170

Temps du pas [s] : 45,8746

Puissance du générateur à RX: 45 kV & 40 mA

Résultats d'analyse DRX :

L'analyse par radiocristallographie des échantillons de bentonites étudiés, a mis en évidence les changements mitigés des phases minéralogiques constituant ces bentonites, comme indiqué sur les diffractogrammes qui seront présentés par la suite.

III.1.1. l'Analyse minéralogique en fonction de la granulométrie :

Dans une première phase, nous avons étudié l'influence de la granulométrie de la bentonite sur la variation de la minéralogie. On constate que plus la fraction est fine, moins l'intensité

est grande. Cette variation est expliquée par la bonne orientation des cristaux aux rayons X dans les faibles granulométries (grande surface de contact). Au sujet des distances, on note clairement une augmentation avec la granulométrie. Avec $12,78\text{\AA}$, on parle souvent d'une bentonite sodique (plus réactive et plus gonflante).

Tableau III.1: Analyse minéralogique des fractions de bentonite

Echantillon	Fraction	dool [\AA]	Intensité [Cps]
Bentonite	$0 < \varnothing < 63$	12.78	5760
Bentonite	$63 < \varnothing < 80$	13.28	5700
Bentonite	$80 < \varnothing < 100$	13.45	4848
Bentonite	$100 < \varnothing < 200$	13.45	4979

III.2. L'Analyse minéralogique en fonction de l'humidité et du vieillissement :

III.2.1. L'étude de l'humidité en fonction de la granulométrie :

La figure ci-dessous représente la variation de l'humidité en fonction de la granulométrie des bentonites.

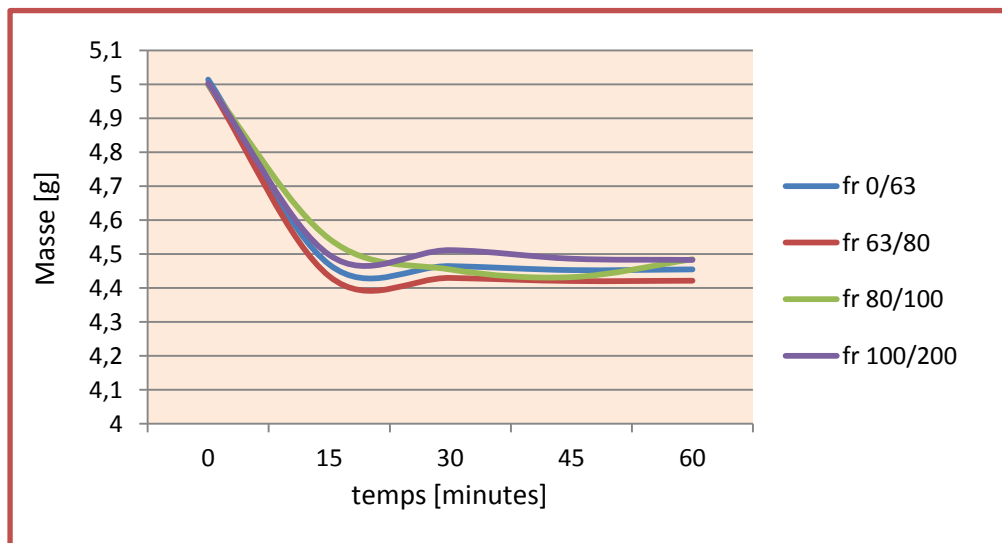


Figure III.1: L'humidité des fractions de bentonite

La figure III.1 représente le taux d'humidité des différentes fractions de bentonite qui sont passées à l'étuve à 105 °C pendant 15 minutes et pesées juste après, la mesure est répétée jusqu'à stabilité de la masse.

On constate que pour les 4 fractions, le % d'humidité est pratiquement le même (aux environs de 11%) donc on en déduit que l'humidité de la bentonite ne dépend pas de la granulométrie, du moins que l'eau libre contenue dans la bentonite est pratiquement la même pour les différentes fractions. La variation de masse entre les différentes granulométries ne dépasse pas 0.1 g. Au sujet de l'étude de l'humidité, deux approches ont été adoptées. Une première

portant sur la préparation de bentonite à différents taux d'humidité et la seconde déterminer l'humidité des argiles naturelles et évaluer son influence sur la variation minéralogique.

III.2.2 : L'Analyse minéralogique en fonction de l'humidité :

On mélange une masse de fraction de bentonite (63 μ m) avec 20% en masse de l'eau distillée. Après obtention d'une pâte homogène, on prépare l'échantillon pour l'analyse DRX. L'échantillon passe à l'étuve à 105 °C pendant 15 minutes après chaque mesure de la DRX tout en procédant au pesage avant et après chaque mesure aux rayons X. La durée de la mesure est maintenue constante de 45 minutes pour tous les échantillons. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Analyse minéralogique de la fraction fine à 30% d'humidité

Echantillon	Masse avant DRX	Masse après DRX	d ₀₀₁ [Å]	Intensité [Cps]
Bentonite - TH 30	2.215	2.127	15,37	19000
Bentonite - TH 30 & 15' étuve	1.819	1.824	12,66	3100
Bentonite - TH 30 & 30' étuve	1.783	1.987	12,00	3145

On constate que plus l'échantillon est humide plus l'intensité est importante, ceci s'explique par l'espacement des feuillets à la surface qui s'est formé après gonflement de la bentonite. Plus la bentonite perd de l'eau, plus l'intensité du pic diminue. En terme de cristallisation, la figure ci-dessous nous montre que l'échantillon TH30 est mieux cristallisé (forme du pic). La figure suivante regroupe les diffractogrammes des échantillons étudiés

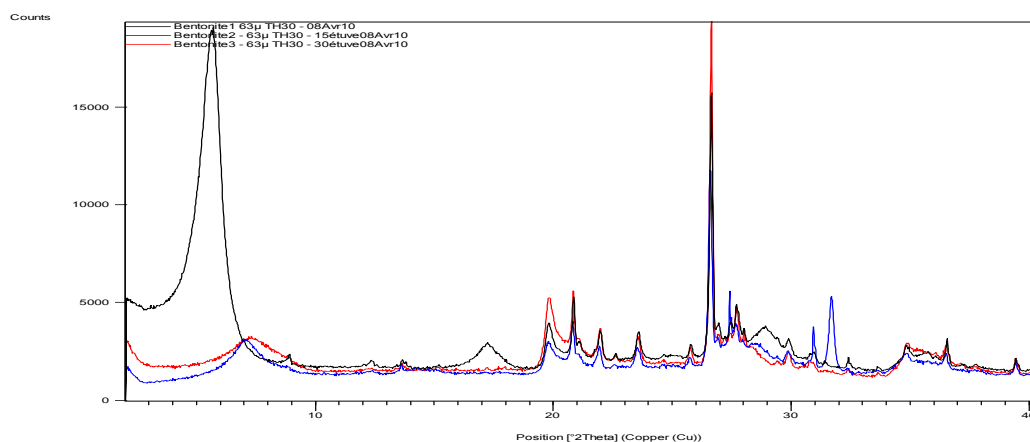


Figure III.2 : Diffractogramme de la fraction fine en fonction de l'humidité

III.2.3 : L'Analyse minéralogique en fonction du vieillissement de l'échantillon :

La deuxième approche consiste sur l'évaluation de l'humidité de sept (07) échantillons de bentonites finies récupérés des deux gisements de Bentonites (Maghnia et Mostaganem) à différentes dates de production (de Janvier à Avril pour Maghnia et de Janvier à Mars pour Mostaganem). Le tableau ci-dessous regroupe les caractéristiques de ces échantillons.

Tableau III.3 Récapitulatif des résultats des 07 échantillons de Bentonite de la société Bental

Échantillons	CEC	Humidité %	Composition minéralogique	d_{001} [Å] / I [Cts] Montmorillonite	FWHM [$^{\circ}2\theta$] Montmorillonite	Observations
Bentonite Mostag-Janv10	30,63	5.39	Montmorillonite, quartz, illite, feldspaths, calcite et kaolinite	12 à 15	1300	$\geq 1,5$
Bentonite Mostag-Fév10	27,46	5.04		Idem	1300	$\geq 1,5$
Bentonite Mostag-Mars10	24,29	4.18		Idem	1800	$\geq 1,7$
Bentonite Maghnia-Janv10	55,98	11.53		Montmorillonite, quartz, feldspaths et illite	14,13	4200
Bentonite Maghnia-Fév10	58,09	14.82	15,15		6000	1,3
Bentonite Maghnia-Mars10	52,81	10.39	13,39		4500	1,6
Bentonite Maghnia-Avril10	50,07	13.35	14,67		4100	1,8

Légende : Mostag=Mostaganem; d_{001} = distance basale; FWHM =Full Width at Half Max (largeur à mi-hauteur du pic principal de la montmorillonite, cette largeur étant directement liée au degré de cristallinité de la montmorillonite), plus est grande cette valeur plus la cristallinité du minéral correspondant est mauvaise; I= intensité de la d_{001} (*distance basale des plans réticulaires 001*); ces bentonites ont été stockées dans des sacs respectivement depuis janvier, février, mars et avril 2010

La figures ci presentes regroupent les diffractogrammes des bentonites de Mostaganem et de Maghnia respectivement

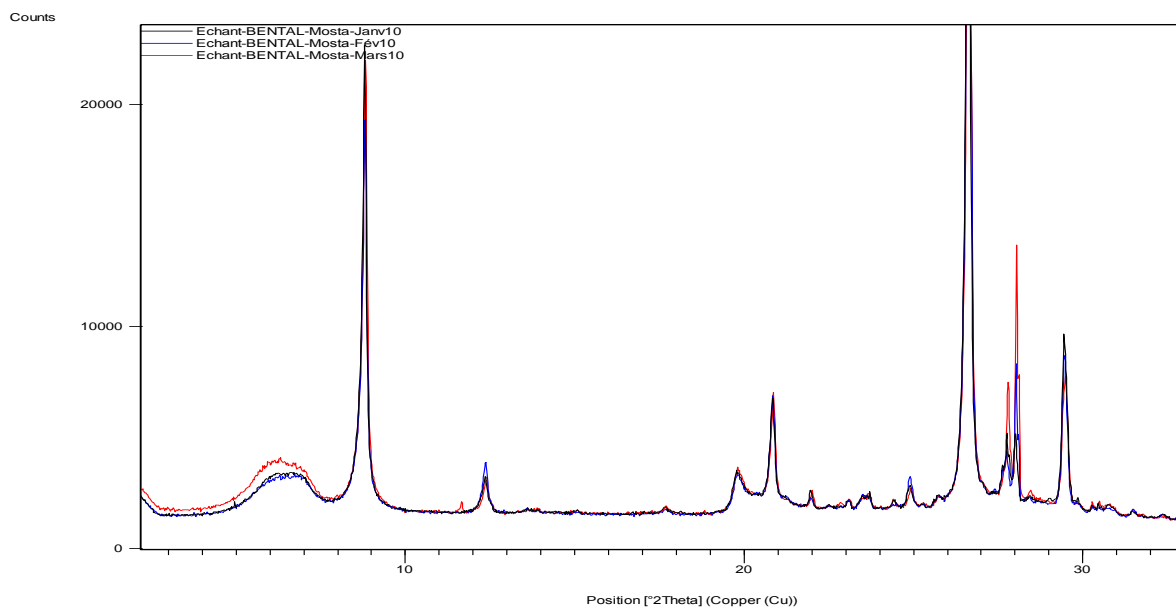


Figure III.3: Comparaison des diffractogrammes de bentonite-Mosta- Janv. à Mars10

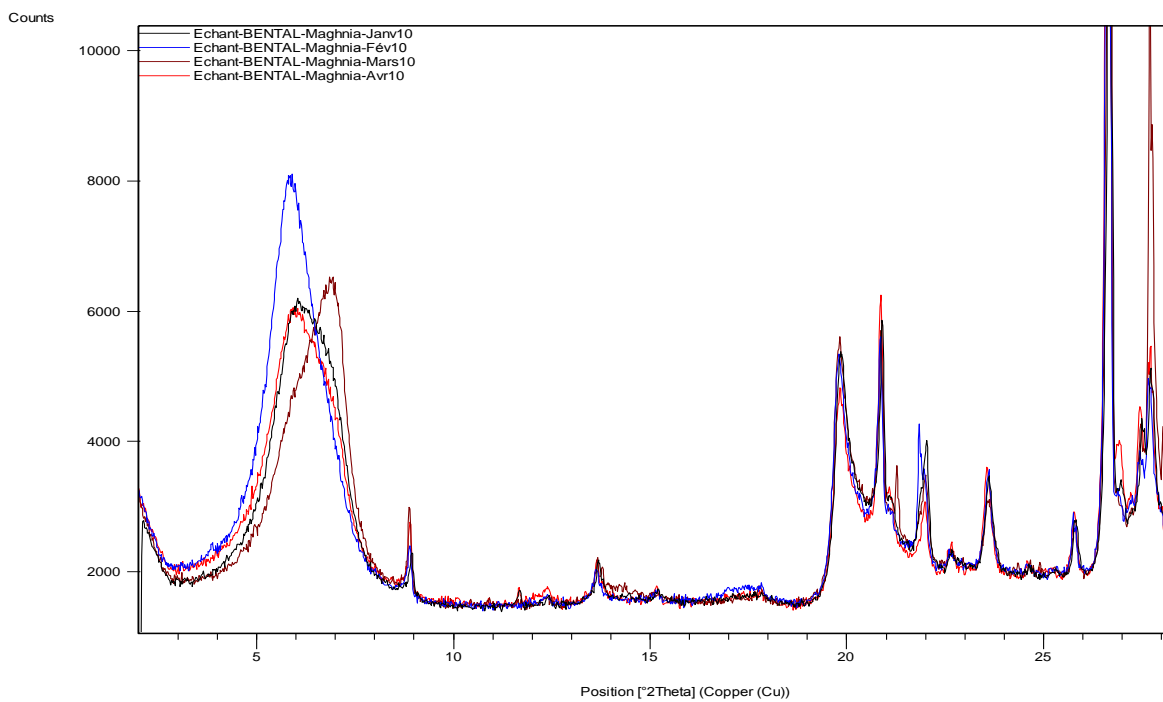


Figure III.4: Comparaison des diffractogrammes de bentonite-Maghnia de Janv. à Avril10

Sur le plan de la composition minéralogique, chacun des lots de bentonites, celles de Mostaganem et celles de Maghnia, ont respectivement leurs membres identiques, notamment les bentonites de Mostaganem où l'on ne décèle aucune nuance digne d'intérêt ; par contre, pour celles de Maghnia, on note quelques variations sur le plan des distances réticulaires et des intensités de la réflexion principale de la montmorillonite. Par contre, avec le temps, on constate une dégradation du degré de cristallinité de la montmorillonite notamment pour la bentonite de Mostaganem ; il faut préciser qu'au moment de l'étude, la dégradation avait déjà atteint son degré maximum. Pour un suivi convenable des changements qui peuvent intervenir lors du stockage, il serait souhaitable de procéder aussi à des prélèvements d'échantillons au moment même du stockage, de tenir compte de la qualité de l'emballage, du taux d'humidité du lieu de stockage etc, bref, prendre en considération tous les facteurs qui peuvent influencer sur la qualité du produit, pour une étude comparative représentative.

N.B. : L'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons X ne porte que sur la partie cristallisée de l'échantillon et dans les limites de détection de cette technique d'investigation; la phase amorphe échappe donc à cette technique

III.3.Capacité d'échange cationique et granulométrie:

a) Principe de la mesure :

Lors de la réalisation d'une suspension d'argile dans une solution aqueuse d'électrolytes, une partie des ions « compensateurs » de l'argile migre dans la solution, Ils sont remplacés par des ions « contamineurs »venant de la solution. Un équilibre s'établit entre les concentrations des ions en solution et celles des ions fixés sue l'argile. Cet équilibre dépend de la valence des ions et, pour des ions de même valence, de leur masse molaire.

b) Description de la méthode proposée :

L'agent de dosage utilisé est le chlorure de cobaltihexammine :Cl₃ Co(NH₃)₆, C'est un sel orangé dont les solutions aqueuses sont stables plusieurs mois à l'abri de l'air et de la lumière. Les solutions sont dosées par colorimétrie, pour une longueur d'onde de 470 nanomètre, en se référant à une série de solution-étalon, la solution étalon est une solution qui contienne 4g/litre de chlorure de cobaltihexammine c'est-à-dire 0,045 N.

La méthode de détermination de la CEC d'une argile consiste à introduire 2g de l'argile (broyée et séchée pendant 2h) dans 100 ml de solution titrée dire 0,045 N. Après un temps de contact de 1heure avec agitation intermittente, la solution est filtrée et l'excès de sel de cobalt est dosé.

Tableau III.4: CEC des fractions de bentonite

Solution	C.E.C (meq/100g d'argile)
Bentonite 0.63	92,60
Bentonite 63.80	95,2
Bentonite 80.100	94,3
Bentonite 100.200	80,48

La CEC nous a montré que toutes les fractions de bentonite ont une CEC très élevée, donc on en déduit que toutes les fractions sont réactives, en comparant les CEC des fractions, on observe que la fraction la plus grosse possède la CEC la plus faible, cela étant lié à la diminution de la surface spécifique présentée par cette fraction. [67]

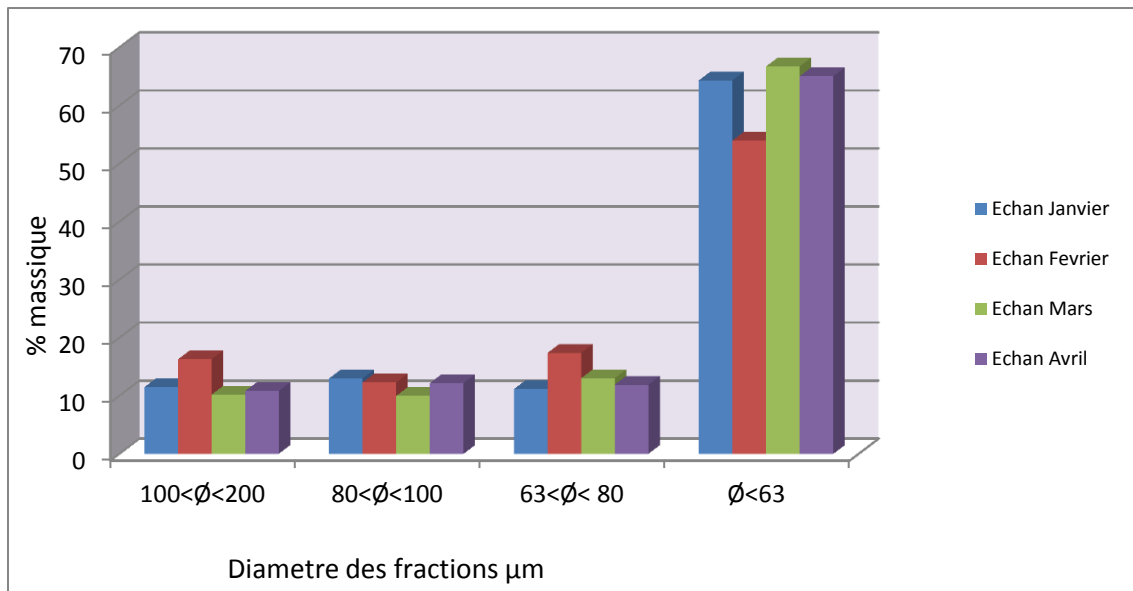


Figure III.5: Granulométrie de la bentonite à différents temps de vieillissement

L'analyse granulométrique nous montre que la bentonite est formée de particules inférieures à $200\mu\text{m}$ ce qui offre une grande surface de contact, et qu'elle est constituée de plus de 60% de granulat de diamètre inférieur à $63\mu\text{m}$.

L'analyse des 04 échantillons de bentonite montre une grande similitude en termes de répartition granulométrique. Cependant on ne peut négliger l'effet de la différence obtenue du point de vue granulométrique sur les propriétés rhéologiques et de filtration.

La figure III.5 montre que la qualité de la bentonite varie en fonction de la période d'extraction. Cette variation est certainement liée à l'hétérogénéité ainsi que du mode de broyage. Une différence d'humidité peut aussi affecter la granulométrie du fait que l'opération de tamisage a été effectuée volontairement sur les échantillons bruts sans procéder au préalable à un chauffage. De même que la détermination des CEC a été déterminée sans procéder au préalable à un séchage, comme stipulé dans la recommandation de la méthode.

III.4. Rhéologie :

En complément aux résultats obtenus sur les différentes bentonites (différentes granulométries, différentes humidités et différentes âges), et vu l'importance de ce minéral en tant qu'aditif rhéologique des fluides, nous avons procédé au suivi des propriétés rhéologiques pour les différents cas présentés.

Les figures ci-dessous (fig. III 6 et III 7) présentent les courbes d'écoulement (Rhéogramme) de la bentonite (fraction < 63 μm) après différentes durées de vieillissement (de 24 min à 1693 min) et de toutes les fractions après 1670 mn

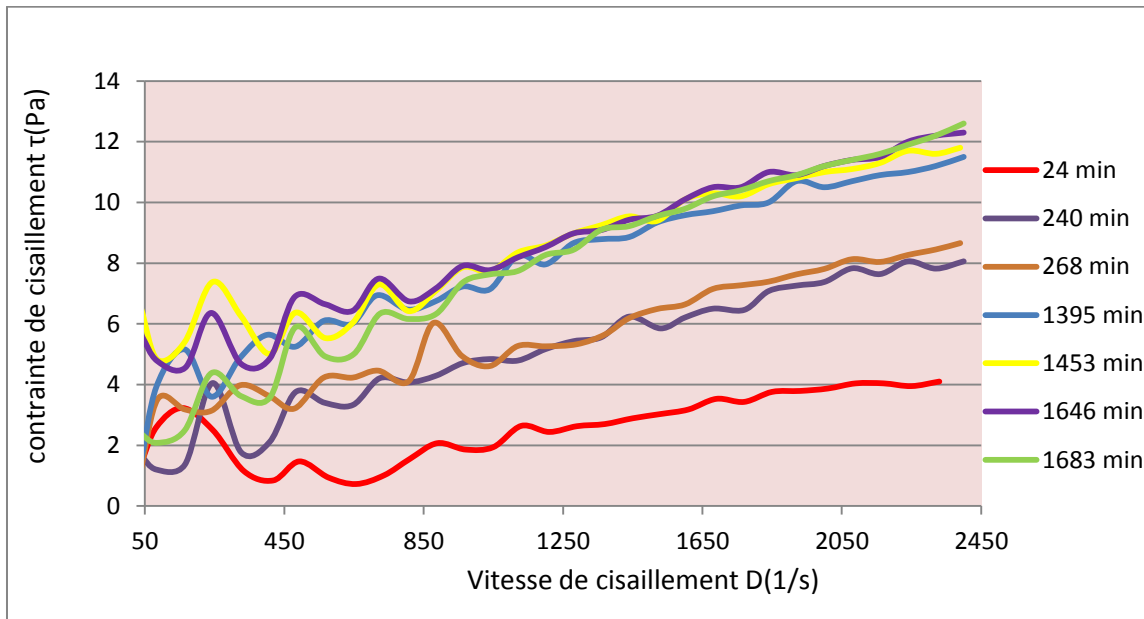


Figure III.6: Rhéogrammes de la fraction fine (diamètre inf. 63 μm) en fonction du vieillissement

Sur les figures III.6, A2, A3, A4 (voir annexe A) on constate pour toutes les fractions que le vieillissement de la bentonite fait augmenter la viscosité. On note une augmentation de la contrainte de cisaillement, qui peut-être dû au gonflement de la bentonite par insertion des molécules d'eau entre les feuillets.

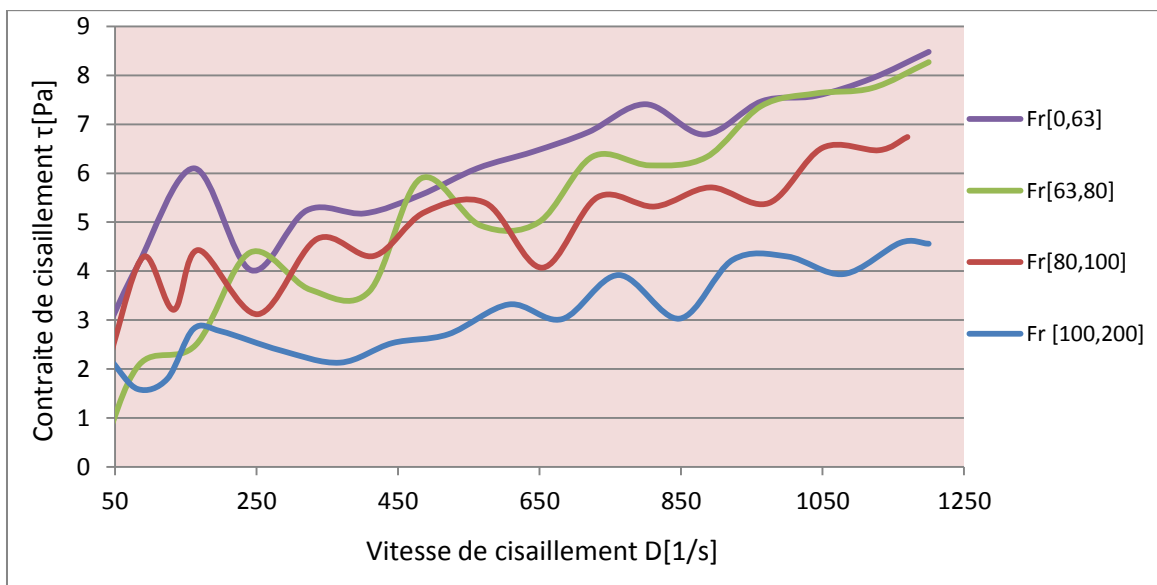


Figure III.7 Rhéogrammes des fractions de bentonite à 1670 minutes (environ 28 heures)

La figure III.7 représente les rhéogrammes des 4 fractions de bentonite à un temps de vieillissement d'environ 1670 minutes. On constate que plus la fraction de bentonite est fine plus elle donne une contrainte de cisaillement élevé, ceci peut être expliqué du fait que plus les particules sont petites plus elles ont une surface de contact grande et plus elles sont aptes à être imbibées d'eau ce qui favorise le gonflement et augmente la viscosité.

On conclue que le vieillissement et la granulométrie de la bentonite influent sur la contrainte de cisaillement. Les particules de la bentonite présentent une grande affinité pour l'eau qui s'exprime d'une part par la quantité d'eau qu'est susceptible de retenir l'argile (rhéologie) et d'autre part par l'énergie avec laquelle cette eau est retenue (CEC). Ce phénomène d'ordre capillaire résulte de la granulométrie fine des particules et du taux d'humidité initial.

IV : Caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques des solutions de polymères :

Dans l'objectif de sélectionner des formulations de fluides de forage, des essais qui traitent plusieurs propriétés (Tension superficielle, Rhéologie, Rétrodiffusion et Transmission de la lumière) ont été effectués sur les solutions des polymères utilisés (XCD, PAC, Silicate, Glycol et PHPA).

IV.1. Etude de la tension superficielle :

La figure suivante représente la tension superficielle des polymères étudiés à différentes concentrations.

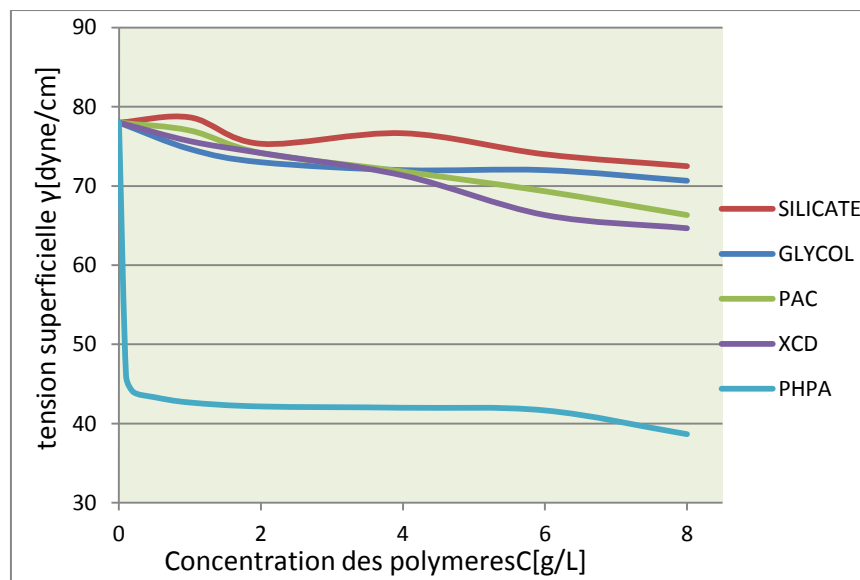


Figure IV.1 : Effet de la concentration des polymères sur la tension superficielle

On observe que les polymères font baisser la tension superficielle, cette baisse n'est pas importante sauf pour le PHPA dont seule une concentration de 1g/L fait baisser la tension de 34 mN/m (presque 50%) (Comme l'effet d'un tensioactif, ce qui devrait favoriser d'avantage le mouillage et l'inhibition des argiles) [2].

Afin de connaître l'influence du sel sur la tension superficielle, on a rajouté 3% de KCl aux solutions de polymères, la figure suivante représente la tension superficielle du PHPA avec et sans KCl.

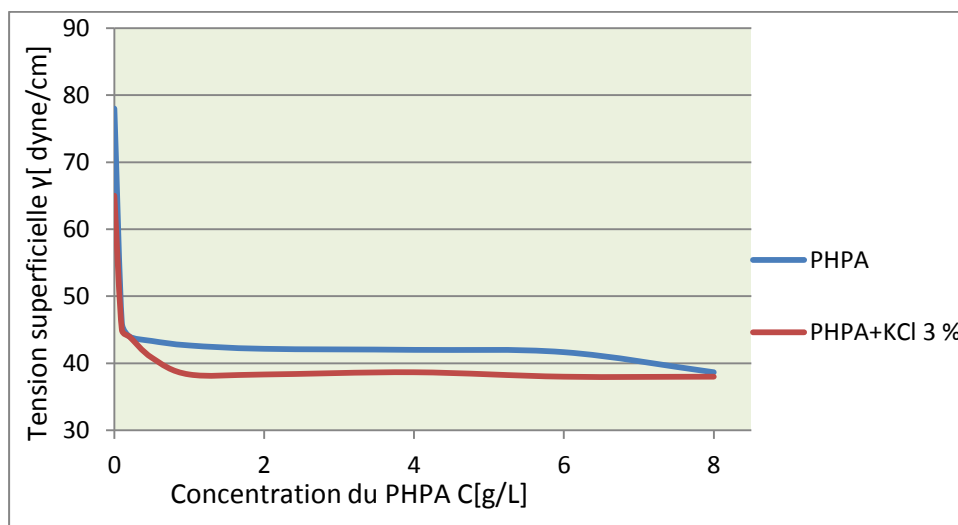


Figure IV.2 : Effet du KCL sur la tension superficielle des solutions de PHPA

Selon la figure (IV.2 et voir annexe A) l'ajout du KCl aux polymères fait légèrement baisser la tension superficielle (5 à 10). Cette baisse est observée pour tous les polymères. On remarque aussi une chute de la viscosité par rapport aux solutions seules, et que l'ordre établie entre les polymères reste le même. On note un refroidissement considérable de la substance lors de l'ajout du KCl (réaction endothermique).

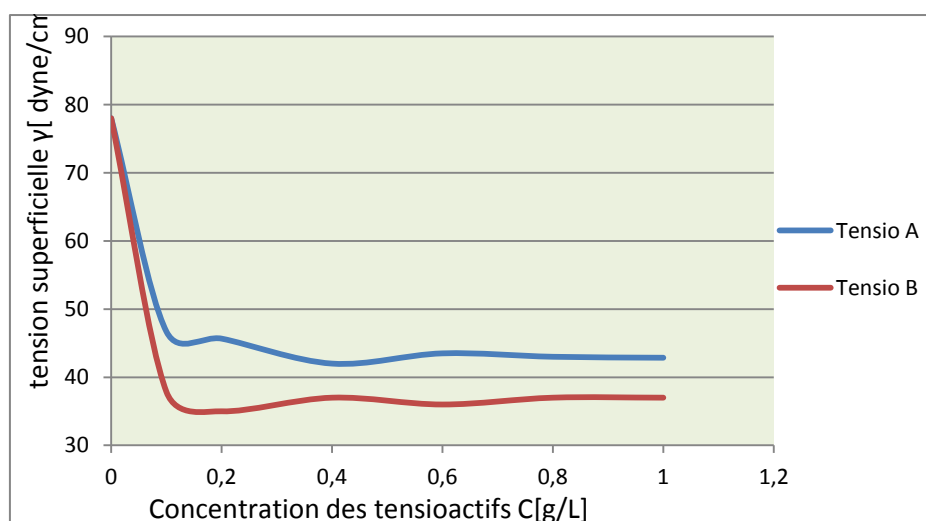


Figure IV.3: Tension superficielle des tensioactifs.

La Figure IV.3 montre que les tensioactifs ont une tension superficielle très faible, cela est dû au fait que la partie hydrophobe se met en surface tandis que la partie hydrophile est immergée, par conséquent la tension chute jusqu'à une certaine valeur qui se stabilise (42 dyne/cm pour l'anionique et 37 dyne /cm pour le non ionique) malgré l'augmentation de la concentration du tensioactif dans la solution, ceci pour être lié à la CMC.

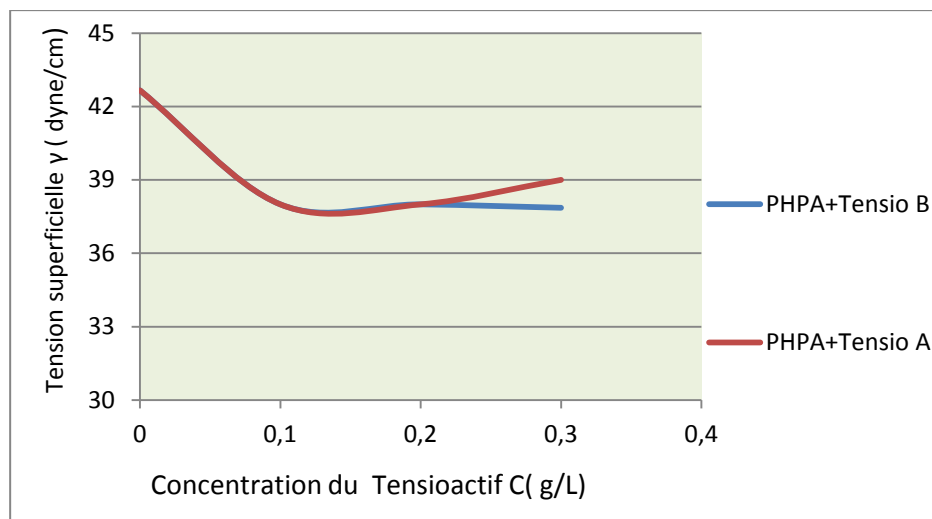


Figure IV.4: Comparaison de l'influence des tensioactifs sur la tension superficielle du PHPA.

La figure IV.4 montre que l'ajout du tensioactif à la solution de polymère fait baisser la tension superficielle de celle-ci, les valeurs sont presque identiques et le tensioactif se comporte comme s'il était seul en solution, car le tensioactif a tendance à se mettre en surface. Par contre ceci ne se confirme pas avec le PHPA, car on remarque une hausse de la tension superficielle lors de l'ajout du tensioactif (surtout le Tensio A) ceci peut être expliqué par le positionnement du tensioactif sur les branches fonctionnelles du polymère au lieu de se mettre en surface se qui implique formation de grandes molécules (polymère/tensioactif) qui décantent .

On constate que le tensioactif non ionique offre une meilleure tension superficielle pour les trois polymères ce qui peut être relié a la différence de masse molaire des deux tensioactifs (529 g/mole pour le Tensio B et 323 g/mole pour le Tensio A) ainsi que le % de matière active (0.99% pour le Tensio B et 0.96% pour le Tensio A).

Après avoir effectué plusieurs mélanges (polymères /polymères et polymères /tensioactifs), nous avons sélectionné les concentrations (indiquées sur le Tableau IV.1) qui permettent d'obtenir les plus faibles valeurs de la tension superficielle.

Tableau IV.1 : Tensions superficielles des solutions de polymères à T= 22°C.

Solution	eau	XCD	PAC	PHPA	XCD+PAC+PHPA	XCD+PAC+PHPA+Tensio B
γ (dyne/cm)	76	73	73	42	43	37,5

IV.2.Etude de l'effet de la nature des polymères sur les propriétés rhéologiques :

Pour comprendre le comportement rhéologique des polymères, des rhéogrammes de polymères seuls et en mélange en solution ont été réalisés.

Les propriétés rhéologiques des solutions de polymères 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.

Le XCD est utilisé en tant que viscosifiant des fluides de forage à base d'eau. Le PHPA est un inhibiteur principal mais souvent il joue un rôle secondaire en tant que viscosifiant et réducteur de filtrat. Dans le travail ci-dessous et suite à la recherche bibliographique effectuée, nous présentons les travaux relatifs à l'étude rhéologique des mélanges XCD et PHPA avec les tensioactifs.

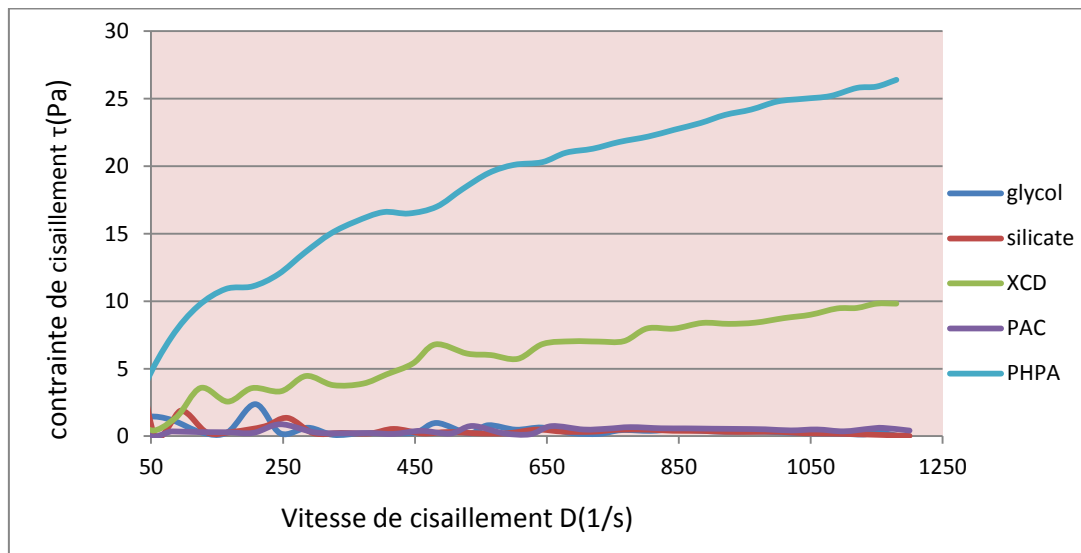


Figure IV.5 : Rhéogrammes des solutions de polymères.

D'après les rhéogrammes des Figures IV.5, toutes les solutions montrent un écoulement non Newtonien déjà observé [68], on remarque pour le PHPA et le XCD donnent les plus grandes valeurs de contrainte de cisaillement, car les deux polymères sont utilisés comme viscosifiant. Pour les autres polymères, la contrainte de cisaillement reste très faible tout le long de l'essai, ce qui indique une faible viscosité (masse moléculaire plus faible). Pour observer l'influence du tensioactif sur les solutions de polymères, on a effectué des rhéogrammes de polymère/tensioactif.

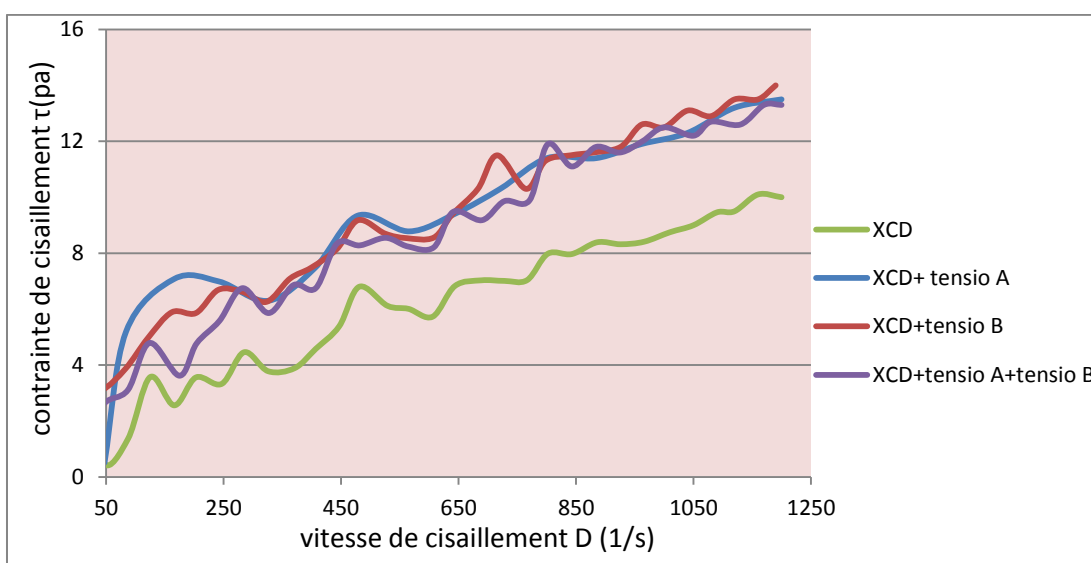


Figure IV.6: Influence du tensioactif sur le XCD

La Figure IV.6 montre que l'ajout de tensioactif fait augmenter la contrainte de cisaillement, cela peut être expliqué par l'augmentation de la viscosité qui augmente sous effet du tensioactif selon la loi d'Einstein : $\eta = \eta_{Solvant}(1 + 2,5\phi)$

ou η est la viscosité et ϕ la fraction volumique de tensioactifs. [69]

L'augmentation de la viscosité a conduit à une contrainte plus élevée. Par contre ceci ne se confirme pas pour le PHPA, car on remarque sur la figure suivante que l'ajout du tensioactif fait baisser la viscosité, on peut expliquer ceci du fait que le tensioactif en se mettant sur les branches fonctionnelles (cité plus haut) défavorise les liaisons polymère/ polymère, empêchant ainsi formation de liaison

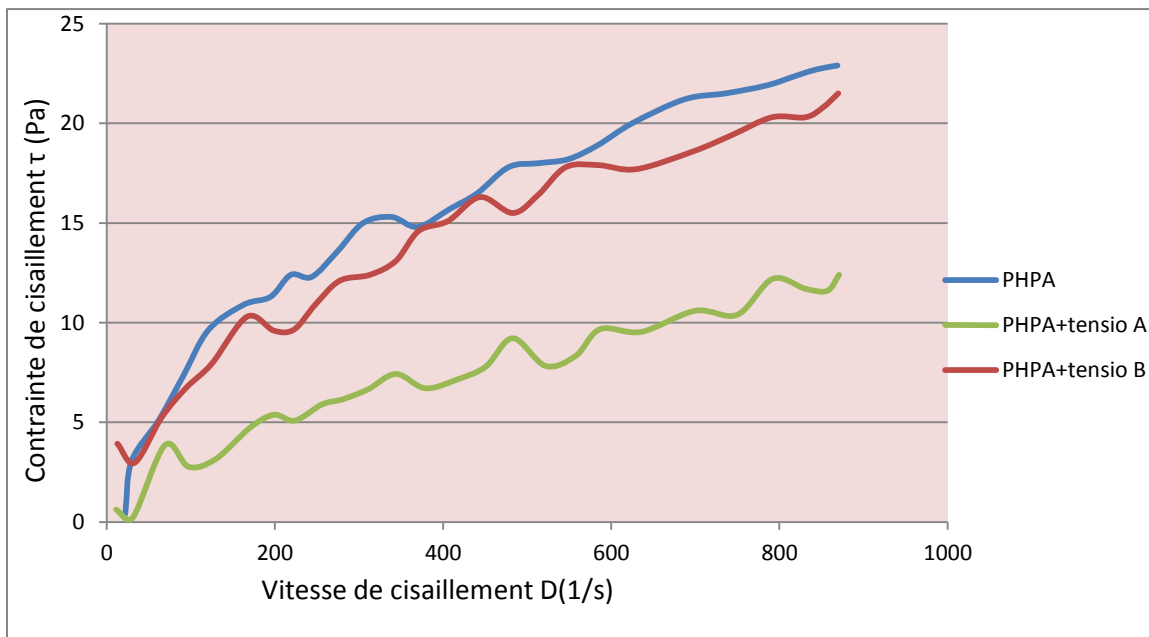


Figure IV.7:Influence du tensioactif sur la rhéologie du PHPA

Afin de suivre les propriétés rhéologiques du XCD en fonction des différents additifs, nous avons effectué les essais illustrés sur la figure IV.8. Cette figure permet de connaître l'apport de chaque additif pour les propriétés rhéologique.

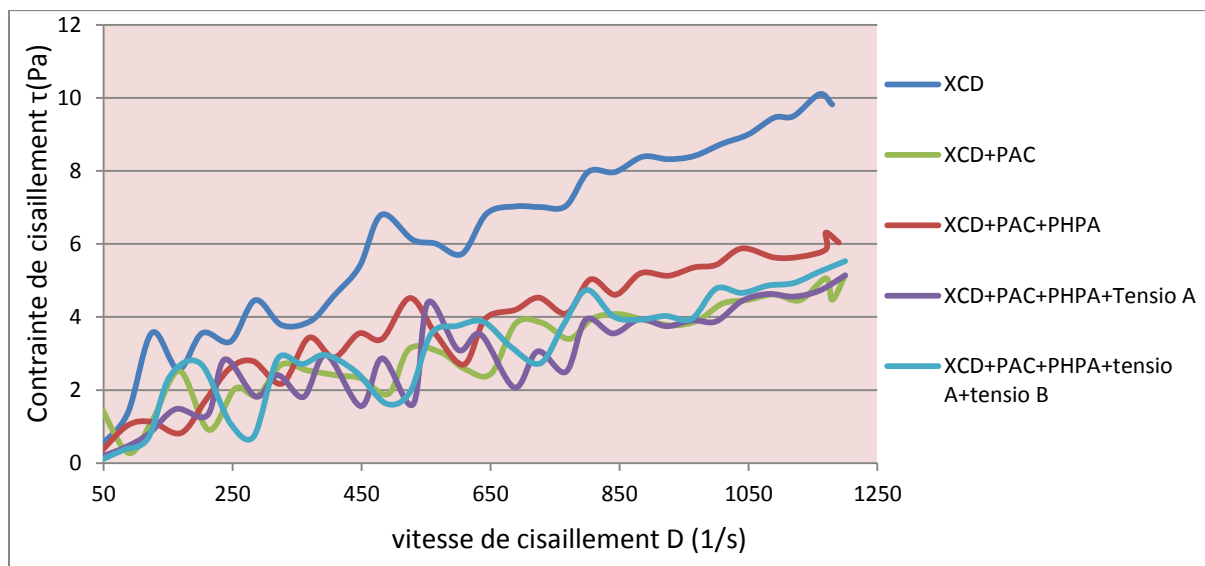


Figure IV.8 : Influence des additifs sur la rhéologie du XCD.

On remarque que l'ajout de PAC au XCD fait baisser la contrainte de cisaillement de celui-ci, on peut expliquer par le faite que le PAC dont la charge est négative crée une répulsion provoquant une rupture de liaisons XCD-XCD diminuant ainsi la viscosité, même phénomène pour le PHPA, on remarque aussi que les tensioactifs font baisser la contrainte de cisaillement du système (XCD+PAC+PHPA), ce qui indique que le PAC et XCD n'influent pas sur l'interaction PHPA/tensioactifs.

Le tableau IV.2 représente les modèles auxquelles obéissent les mélanges d'additifs étudiés

Tableau IV. 5: Equation des modèles rhéologiques des différentes solutions

La Solution	Le modèle rhéologique	L'équation
XCD+PAC	Casson	$\tau^{1/2} = (7.18 \cdot 10^{-2})^{1/2} + (2.97 \cdot 10^{-3} \cdot D)^{1/2}$ $\sigma = 0.8646$
XCD+PAC+PHPA	Ostwald De Weale	$\tau = 4.28 \cdot 10^{-2} \cdot D^{0.6587}$ $\sigma = 0.6868$
XCD+PAC+Glycol	Bingham	$\tau = 1.99 \cdot 10^{-3} + 0.6587 \cdot D$ $\sigma = 0.8797$
XCD+PAC+Silicate	Bingham	$\tau = 1.91 \cdot 10^{-1} + 1.84 \cdot 10^{-3} \cdot D$ $\sigma = 0.8450$
XCD+PAC+SHL	Bingham	$\tau = 9.21 \cdot 10^{-1} + 2.28 \cdot 10^{-3} \cdot D$ $\sigma = 0.6980$
XCD+PAC+PHPA+SHL	Bingham	$\tau = 9.83 \cdot 10^{-1} + 3.13 \cdot 10^{-3} \cdot D$ $\sigma = 0.7679$
XCD+PAC+PHPA+NEODOL	Bingham	$\tau = 3.67 \cdot 10^{-1} + 4.45 \cdot 10^{-3} \cdot D$ $\sigma = 0.9672$
XCD+PAC+PHPA+SHL+NEODOL	Bingham	$\tau = 6 \cdot 10^{-1} + 4.03 \cdot 10^{-3} \cdot D$ $\sigma = 0.8635$

Tableau IV. 6 : Modèles rhéologiques :

Casson	$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\eta^* D)^{1/2}$
Ostwald-De weale	$\tau = K_0 \cdot D^n$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \eta^* D$

IV.3. Etude de l'effet des polymères sur la transmission/rétrodiffusion de la lumière :

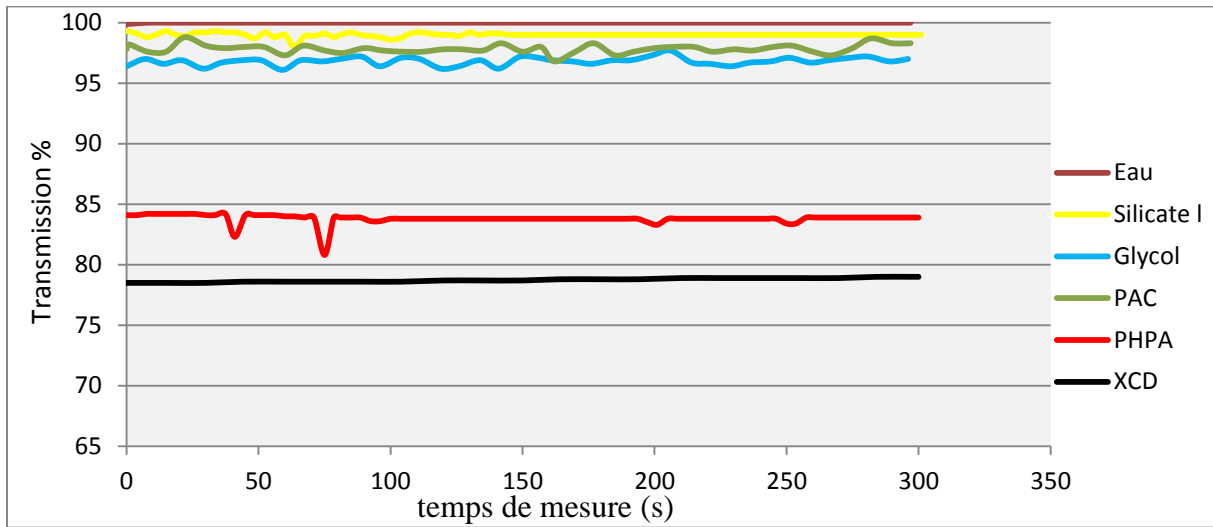


Figure IV.9: Transmission de la lumière des solutions de polymères

On remarque d'après la Figure IV.9 que le PHPA et le XCD sont les polymères qui donnent le moins de transmission de la lumière, cela peut être expliqué par leur viscosité supérieure à celles des autres polymères car plus un polymère est visqueux plus ces macromolécules sont volumineuses ce qui ne favorise pas la transmission de la lumière. La comparaison de la transmission entre le Xanthane, le PHPA et le PAC a montré que le PAC donne des valeurs plus importantes (Figure IV.9), ce qui explique son mode de dispersion comparativement au Xanthane ou au PHPA.

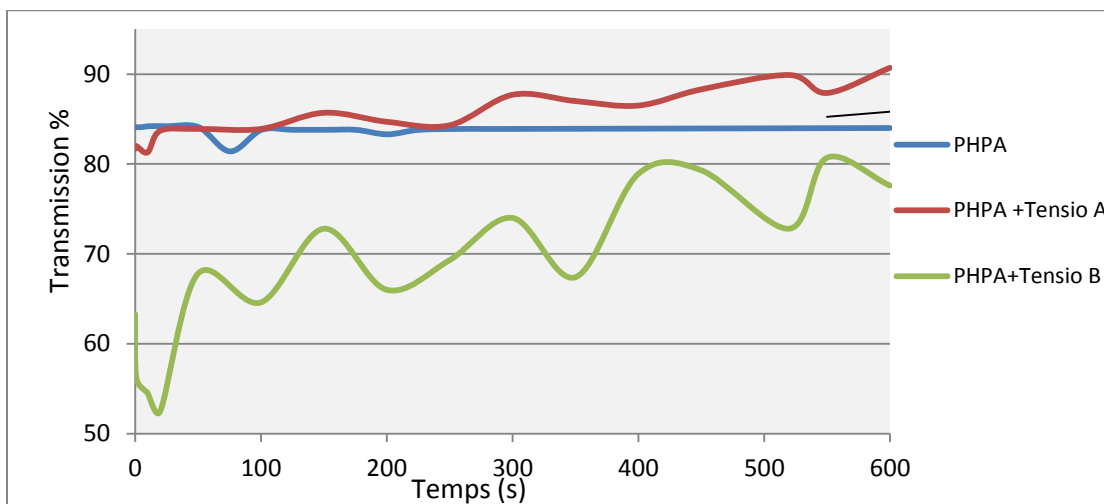


Figure IV.10: Influence des tensioactifs sur la Transmission de la lumière du PHPA

La Figure IV.10 montre que les tensioactifs agissent différemment sur la transmission, le Tensio A augmente la transmission tandis que le Tensio B la fait baisser. En présence de tensioactif anionique un phénomène de répulsion se produit vis-à-vis des polymères (majorité anioniques) favorisant ainsi la dispersion des molécules ce qui augmente la transmission.

Pour le tensioactif non ionique, pas de répulsion mais une certaine agglomération des molécules polymères/tensioactifs d'où cette légère baisse de transmission.

La figure IV.11 représente la transmission de quelques mélanges étudiés (le choix des mélanges se base sur la compositions des boues de forage).

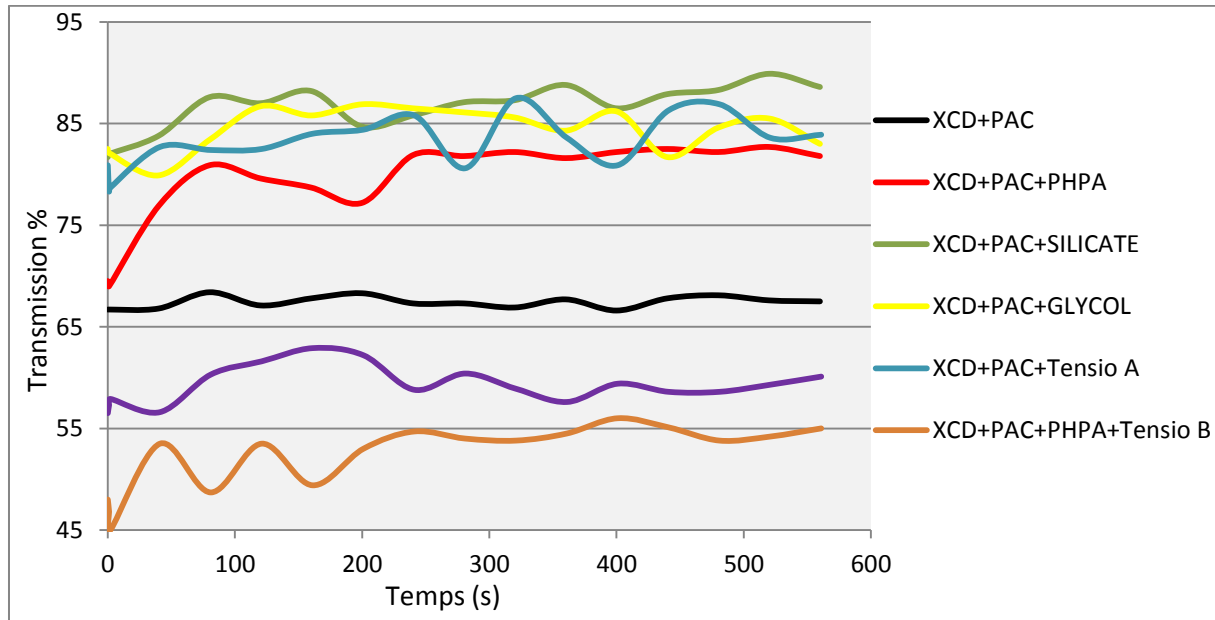


Figure IV.11: Transmission de la lumière des différents mélanges

Les polymères étudiés sont tous anioniques sauf Glycol (non ionique) donc en présence d'un tensioactif anionique, nous avons un phénomène de répulsion entre les molécules polymère-tensioactif ce qui conduit à une augmentation de la dispersion des molécules favorisant ainsi la transmission de la lumière, pour le tensioactif non ionique, pas de répulsion mais un phénomène d'accumulation et d'agglomérations de molécules polymère-tensioactif diminuant par conséquent la transmission de la lumière.

Il faut souligner aussi qu'après 10 minute le Tensio A a fait augmenter la transmission du PHPA de 5%, celle du XCD+PAC de 25%, même remarque pour le Tensio B a fait baisser la transmission du PHPA de 8% et celle du XCD+PAC+PHPA+Tensio A de 23%. Donc ce pourcentage d'augmentation ou de réduction dépend de l'évolution de l'état de la dispersion plus que du tensioactif.

V : Caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques des solutions Bentonite/additifs.

V.1 : Etude des interactions de la bentonite avec les additifs

Après avoir étudié plusieurs propriétés (Tension superficielle, Rhéologie, Transmission ...) des polymères et des tensioactifs seuls ou en mélange et afin de sélectionner et d'optimiser les concentrations des polymères et tensioactifs, on a ajouté à ces solutions de la Bentonite, additif indispensable pour la formulation des fluides de forage puis on a étudié les mêmes propriétés afin de connaître l'apport de la Bentonite dans chaque cas. Vu la prédominance des

performances de la fraction de la bentonite (0-63 μm), cette dernière a été choisie pour l'ensemble des essais qui suivent. Les figures et tableaux suivants présentent les propriétés des mélanges étudiés (Bentonite avec les trois inhibiteurs : PHPA, Silicate et Glycol).

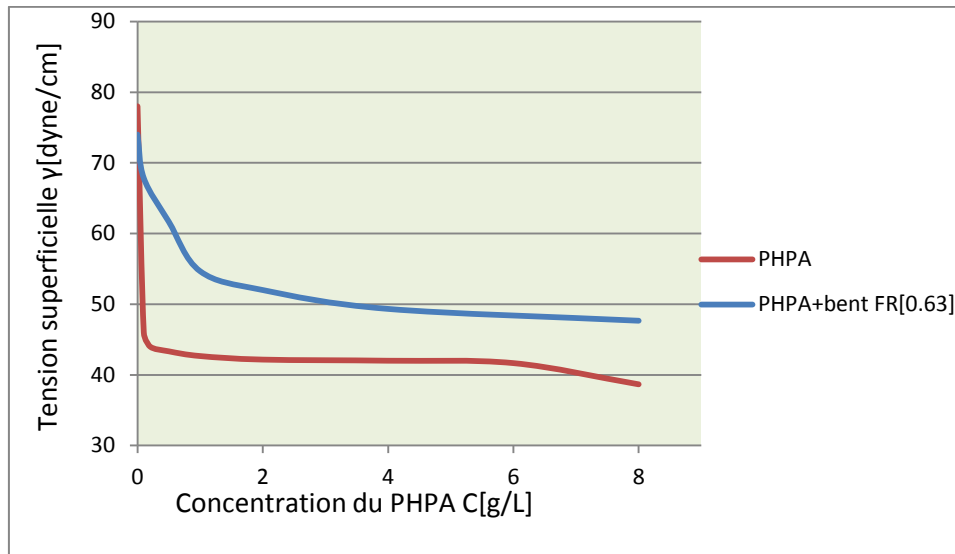


Figure V.1 : Influence du PHPA sur la tension superficielle de la Bentonite

Comparativement au PHPA seul, nous observons que l'ajout de la bentonite (3%) fait augmenter la tension. Le mélange PHPA/Bentonite acquiert des propriétés différentes par rapport à la solution du PHPA seul, on pourrait expliquer cela pas la mise en suspension des particules de bentonite qui encombre la solution et empêche le polymère de se mettre en surface (cette augmentation est d'environ 25% pour l'ensemble du domaine).

Après avoir vu l'influence de la bentonite sur la tension superficielle des polymères, on s'est intéressé aux mélange Bentonite/ tensioactif, la figure suivante présente l'effet de la bentonite sur la tension superficielle des tensioactifs.

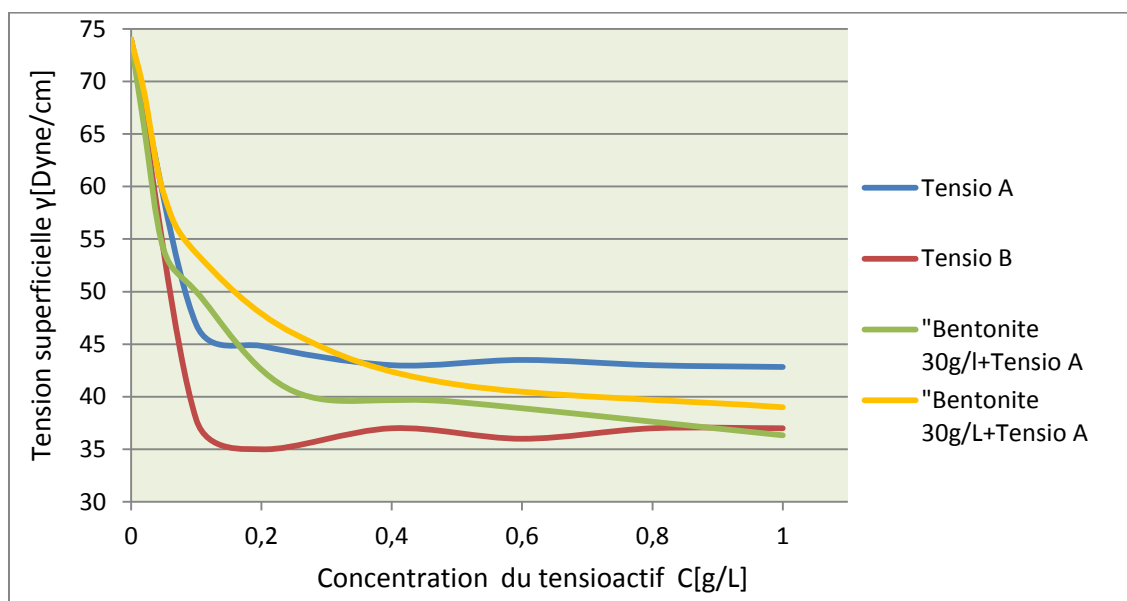


Figure V.2: Influence de la bentonite sur la tension superficielle des tensioactifs

Pour la figure V.2 la bentonite a eu un effet différent sur les tensioactifs, pour la solution contenant le tensioactif anionique, l'argile a fait baisser sa tension superficielle, contrairement pour au tensioactif non ionique ou là on observe une augmentation de celle-ci.

En présence de bentonite de charge négative, la tension superficielle du tensioactif anionique baisse donc il y a plus de molécules de tensioactifs a la surface, on suppose que l'ajout de la bentonite défavorise la formation de micelle par cause de répulsion.

Pour le tensioactif non ionique on peut expliquer par le fait qu'il n'y ait pas de répulsion, certain molécules tensioactifs se fixe sur l'argile donc moins de tensioactif en surface d'où cette augmentation de la tension superficielle observer

V.2 Etude minéralogique du mélange bentonite/polymères : Méthode de la wet-cell Statique :

La méthode consiste à étudier les variations minéralogiques par DRX des mélanges de solides et de liquides. Le tableau V.1 synthétise les valeurs de distance et d'intensité obtenues pour de la fraction fine de bentonite mélangée a des solutions de polymère.

Tableau V.1: Analyse minéralogiques des mélanges bentonite/polymères

Échantillons	Composition minéralogique	$d_{001}[\text{Å}] / I [\text{Cts}]$ Montmorillonite		Observations
Bentonite 63 μ + PHPA	Mt15 Å, Q, F, (D+I+K) en trace, Cristobalite	15,20	10734	Faible variation de l'intensité et de d_{001} du pic principal de la montmorillonite Pas de changement sur le plan minéralogique
Bentonite 63 μ + Silicate	Idem	15,42	10886	
Bentonite 63 μ + Glycol	Idem	15,17	9525	
Bentonite 63 μ		15.37	19000	

La série d'essais effectuée sur la bentonite, avec ses différents traitements entrepris (ajouts de polymères et autres produits, seuls ou en combinaisons) montre que les changements minéralogiques induits ne sont pas très significatifs.

En termes de précautions, Il faut tenir compte du phénomène de contraction de l'échantillon lors des cycles d'analyse, qui a un impact direct sur la forme des diffractogrammes obtenus. Ces résultats sont à recouper avec ceux obtenus avec d'autres techniques d'investigation telles que les mesures rhéologiques, réactivité et granulométrie etc. Au cours des cycles d'analyse, des variations de poids ont été constatés, dues probablement à l'évaporation des produits insérés, y compris l'eau d'hydratation.

Les tableaux A1, A2 (en annexe) montrent que pour l'ensemble des bentonites à plusieurs cycles (durée d'interaction), les distances réticulaires sont assez proches (15 Å), ce qui laisse

supposer que l'insertion du PHPA, Glycol ou des Silicates n'est pas possible. Cependant, l'analyse des courbes de rhéologie et des autres caractéristiques révèlent une forte interaction.

Ceci montre la possibilité d'adsorption superficielle des polymères sur les argiles faisant affecter les propriétés rhéologiques. A propos, de cette partie de l'étude, on note que plusieurs travaux antérieurs évoquent les possibilités d'insertion des PHPA ou des silicates à l'intérieur de la structure des argiles, cependant les résultats obtenus montrent clairement que le mécanisme d'inhibition est certainement gouverné par l'encapsulation (cas du PHPA), adsorption des molécules d'eau (cas des glycols) ou de la gélification in-situ (cas des silicates).

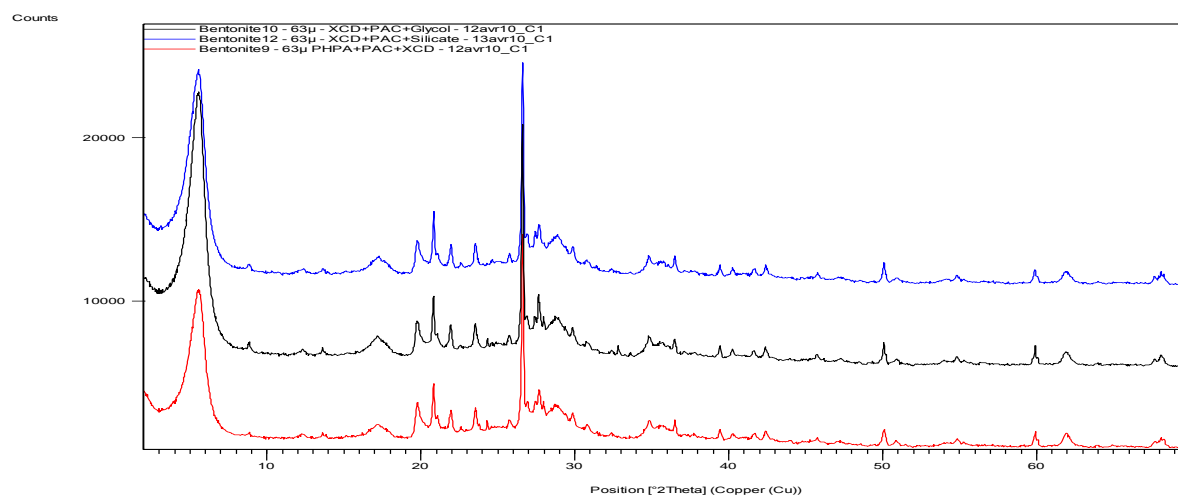


Figure V.3 : Comparaison des différents diffractogrammes de la bentonite avec différents mélanges de polymères

V.3 : Etude de l'ajout d'additifs sur les propriétés rhéologiques de la bentonite :

Dans cette partie du travail, on s'est intéressé à étudier le comportement rhéologiques des mélanges XCD+PAC avec les trois inhibiteurs (PHPA, Silicate et Glycol).

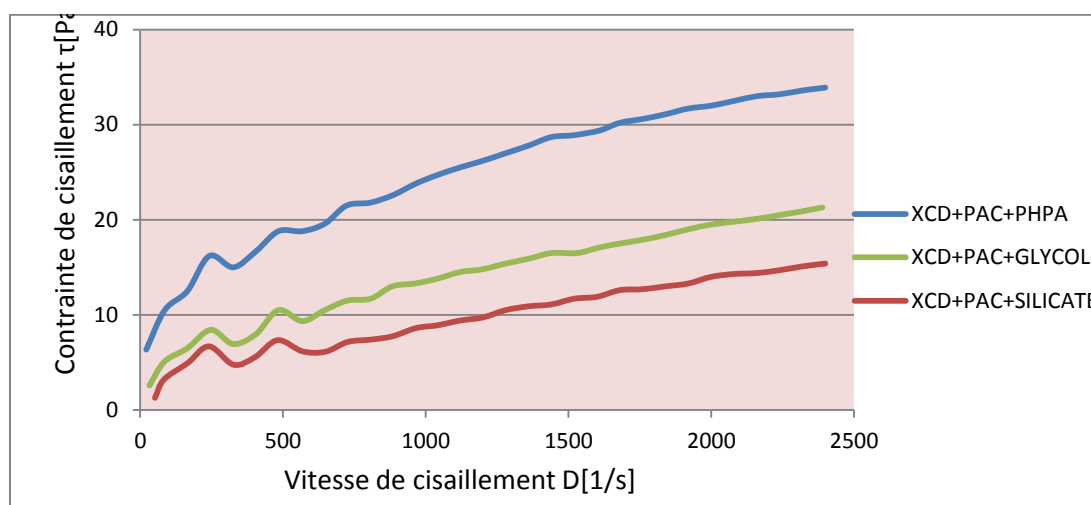


Figure V.4 : influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [0.63]

On observe d'après la Figure V.4 que le mélange XCD+PAC+PHPA fait augmenter le plus la contrainte de cisaillement. Le PHPA qui a fait la différence par sa viscosité supérieure au Silicate et au Glycol et par son mécanisme d'inhibition qui conduit à une "encapsulation" ce qui a pour conséquence d'avoir d'énormes molécules faisant augmenter la viscosité ce qui implique une contrainte de cisaillement supérieure à celle du polymère seul.

La figure qui suit représente les rhéogrammes des différentes fractions de bentonite en solution avec le mélange XCD+PAC+PHPA

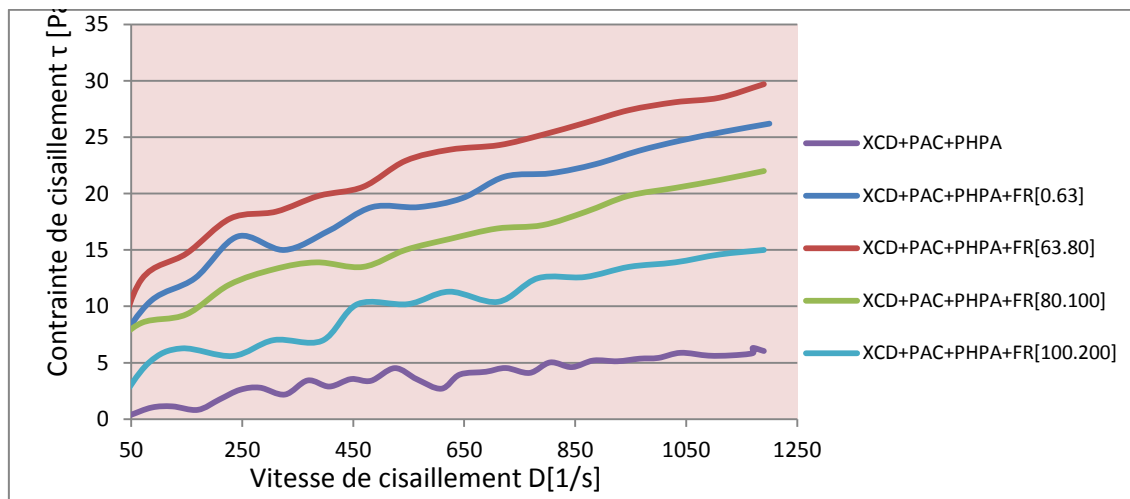


Figure V.5: Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs

La Figure V.5 démontre que plus la bentonite est fine plus la contrainte de cisaillement est importante, cela peut être expliqué par l'augmentation de la surface de contact. Plus la bentonite est fine plus le contact polymère-argile est important est donc et plus elles sont apte à être imbibé d'eau ou de mélange d'additifs ce qui favorise le gonflement et augmente la viscosité par la même occasion la contrainte de cisaillement.

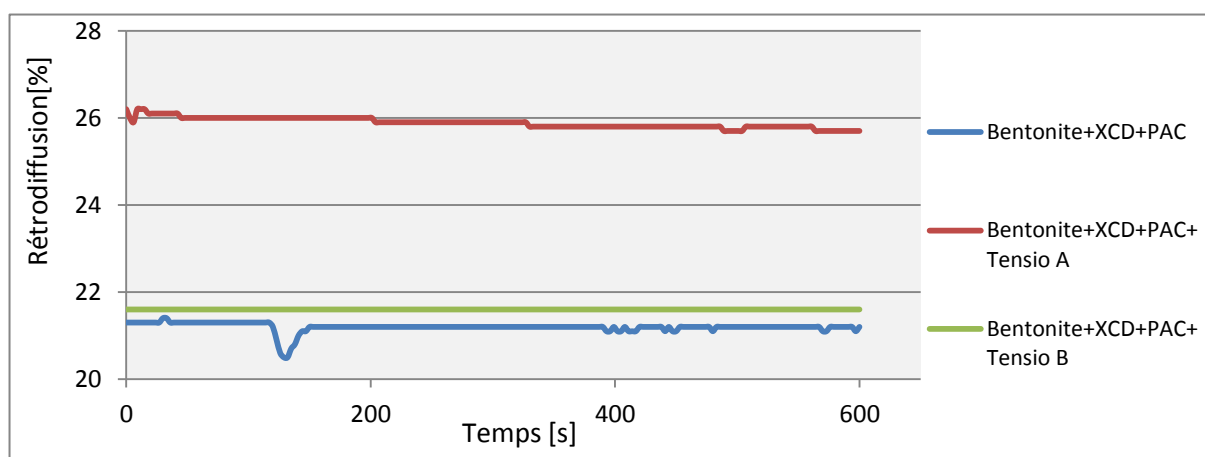


Figure V.6 : Influence des tensioactifs sur la rétrodiffusion

La figure V.6 démontre que le comportement des tensioactifs vis-à-vis d'une solution contenant de la bentonite plus XCD et PAC, que le comportement est le même que celui observé plus haut avec le PHPA.

VI. Caractérisation du fluide de forage :

VI.1. Tests API :

VI.1.1. Préparation de la boue :

Il est important de suivre un protocole bien déterminé pour la confection de la boue :

Par l'utilisation du malaxeur Hamilton Beach, mélanger les additifs à 15 minutes d'intervalle selon un ordre bien précis :

Bentonite, XCD, PAC, l'inhibiteur d'argile (PHPA, Glycol ou Silicate), le tensioactif (anionique ou non ionique) et enfin le KCl.

Laisser vieillir au minimum 16 heures.

En premier lieu, nous avons opté pour les concentrations suivantes :

Tableau VI.1 : Concentrations choisies

XCD	PAC	Bentonite	Tensio A	Tensio B	KCl	Glycol	Silicate	PHPA
0.1%	0.5%	3%	Variable	variable	3%	0.5%	0.5%	0.5%

VI.1.2 Effet du tensioactif :

Afin de connaître l'effet du tensioactif, nous avons préparé un mélange étalon et deux systèmes (l'un avec le Tensioactif anionique et l'autre avec le non ionique).

Tableau VI.2 : Effet des tensioactifs sur le mélange XCD+PAC

Paramètre	XCD+ PAC	XCD+PAC+0.02%Tensio A	XCD+PAC+0.02%Tensio B
D	1.01	0.97	0.98
pH	8.5	8.5	8.5
VA	10.5	11	10.5
VP	9	9	8
YV	3	4	5
Gel ₀	0.5	0.5	1
Gel ₁₀	0.5	0.5	1

On constate que le tensioactif fait baisser la densité, ceci peut-être expliqué par la formation de mousse lors de l'agitation.

Soit A : Bentonite + XCD+PAC.

Tableau VI.3 : Effet des tensioactifs + bentonite sur les tests API

Paramètre	A	A+ 0.02% Tensio A	A+0.02%Tensio B	A+0.01%Tensio A +0.01%Tensio B
D	1.01	0.87	0.98	0.93
pH	9	9	9	9
VA	22.5	51	22.5	35.5
Vp	15.5	39	26	23
Y value	14	24	7	25
Gel ₀	3	7	5	3.5
Gel ₁₀	5	10	8	4
Volume du filtrat	12 mL clair	10 mL clair	10mL clair	11mL clair

On constate que l'ajout du tensioactif donne un effet moussant au fluide de forage (stable) et diminue la densité (expliqué par la formation de mousse et de bulle d'air). On remarque également l'augmentation considérable de la viscosité pour le système avec Tensio A.

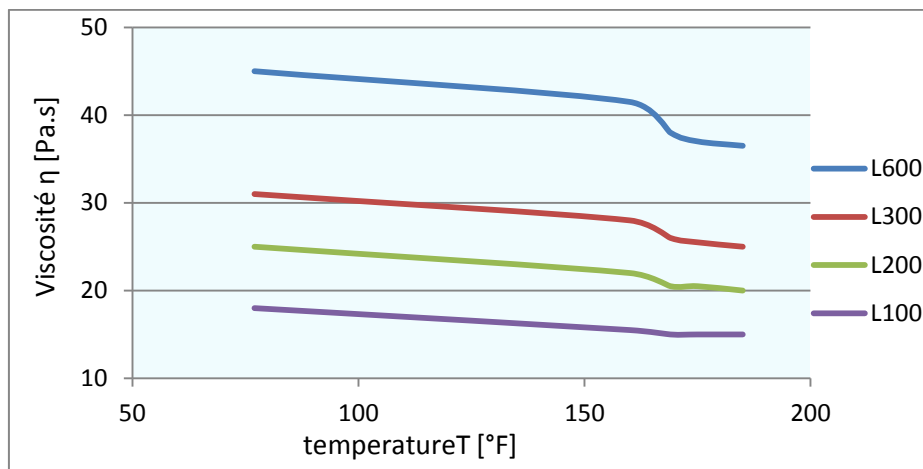


Figure VI.1: Influence de la température sur la viscosité du mélange (Bentonite+XCD+PAC+Tensio B)

Influence de la concentration du Tensio A :

Système : Bentonite+XCD+PAC :

Tableau VI.4 : Caractérisation Test API de la boue avec différentes concentrations du Tensio A

Paramètre	Système +0.01% Tensio A	Système +0.02% Tensio A	Système +0.05% Tensio A
d	0.96	0.87	0.77
pH	9	9	9
VA	42.5	51	70
VP	26	39	59.5
Yvalue	33	24	21
Gel₀	5	7	8
Gel₁₀	7.5	10	14
V	10.4mL clair	10 mL clair	7.2mL clair

Les essais avec différentes fractions du Tensio A nous ont permis de voir que plus la concentration du tensioactif anionique augmente plus l'effet de mousse augmente, ainsi que les viscosités plastique et apparente, le gel₀ et le gel₁₀

Nous remarquons aussi une diminution de la densité, du volume de filtrat et de la Yield value, Aprioris plus la concentration du Tensio A est grande plus la boue est performante, cependant après 12 heures, on constate une séparation de phase pour les systèmes avec 0.01% et 0.05%, ce qui indique que pour ces concentrations les systèmes sont instable après vieillissement. Au regard des résultats obtenus, nous avons opté pour un système avec 0,02% de Tensio A

Influence de la concentration du Tensio B :

Système A: Bent+XCD+PAC+PHPA+KCl+Tensio A 0.02%

Tableau VI.5 : La boue avec Différentes concentrations de Tensio B

Test	Système	Système+0.02% Tensio B	Système+0.04% Tensio B
D	0.97	0.98	0.99
pH	9	9	9
VA	26.5	16.6	17
VP	16	13	13
Yvalue	21	7	8
Gel ₀	3	0.5	0.5
Gel ₁₀	2	1	1
V	9.8 mL (clair)	10.1mL (trouble)	10.4 mL (trouble)

Le KCl est le sel le plus utilisé dans les systèmes de boue aux polymères, il joue le rôle d'inhibiteur minéral. L'ajout du KCl dans la suspension de bentonite fait chuter la viscosité car le sel réagit avec les polymères (vu dans (le chapitre III))

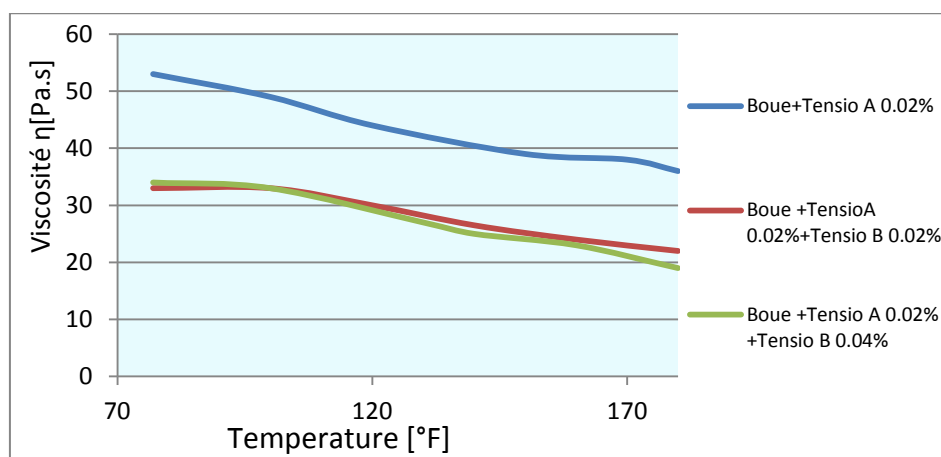


Figure VI.2:Influence de l'ajout du Tensio B sur La viscosité de la boue

On constate après vieillissement que les trois systèmes restent stables et que le Tensio B fait augmenter la densité et fait chuter la viscosité, le gel₀ et le gel₁₀. Ces observations nous ont mené à éliminer définitivement le Tensio B.

VI.1.3.Choix de l'inhibiteur :

Le choix des polymères inhibiteurs (PHPA, Glycol et Silicate) est motivé par leur utilisation fréquente ainsi qu'ils présentent les meilleurs pouvoirs d'inhibition des argiles. Ces qualités sont très recherchées dans les fluides de forage afin d'éviter l'endommagement de la roche réservoir et la dispersion des cuttings. Le polymère participe à faciliter la mise en suspension des solides, à la formation du cake au cours du processus de filtration réduisant ainsi le volume filtré.

Système B : Bentonite +XCD+PAC+Tensio A+KCl

Tableau VI.6 : La boue avec Différents inhibiteurs

Paramètre	Système B+PHPA	Système B+Silicate	Système B+Glycol
D	0.97	0.96	0.89
pH	9	10.5	9
VA	26.5	18.5	16
VP	16	11	10
Yvalue	21	15	12
Gel₀	3	8	2
Gel₁₀	2	11	2
V [mL]	9.8	16.4	10.4

On constate que la VP est faible dans les systèmes avec le Glycol et le silicate. Afin d'améliorer cette propriété, nous avons rajouté 0,1% de XCD afin d'augmenter la viscosité

Tableau VI.7 : après ajout de 0.1% de XCD

Lecture	Système B +Silicate	Système B+ Silicate +0.1% XCD	Système B +Glycol	Système B +Glycol + 0.1% XCD
V_A	18.5	29	16	26.5
V_p	11	20	10	18.5
Y_{value}	15	18	12	16
Gel₀	8	8.5	2	2.5
Gel₁₀	11	15	2	3

On observe sur le tableau VI.6 que les trois inhibiteurs utilisés (PHPA, Glycol, Silicate) à ce moment de l'étude donnent des résultats équivalents d'un point de vue performance (le glycol donne une meilleure densité alors que le PHPA donne une bonne VP et le Silicate de bons gels).

Donc le choix de l'inhibiteur se fera selon les caractéristiques de la boue exigée.

On observe sur le tableau VI.7 que l'ajout de 0,1% de XCD à fait augmenter la VP de près de 50%, ce qui nous a fait décider de faire passer la concentration du XCD de 0,1% à 0,2% pour la suite:

VI.2 La Boue réservoir :

Il faut savoir que le fluide de forage utilisé pour les terrains morts pour forer n'est pas le même quand on se rapproche de la roche réservoir. La différence réside dans deux paramètres importants

- A. la densité, le fluide doit avoir une densité en fonction de la pression du réservoir (pression de gisement). Une densité plus faible peut causer une éruption du puits, alors qu'une densité plus grande peut endommager le réservoir. être très dense (environ 1,2) à cause de la pression qui règne en profondeur)
- B. La viscosité : De même, au niveau du réservoir souvent on ne recherche pas une viscosité importante car la formation est bien consolidée et ne nécessite pas une mise en suspension.

D'où la différence du % de bentonite utilisée (3% pour les terrains morts et 1% pour le fluide utilisé au niveau du réservoir). Cela est dû au risque d'endommagement de la roche réservoir provoqué par une forte teneur en solides (Bentonite).

Pour atteindre une densité élevée et sans changer les propriétés du système sur chantier on utilise de la Barite, c'est un alourdissant (densité 4,2) inerte chimiquement.

La quantité de Barite à utiliser est calculée suivant la formule :

$$x = (df - di / da - di) * da$$

Où x : tonnes d'alourdissant à ajouter par mètre cube de boue.

df : densité finale à obtenir.

di : densité initiale de la boue.

da : densité de l'alourdissant.

Pour une meilleure stabilité du système, le % massique de l'inhibiteur a été doublé dans tout ce qui suit donc on passe de 0.5% à 1% de fraction massique de l'inhibiteur

Tableau VI.7 : Les formules proposées pour la boue réservoir

Formulation	XCD	PAC	Bentonite	Tensio A	KCl	Glycol	Silicate	PHPA	Barite
Boue1	0.2%	0.5%	1%	0.02%	3%			1%	3%
Boue2	0.2%	0.5%	1%	0.02%	3%		1%		3%
Boue3	0.2%	0.5%	1%	0.02%	3%	1%			3%
Boue4	0.2%	0.5%		0.02%	3%		1%		3%

Tableau VI.8 : La boue avec des différents inhibiteurs avant et après ajout de Barite

caractéristique	Boue1	Boue 2		Boue3		Boue4	
	Sans Barite	sans Barite	Avec Barite	sans Barite	Avec Barite	sans bentonite	plus Barite
D	1.02	1	1.14	0.93	1.21	1.02	1.17
pH	9	9.5		9		11	
V [mL]	21.6	19.6	17.2	10.8	17.8	----	20
VA	27.5	17	15	11.5	15	9.75	11
VP	18	12	3	9	12	7.5	9
Yvalue	19	10	24	5	6	4.5	4
Gel₀	2.5	1	1	0	0	0.5	1.5
Gel₁₀	3	2	1	1	2	1	1

Pour l'ensemble des boues, après 24 heures, on constate une bonne stabilité des systèmes mais une quantité de filtrat obtenue supérieure à 15 ml avec de faibles valeurs des gels (< 3). Ceci nous a amené à considérer que notre système ne peut être utilisé comme fluide modèle pour le réservoir.

La boue N° 1 n'a pas été considéré (boue avec PHPA) vu qu'après l'ajout de la Barite nous avons observé après 24 heures un dépôt important de Barite. Ce phénomène est souvent appelé « Settling phenomena » qui indique une instabilité de la Boue. Ceci était attendu car le PHPA est utilisé pour les fluides à faible teneur en solide.

On constate que pour toutes les boues, les volumes de filtrats sont trop importants, du fait que le % massique en bentonite est trop faible (1%). Dans les formulations qui suivent, le % massique en bentonite sera de 2.5%.

Après avoir optimisé les concentrations des différents additifs (Viscosifiants, réducteurs de filtrat, inhibiteurs d'argile) nous avons opté pour une concentration en bentonite de 2,5%

Tableau VI.9: Les formulations de boue avec 2,5% en Bentonite

Formulation	XCD	PAC	Bentonite	Tensio A	KCl	Glycol	Silicate	PHPA
Système glycol	0.2%	0.5%	2.5%	0.02%	3%	1%		
Système silicate	0.2%	0.5%	2.5%	0.02%	3%		1%	
Système PHPA	0.2%	0.5%	2.5%	0.02%	3%			1%

VI.2 : Role de l'Ajout du tensioactif anionique :

Après avoir sélectionné le tensioactif adéquat et optimisé les concentrations, nous avons préparé des systèmes avec et sans tensioactifs pour comprendre le rôle que joue ce dernier, le tableau VI.10 représente les résultats des tests effectués

Tableau VI .10: Systèmes sans tensioactifs avec différents inhibiteurs

Paramètre	Système PHPA		Système Silicate		Système Glycol	
	Avec Tensio A	Sans Tensio A	Avec Tensio A	Sans Tensio A	Avec Tensio A	Sans Tensio A
D	0.97	1	0.96	1.01	0.89	1.01
pH	10	10	11.5	11	10.5	10
VA	26.5	28.5	15.25	12.5	37.5	11.5

VP	17	18	10.5	9	20	8
Yvalue	19	21	10.5	7	25	7
Gel₀	2	2	2	2	5	1
Gel₁₀	3.5	3.5	3	2.5	6	2
V	10.2	10.6	22	14	11	10

Après la série de formulations étudiées, et vu les caractéristiques obtenues, le problème est posé au niveau du choix de l'inhibiteur car les trois inhibiteurs testés (PHPA, Silicate et Glycol) possèdent des avantages et des inconvénients. A ce sujet, on observe :

- qu'après 24 heures de vieillissement, une stabilité pour les trois systèmes proposés sur le tableau VI.10
- On note une nette amélioration des propriétés de filtration et de la viscosité.
- En ce qui concerne les inhibiteurs, on constate que les silicates donnent un grand filtrat et un gel faible. Le PHPA donne aussi de faibles valeurs de gel et c'est finalement le Glycol qui donne les meilleurs résultats.

En comparons les systèmes avec et sans tensioactif anionique, on constate que ce dernier influe sur la densité de la boue pour les 3 systèmes d'inhibiteurs, cependant il n'apporte aucun autre changement au système de PHPA.

Pour le système avec Silicate, on constate qu'il y a une légère hausse de la viscosité des gels et de la contrainte seuil mais que le filtrat dépasse la valeur de consigne.

Pour le système avec le Glycol, l'ajout du tensioactif anionique fait baisser la densité, augmente la viscosité, les gels et la contrainte seuil et nous donne une faible valeur de filtrat.

Selon les formulations étudiées, l'inhibiteur le mieux adapté qui peut être associé au Tensio A est le Glycol avec une concentration de 1%.

VII. Etude du pouvoir inhibiteur des fluides de forage :

Procédure : On pèse une masse bien déterminée de chaque catégorie des déblais tamisés au préalable et on détermine l'humidité initiale à 105 °C, on mélange les déblais avec le fluide et on verse la mixture dans des cellules. Les cellules sont introduites dans le Hot-Rolling (Température et agitation) pendant 8 h à une température de 180°F. Après ce temps de séjour des cellules en Hot Rolling, la boue contenant les déblais est tamisée à travers la même série de tamis utilisés avant mélange des déblais avec la boue : 2 , 0,800, 0,200 mm..

Après le passage de la boue à travers les tamis, celle-ci est récupérée pour être testée, les déblais seront retenus sur les tamis pesés puis lavés avec une solution de KCl d'une concentration de 100 g/L. Après la récupération des déblais des tamis et pesage, ils seront passés à l'étuve à 105°C pendant 1 h, puis finalement pesés.

Tableau VI.1 : Caractéristiques des fluides après Hot Rolling

Test	Système +PHPA	Système +Silicate	Système +Silicate-SHL	Système +Glycol
pH	8.5	9	10	6.5
VA	25	13	12.5	/
VP	16	8.5	8	
Y value	18	9	9	
Gel ₀	2.5	1	1.5	
Gel ₁₀	3	1	2	
V[mL]	12	20	16	

On constate que pour l'ensemble des systèmes, le fluide reste stable malgré l'effet de la température et de la rotation en Hot Rolling.

Remarque :

- Les tests de viscosité n'ont pas pu être fait sur le système + glycol du fait qu'une bonne partie de la boue s'est évaporée et le volume restant n'étant pas suffisant.
- Les tableaux qui suivent récapitules les % de récupération et le % d'humidité des échantillons après Hot Rolling.

Tableau VII.1: Test d'inhibition sur la boue PHPA

PHP A	W1	W2	Masse apres kcl(g)	Masse prelevée(g)	W3	Le facteur de correction (C)	Le pourcentage de récupération	Le pourcentage d'humidité de l'échantillon récupéré
2000 μ	12,18	10,88	8,65	7,549	5,323	88,75%	49,24%	29,48
800 μ	7,03	25,8	22,88	15,553	10,794	97,5%	157,39%	30,59
200 μ	5,25	14	11	4,99	3,557	97,17%	69,72%	28,71

Tableau VII.2: Test d'inhibition sur la boue Glycol

Glycol	W1	W2	Masse après kcl(g)	masse prélevée(g)	W3	Le facteur de correction (C)	Le pourcentage de récupération	Le pourcentage d'humidité de l'échantillon récupéré
2000 μ	12,12	2,93	2,9	1,915	1,638	88,75%	15,22%	14,46
800 μ	7,12	21,93	17,29	13,717	10,267	97,5%	147,82%	25,15
200 μ	5,19	16,4	15,7	9,843	6,205	97,17%	123,03%	36,96

Tableau VII.3:Test d'inhibition sur la boue Silicate

Silicate	W1	W2	Masse après kcl(g)	masse prélevée(g)	W3	Le facteur de correction (C)	Le pourcentage de récupération	Le pourcentage d'humidité de l'échantillon récupéré
2000μ	12,08	1,16	1,12	1,093	0,929	88,75%	8,66%	15
800μ	7,07	15	14,9	11,639	9,388	97,5%	136,12%	19,34
200μ	5,3	19,9	15,28	9,612	6,187	97,17%	120,13%	35,63

Tableau VII.4:Test d'inhibition sur la boue Silicate sans Tensio A

Silicate Sans Tensio A	W1	W2	après kcl	masse prélevée	W3	Le facteur de correction (C)	Le pourcentage de récupération	Le pourcentage d'humidité de l'échantillon récupéré
2000μ	12,11	6,3	5,53	2,311	1,804	88,75%	16,78%	21,93
800μ	7,14	24,2	17,67	12,679	8,948	97,5%	128,46%	29,42
200μ	5,24	17,65	11,6	9,064	5,738	97,17%	112,69%	36,69

On sachant que :

- Le pourcentage de récupération est : $(W3)/(W1.C).100$.
- Le pourcentage d'humidité de l'échantillon récupéré est : $(W2-W3) / (W2).100$
- C= (1-% humidité initiale)
- W1 : masse initiale des cuttings utilisés (Masse avant hot rolling(g)).
- W2 : masse de l'échantillon après hot-rolling.
- W3 : masse de l'échantillon sans humidité (après chauffage jusqu'à masse constante).

Le % d'humidité pour les fractions avant Hot Rolling : 11.25% pour les fractions > 2000μ
2.45% pour les fractions entre 2000 et 800μ et 2.82% pour les fractions entre 8.200et 800μ

Le lavage au KCl a pour but d'éliminer les molécules de polymères des déblais

La récupération de plus de 100% pour les fractions 0.8 et 0.2 indique une fragmentation des cuttings lors du test.

On constate d'après les résultats que le système avec PHPA donne le meilleur taux de récupération et que les taux humidités sont presque identiques (28 à 30%) car il faut savoir qu'une différence d'humidité implique généralement une mauvaise inhibition. Une grande viscosité implique une bonne récupération (bonne inhibition), (le PHPA donne de grande valeurs de VP),pour le système avec le Glycol, on constate une bonne récupération pour les fractions fines légèrement devant les systèmes de Silicate avec et sans tensioactif qui lui a donné un faible taux de récupération expliqué du fait , qu'un grand filtrat (22 mL pour le système avec Silicate) peut aussi donner une mauvaise inhibition (faible récupération),

La comparaison des systèmes de silicate avec et sans tensioactif a démontré que le système avec tensioactif a donné un plus grand taux de récupération pour les fractions fines.

Le PHPA a donné les meilleurs résultats ce qui étaient attendus vu qu'avec des molécules assez grosses (dimension et masse moléculaire), le PHPA encapsule les particules argileuses. Son efficacité est importante pour les grosses particules ce qui laisse imaginer que les grosses molécules agissent mieux avec les grosses particules argileuses. Cependant, son efficacité est moindre pour les faibles dimensions de particules ($d < 0.8$) car il y a eu moins de fragmentations des grandes particules donc moins de récupérations pour les plus fines ..

Les silicates et glycol sont plus efficaces pour les faibles dimensions ce qui peut être expliqué par le fait que les silicates agissent par inhibition in-situ (gélification) et le glycol agissent par déshydratation (captage des molécules d'eau). Ces deux mécanismes agissent préférentiellement avec les faibles dimensions. La présence de tensioactif a fait encore améliorer l'efficacité vis-à-vis des faibles particules.

L'explication qu'on peut avancer de la différence des résultats entre les 3 inhibiteurs est la différence dans les mécanismes d'inhibition (encapsulation pour le PHPA, gélification pour le Silicate et déshydratation pour le Glycol).

Conclusion :

L'objectif principal de ce travail était d'aboutir à une formulation d'une boue de forage à base d'eau en introduisant les tensioactifs comme nouveaux additifs et d'étudier l'apport de chaque additif sur les différentes propriétés physico-chimiques, ainsi contribuer à la compréhension et à la détermination du rôle de chaque additif sur une propriété donnée.

Ce travail nous a permis en, plus de la familiarisation avec le domaine du forage et des fluides de forage, de dégager quelques tendances en termes d'utilisation des tensioactifs. L'étude de la tension superficielle des produits utilisés a démontré que l'ajout de tensioactifs à des solutions de polymères fait baisser la tension superficielle. On remarque, par exemple, que le PHPA agit comme un tensioactif vis-à-vis de la tension et que les suspensions de bentonite la font augmenter sauf avec le tensioactif anionique, ceci peut-être dû probablement à un phénomène de répulsion.

L'étude minéralogique par DRX a montré que plus la bentonite est fine moins l'intensité est grande, ceci indique une plus grande surface de contact, On constate aussi que plus la bentonite est humide, plus l'intensité est importante cela est expliqué par un plus grand espacement des feuillets.

La méthode Wet-Cell statique des différents mélanges polymères/bentonite a démontré que l'ajout de polymère à de la bentonite n'a pas eu d'influence sur la distance réticulaire (15 \AA), ce qui laisse supposer que l'insertion du polymère entre les feuillets ne se fait pas par adsorption dans des conditions de faibles teneurs en eau.

L'étude rhéologique des solutions de polymères a mis en évidence un comportement rhéofluidifiant et que la loi rhéologique de Bingham étant la plus adéquate pour décrire le comportement rhéologique de ce type de polymère. Vu que la contrainte de cisaillement a une relation directe avec la viscosité, c'est le PHPA qui donne la plus grande contrainte de cisaillement. On constate aussi que l'ajout de tensioactifs à une solution de polymère fait augmenter son taux de cisaillement grâce à un apport de viscosité selon la loi d'Einstein.

Pour la bentonite, on remarque que la contrainte de cisaillement est déterminée par deux paramètres :

- La granulométrie : plus elle est fine, plus on a un taux de cisaillement élevé, cela est dû à une augmentation de la surface de contact.
- Le vieillissement : plus la bentonite reste en solution, plus elle gonfle d'où une augmentation de la viscosité ce qui engendre une contrainte de cisaillement plus élevée.

Les différents mélanges polymères/bentonite ont révélé des contraintes de cisaillement importantes. Le mélange PHPA/bentonite donne la contrainte la plus importante. Cette différence de comportement est expliquée par le mécanisme d'inhibition. Le PHPA inhibe le gonflement et la dispersion des argiles par encapsulation et agit par un effet stérique, alors que pour les glycols et les silicates l'effet électrocinétique l'emporte sur l'effet stérique.

L'étude de la transmission de la lumière des solutions de polymères a montré que celle-ci est inversement proportionnelle à leurs viscosités car plus un polymère est visqueux plus ces macromolécules sont volumineuses ce qui ne favorise pas la transmission de la lumière. On remarque également que le tensioactif anionique améliore la transmission des solutions polymères et polymère/bentonite contrairement au tensioactif non ionique, cela peut s'expliquer par un effet de répulsion entre les molécules polymères-tensioactifs ce qui conduit à une diminution de la dispersion des molécules favorisant ainsi la transmission de la lumière. Pour le tensioactif non ionique pas de répulsion mais un phénomène d'accumulation et d'agglomérations des molécules polymères/tensioactifs diminuant par conséquent la transmission de la lumière.

Les différents tests API ont permis d'établir plusieurs facteurs concernant les formulations de boue proposée dans le cadre de ce travail :

- Les tensioactifs font baisser la densité de la boue surtout avec le tensioactif anionique, ceci s'explique par la formation de mousse.
- Le tensioactif anionique augmente d'avantage la viscosité du système par rapport au non ionique.
- Le système avec 0,02% de tensioactif anionique s'est révélé le plus stable

La comparaison des résultats obtenus nous a amené à opter pour un système avec un tensioactif anionique à 0,02%.

Choisir un parmi les trois inhibiteurs proposés s'est avéré très compliqué, en effet pour les différents tests API les trois inhibiteurs ont montré de bonnes performances soit pour la viscosité, les gels ou le filtrat.

Les tests d'inhibition nous ont démontré que celle-ci dépend du mécanisme avec lequel agit l'inhibiteur: encapsulation, déshydratation ou gélification et ainsi de l'effet de la viscosité et du filtrat.

La comparaison des systèmes avec et sans tensioactifs nous a permis de dégager les points suivants :

1. En présence de tensioactif anionique c'est le Glycol qui donne de meilleurs résultats suivi par le PHPA et le Silicate.
2. En absence de tensioactif anionique, on constate qu'il n'y a pas d'inhibiteur congru, qui offre plus au moins les mêmes performances.
3. Les résultats obtenus montrent que seul 0.02% de tensioactif suffit et qu'on peut optimiser le pourcentage de bentonite à 2.5%.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Forage Rotary (La boue de forage) Edition Technip année 1972. Publie par PETROLUM EXTENSION SERVICE, THE UNIVERSITY OF TEXAS-DIVISION OF EXTENSION AUSTIN, TEXAS
- [2] Mr KHODJA Mohamed (Thèse de doctorat de l' Ecole Polytechnique de Toulouse 2008) LES FLUIDES DE FORAGE: ETUDE DES PERFORMANCES ET CONSIDERATIONS ENVIRONNEMENTALES.
- [3] NGUYEN J., P., « *fluide de forage* », Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip, 1993.
- [4] MICHAEL J. ECONOMIDES, et al., " *Petroleum well construction*", édition John Wiley & sons. 1988. pp. 199 – 204.
- [5] LANDRIOT G., « *Fluide de forage* », édition Technip 1968.
- [6] Baker Hughes Ineq ' Fluid Facts, Engineering handbook 1998
- [7] baroid hand book 1998
- [8] GARCIA C., PARIGO P., « *Boues de Forage*», Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [9] Mlle BELHADJ Ratiba <http://membres.multimania.fr/csse/Les%20argiles.PDF>
- [10] F. Bultel., (thèse doctorat. Ecole nationale des ponts et chaussées, 2001) «Prise en compte du gonflement des terrains pour le dimensionnement des revêtements des tunnels»,
- [11] J. Wakim., (thèse de doctorat. Ecole nationale supérieure des mines de Paris, 2005) «Influence des solutions aqueuses sur le comportement mécanique des roches argileuses»
- [12] PEDRO G. « Les minéraux argileux, 47-64, dans pédologie. 2-Constituants et propriétés du sol. Eds. Duchaufour Ph. et Southier B. Masson, Paris 665p 1994
- [13] R. Morel., «les sols cultivés». Ed. Lavoisier, Paris, 1996.
- [14] Jean Duval, « Utilisation de la bentonite et autres argiles en alimentation animale ». Mai 1993. http://eap.megill.ca/AgroBio/ab_h.htm
- [15] C. Abdelouahab, H. Ait Amar, T. Z. Obretenov & A. Gaid., «Physicochemical and structural characteristics of some bentonitic clays for north-western algeria, analisis», 16, 292-299, 1988.
- [16] M. ILTIS, « contribution à l'étude du traitement des argiles gonflantes en cours de forage » thèse de docteur ingénieur 1978
- [17] **Sharon J. Anderson** Dep. of Crop and Soil Sciences, Michigan State Univ., East Lansing, MI 48824-1325 , publié dans Soil science society of America 1997
- [18] **Garrison Sposito** Dep. of Soil Science, Univ. of California, Berkeley, CA 94720 1992
- [19] White et Zelazny, 1988 THE INFLUENCE OF URANYL HYDROLYSIS AND MULTIPLE SITE-BINDING REACTIONS ON ADSORPTION OF UV TO MONTMORILLONITE. Clays Clay Miner. 36, 141-146,
- [20] Cesium-Adsorption Method for Measuring Accessible Structural Surface Charge
- [21] MOREL Laetitia MONTICELLI Sylvie "Renforcement des polymères par des nanocharges" école des mines Paris avril 2007
- [22] Gottfried W. Ehrenstein ; Fabienne Montagne « Matériaux polymères » pp 365, 2000. Hermes science publications
- [23] MICHEL FONTANILLE, YVES GNANOU « chimie et physico-chimie des polymères » Dudon, Université Paris V , 2002.
- [24]] BARBARA KATZBAUER, "Properties and applications of xanthan gum", Polymer Degradation and Stability, Elsevier, 59 (1998) 81-84

- [25] JANSON, P.-E., KENNE, L., LINDBERG, B., "Structure of the extracellular polysaccharide from *Xanthomonas campestris*", *Carbohydrate Research*, vol. 45, 275-282 (1975).
- [26] MELTON, L.D. & al. " Covalent structure of the extracellular polysaccharide from *Xanthomonas campestris*: evidence from partial hydrolysis studies ", *Carbohydrate Research*, vol. 46, 245-257 (1976).
- [27] Oh, M-H, So, J-H, et Yang, SM. (1999) Rheological Evidence for the Silica-Mediated Gelation of Xanthan Gum. *Journal of Colloid and Interface Science* 216, 320–328
- [28] JEAN-LUC SIMON, « Gomme Xanthane : agent viscosant et stabilisant », *Techniques de l'Ingénieur*, F4300.
- [29] Capron, I., Brigand, G. et Muller, G. (1997) about the native and renatured conformation of xanthan exopolysaccharide, *Polymer*, vol. 38, 5289-5295
- [30] Bruton, J., Mercer, R. et Paul, D., (2000) The application of new generation CaCl₂ mud Systems in the Deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE Drilling Conf., New Orleans, February. SPE 5905.
- [31] Rosnah, M.S.(2004) Production of carboxymethylcellulose (CMC) from oil palm empty bunch (EFB), MPOB information series, ISSN 1511-7871, Juin
- [32] Young, S.Y. et al. (2001) Novel polymer chemistry increases shale stability, *Drilling Technology*, American Association of Drilling Engineers, 27-29 mars Houston
- [33] « Poly Anionic Cellulose (PAC) »; 1999-2006 Alibaba.com corporations and its licensors. http://lihong.en.alibaba.com/product/50098605/50438737/Oil_Drilling_Liquid_Additives/Poly_Anionic_Cellulose__PAC_.html
- [34] ROSNAH M.S., « Production of carboxymethylcellulose (CMC) from oil palm empty bunch (EFB) », MPOB information series, ISSN 1511-7871, june 2004
- [35] http://greatchem.en.alibaba.com/offerdetail/51910413/Sell_polyanionic.
- [36] Products PAC specification CF CHANGFENG CHEMICAL CO; LTD
www.changfengchem.com
- [37] Lee, L.T. et Somasundaran, P.(1989)*Langmuir* 5, 854
- [38] Darley, H.C.H. et Gray, G.R. (1988) *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 5th Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 630p
- [39] M.A BOUAZIZ, « introduction aux polymères hydrosolubles » Mémoire de fin d'étude a l'Institut Algérien de Pétrole, Boumerdes Mai.2001.
- [40] CLARK RK, & al.: "Polyacrylamide-Potassium Chloride Mud for Drilling Water Sensitive Shales," *Journal of Petroleum Technology* 28, no. 6 (June 1976): 719-726.
- [41] FRASER LJ: "New Method Accurately Analyzes PHPA's in Muds," *Oil & Gas Journal* 85, no. 27, 39-42 (July 6, 1987).
- [42] RYEN CAENN, GEORGE V. CHILLINGAR, « Drilling fluids: state of the art »,
- [43] Chenevert, M.E. (1989) Glycerol mud additive provides shale stability. *Oil Gas J.*, 60–64, Juillet 17
- [44] Perricone, A.C., Clapper, D.K. et Enright, D.P. (1989) U.S.Patent N°.4, 830, 765
- [45] Cliffe, S., Dolan, B. et Reid, P.I. Mechanism of shale inhibition by polyols in waterbased drilling fluids. Paper SPE 28960 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Février 1995
- [46] Yoshiaki, F. (1984) *Clays Clay Min*32,320
- [47] *Silicate drilling fluids technology*, PQ Corporation, 2001.
- [48] ILLER, R.K. "The Chemistry of Silica". New York. John Wiley and Sons. 1979.
- [49] Drappier, J., "Plateaux de contrainte et bandes de cisaillement dans les fluides complexes," Thèse de doctorat de l'Université Paris VII (2004).

- [50] :Noiret N., Benvegna T. and Plusquellec D. (2002) Surfactants from renewable resources. *Actualite Chimique*. 11-12:70
- [51] :Bonnevie C. (1998) Synthèse et étude physico-chimique de nouveaux tensioactifs glucidiques. Chambéry, Ecole Supérieure d'Ingénieurs de Chambéry, Université de Savoie. thèse de doctorat
- [52] :Larpen C. (1993) Tensioactifs. In *Techniques de l'ingénieur*. Vol. K 342, pp 1-15.
- [53] C.E.Chitour , Physico-chimie des surfaces vol 1 OPU, alger 1992
- [54] Elisabeth Guazzelli Rheologie des fluides complexes Octobre 2001
- [55] Mourad GARECHE « Caractérisation mécanique d'un fluide complexes » Thèse présentée à l'I.N.H (magistère) septembre p-192 1997
- 56 G.COARRAZ et J.L.GROSSIORD. « Initiation à la rhéologie ». Laboratoire de physique pharmaceutique centre Châtenay-Malabry Université Paris, 2ème édition revue. p-272, 1991.
- [57] Nicolas TIXIER « APPROCHE DES PROPRIETES RHEOLOGIQUES DE SUSPENSIONS BIOLOGIQUES FLOCULEES » Thèse présentée à UNIVERSITE DE LIMOGES (Doctorat) septembre 2003 p30.
- [58] FOURAR Karim « AMELIORATION DES PROPRIETES RHEOLOGIQUES DES FLUIDES DE FORAGE A BASE DE BIOPOLYMERES : (APPLICATION AUX Puits HORIZONTAUX) » Thèse présentée à UNIVERSITE M'HAMEDBOUGARA BOUMERDES (Magistère) 2007 p23
- [59] J. Mandel. Gauthier Villard. « cours de mécanique des milieux continus ». Paris ; 1966.
- [60] Schremp F.W., Johnson V.L, « Drilling Fluid Filter Loss at High Temperatures and Pressures », Trans. AIME, VOL.195, pp.157-162, 1952.
- [61] Deltour J.E « Colmatage des Formations » dans les fluides de forage, Ed. Technip, Collection Colloques et séminaires, p.165-234, 1968.
- [62] NGUYEN J., P., « fluide de forage », Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip, 1993.
- [63] CD manual of drilling fluids, MI-SWACO
- [64] :Henry Pillière, ingénieur R & D – Inel Con G. Manias, Managing director – FCT ; juin 2002
- [65] :Turbiscan lab Brochure
- [66] H.C.H Darley GEORGE R Gray -Composition and proprieties of drilling and completion fluids -Fifth edition
- [67] Khodja, M., Canselier, J. P. Warr, L. Bergaya, F. et Khodja-Saber, M. (2006c) Les argiles dans le forage pétrolier : Solution à petite échelle pour de grands problèmes. 7ème Journées Scientifiques et Techniques (JST7) de Sonatrach, 28- 29 Novembre, Oran, Algérie
- [68] AHMED KAYACIER, MAHMUT DOGAN "Rheological properties of some gums-salep mixed solutions", Journal of Food Engineering 72, 261–265, 2006.
- [69] Drappier, J., "Plateaux de contrainte et bandes de cisaillement dans les fluides complexes," Thèse de doctorat de l'Université Paris VII (2004).
- [70] C.GARCIA, P.PARIGOT Boue de forage technip 1968

Annexe A :

1. Test de conformité de la Bentonite :

Le test de conformité est effectué selon la norme API 13A SEC 4 : une suspension de 22.5 g de bentonite dissoute dans 350 ml d'eau distillée et vieillie durant 24 heures à T= 16° C. Les essais exigés sont :

- Le volume du filtrat pendant 30 mn sous une pression de 7 bars.
- La viscosité plastique (VP).
- La yield value (YV).
- Le rapport (YV/VP).

La bentonite utilisée est la bentonite algérienne de Maghnia avec une teneur en argile de 83% dont 95% de montmorillonite

Le test de conformité réalisé selon la norme API (2004) est positif, avec une viscosité plastique de 12 cP, un rendement (Yield) de 25 et un filtrat API légèrement élevé 15 mL . Sa capacité d'échange cationique est de 80 méq/100 g d'argile.

Chapitre3:

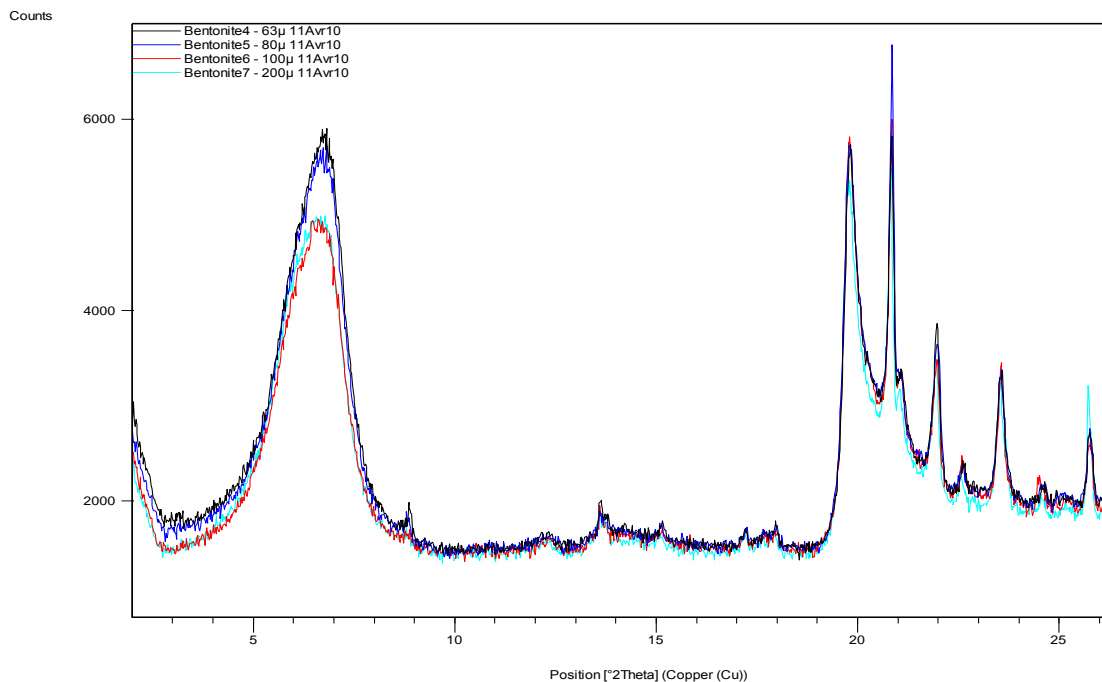


Figure A1 : Diffractogrammes des 4 fractions de bentonit

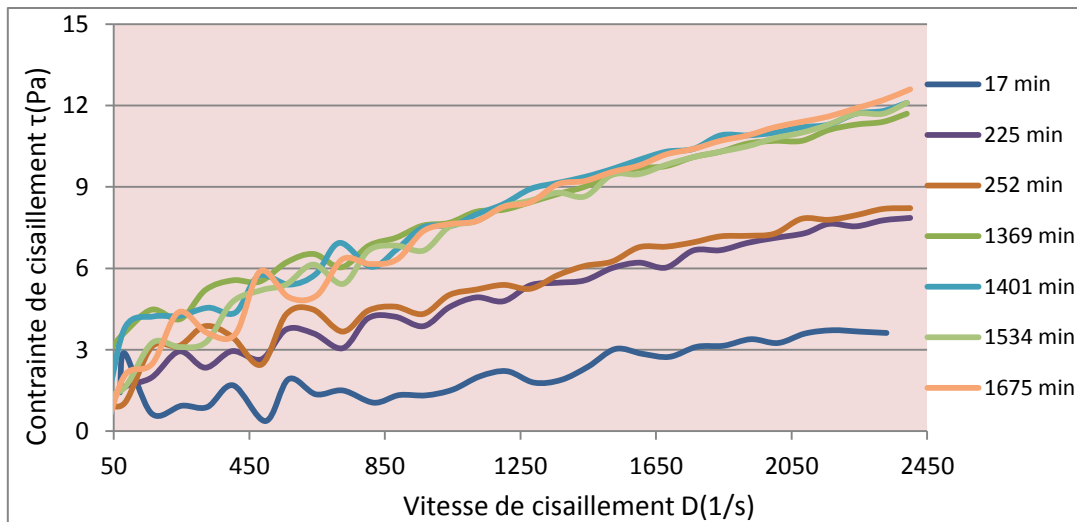


Figure A2 : Rhéogramme de la fraction [63.80] en fonction du vieillissement

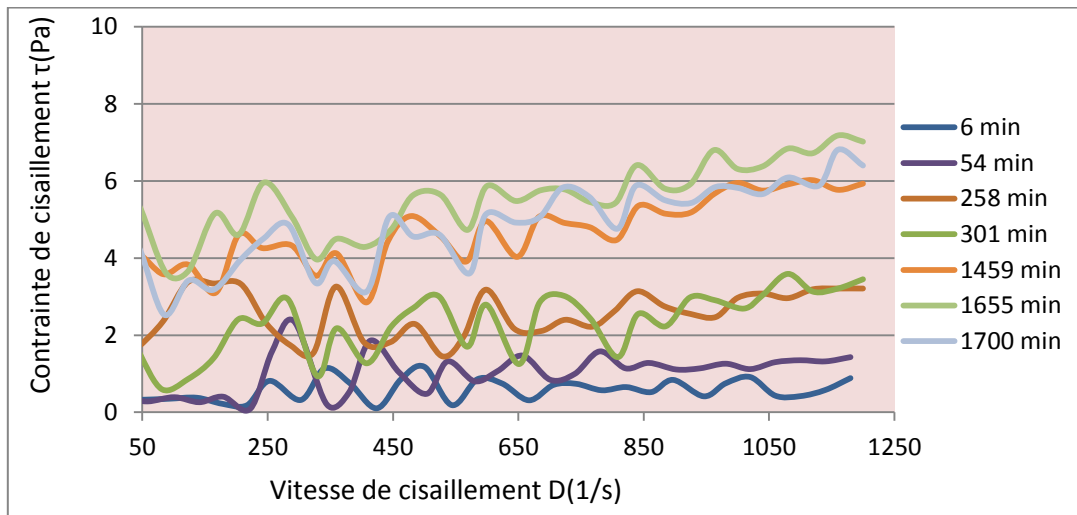


Figure A3 : Rhéogrammes de la fraction [80.100] en fonction du vieillissement

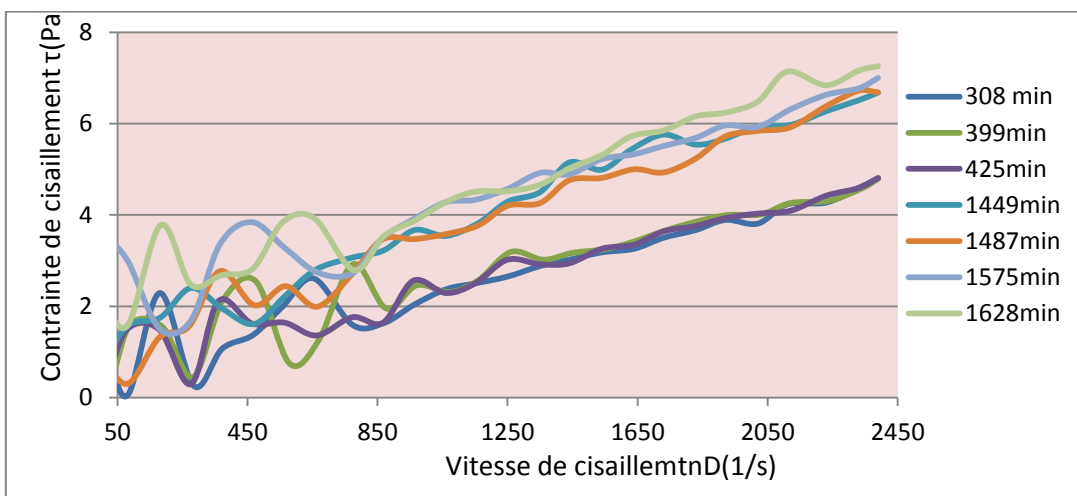


Figure A4 : Rhéogrammes de la fraction [100.200] en fonction du vieillissement

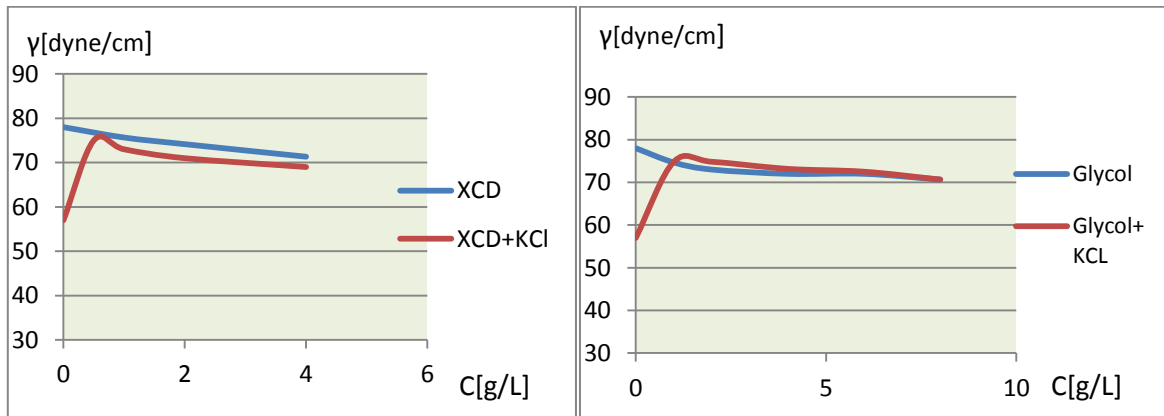


Figure A5: Influence du KCl sur la tension superficielle du XCD Figure A6: Influence du KCl sur la tension superficielle du Glycol

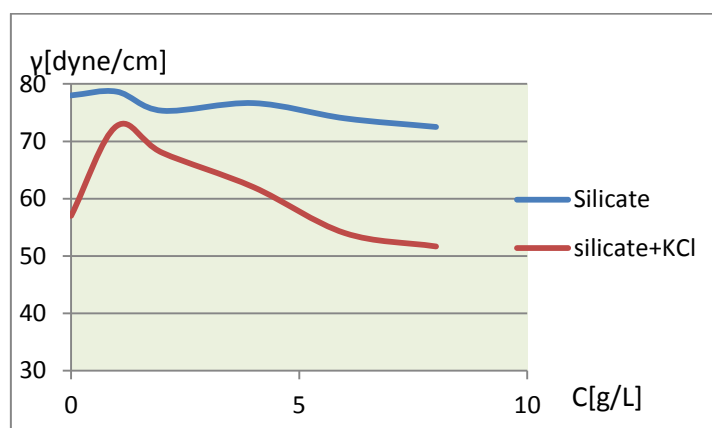


Figure A.7: Influence du KCl sur la tension superficielle du Silicate

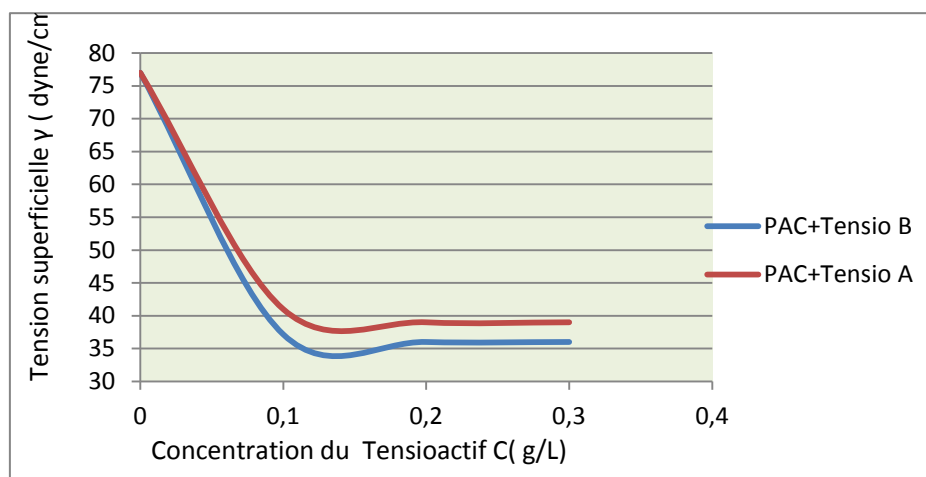


Figure A8 : Comparaison de l'influence des tensioactifs sur la tension superficielle du PAC

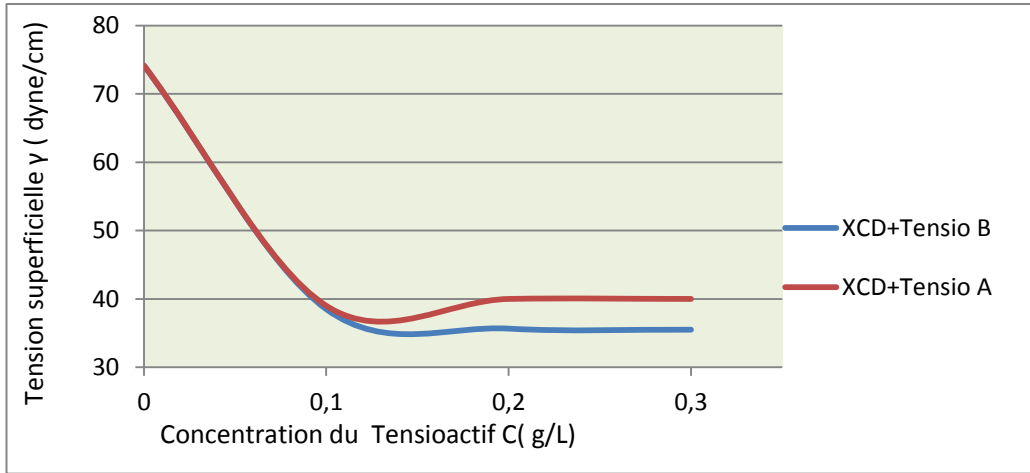


Figure A9 : Comparaison de l'influence des tensioactifs sur la tension superficielle du XCD

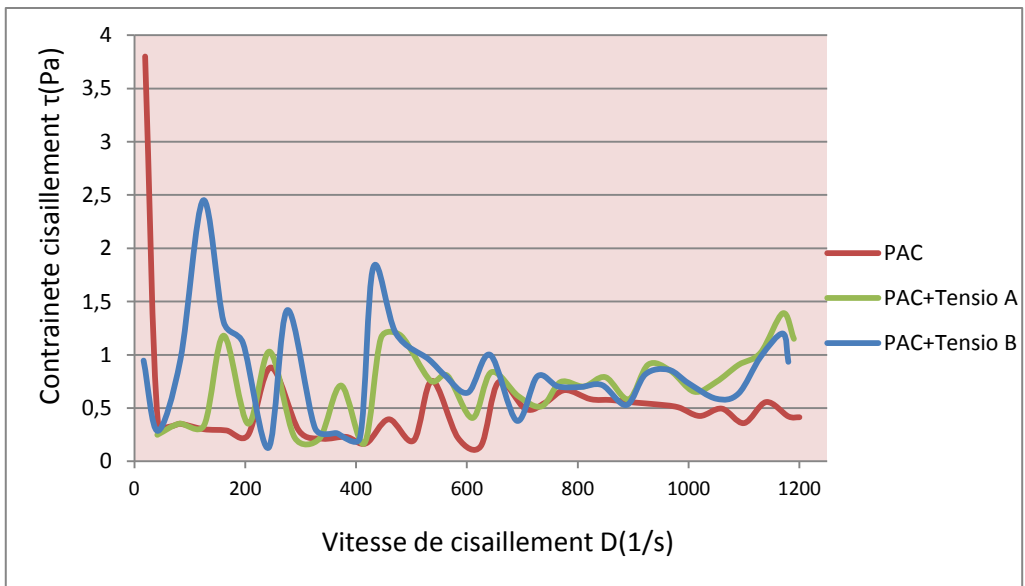


Figure A10 : Influence du tensioactif sur la rhéologie du PAC

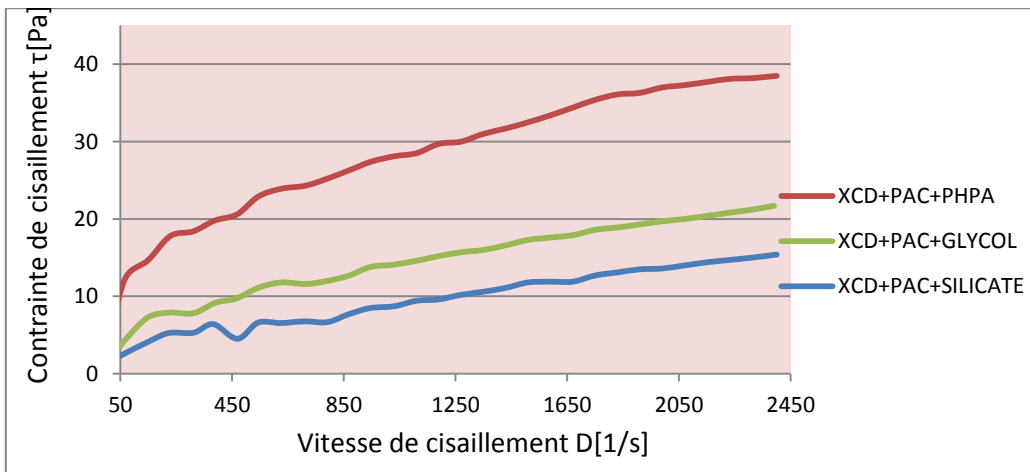


Figure A8 : Influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [63,80]

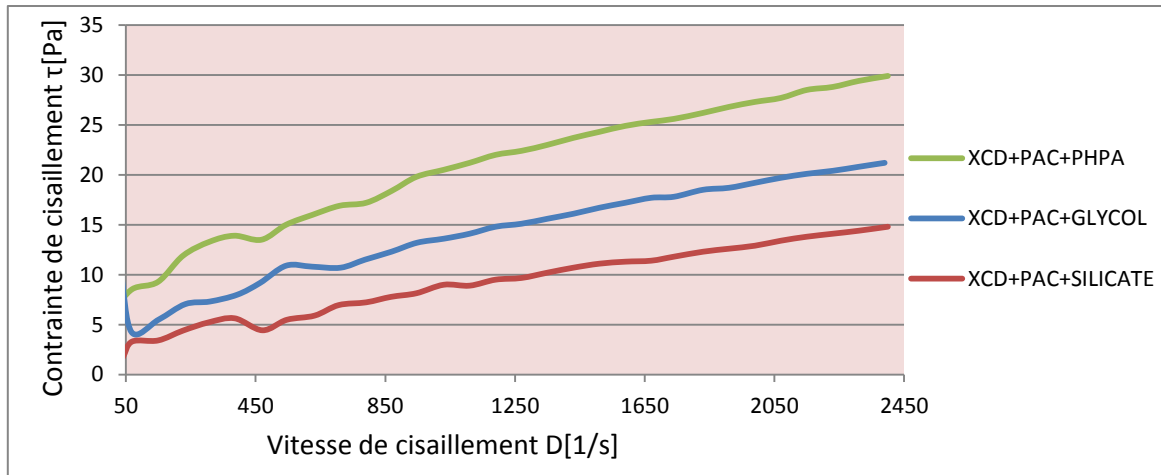


Figure A12 : Influence des additifs sur la rhéologie de la fraction [80,100]

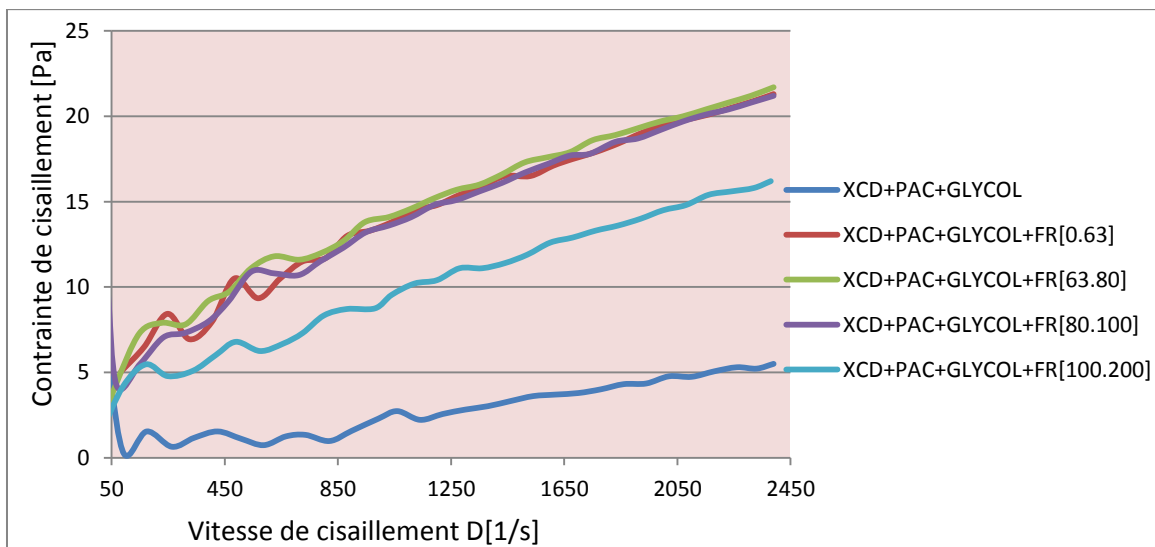


Figure A 13 : Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs(Glycol)

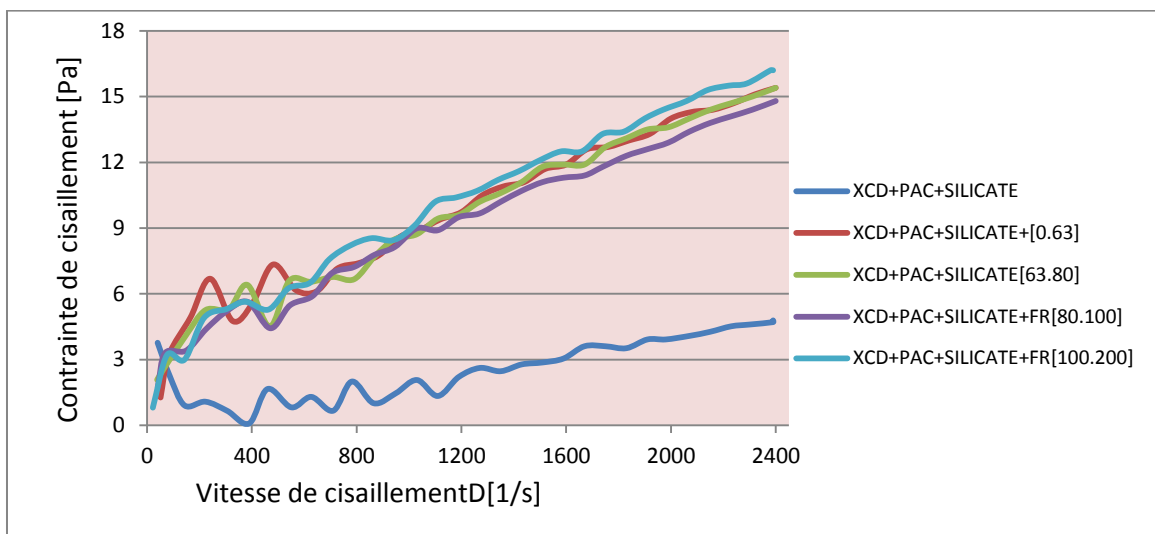


Figure A14 : Influence de la granulométrie sur la rhéologie des additifs(Silicate)

**Tableau A1 : Comparaison des résultats de diffractogrammes de la bentonite avec du PHPA
(Cycle1 à 10)**

N°	Échantillons	Composition minéralogique	$d_{00l}[\text{Å}] / I$		Observations
			[Cts] Montmorillonite		
1	Bentonite8-63 μ + PHPA	Mt15 Å, Q, F, (D+I+K) en trace, Cristobalite?	15,56	11416	Pratiquement pas de variation de d_{00l} . Variation de l'intensité, plus ou moins contrastée, et faible variation de d_{00l} du pic principal de la montmorillonite en fonction du temps; tenir compte aussi de la contraction de l'échantillon lors de l'analyse; cela n'est pas très significatif. Pas de changement sur le plan minéralogique
2	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,65	13631	
3	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,34	13259	
4	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,40	12060	
5	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,20	10734	
6	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,39	10176	
7	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,25	10842	
8	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	14,92	9448	
9	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	15,10	8535	
10	Bentonite8-63 μ + PHPA	Idem	14,97	7287	

Tableau A2 : Comparaison des résultats de Diffractogrammes de (Bentonite+XCD+Silicate)

N°	Échantillons	Composition minéralogique	$d_{00l}[\text{Å}] / I$ [Cts]		Poids [g]	Observations
			Montmorillonite			
1	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Mt15 Å, Q, F, (D+I+K) en trace, Cristobalite?	15,58	10617	4,523*	Pratiquement pas de variation de d_{00l} . Faible variation de l'intensité et de d_{00l} du pic principal de la montmorillonite en fonction du temps; tenir compte aussi de la contraction de l'échantillon en cours d'analyse; ce qui n'est pas très significatif. Pas de changement sur le plan minéralogique. Diminution de
2	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,37	12091	-	
3	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,35	13480	-	
4	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,33	10194	-	
5	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,43	5493	-	

6	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	14,95	5156	-	poids. *Poids avant analyse (4,523g), la dernière valeur (4,041g) a été obtenue après le dixième cycle.
7	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,07	4481	-	
8	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	14,83	5449	-	
9	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	15,11	6429	-	
10	Bentonite12-63 μ + XCD + Silicate	Idem	14,94	6568	4,041	

Annexe B :

Les figures qui suivent représentent la variation de la viscosité (la L600) à différentes températures :

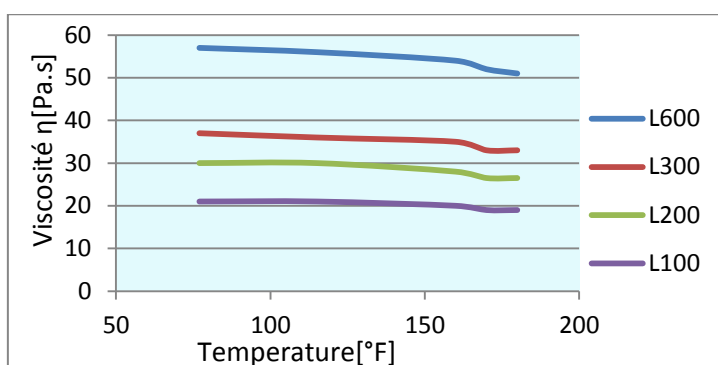


Figure B16: Influence de la température sur Boue+0.02% Tensio A

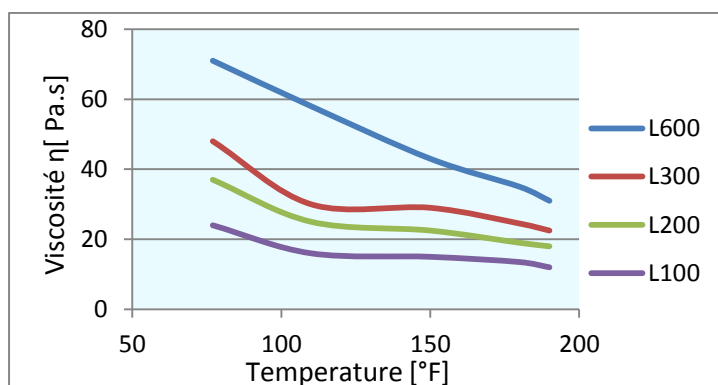


Figure B17: Influence de la température sur la viscosité de la boue+tensio A + Tensio B

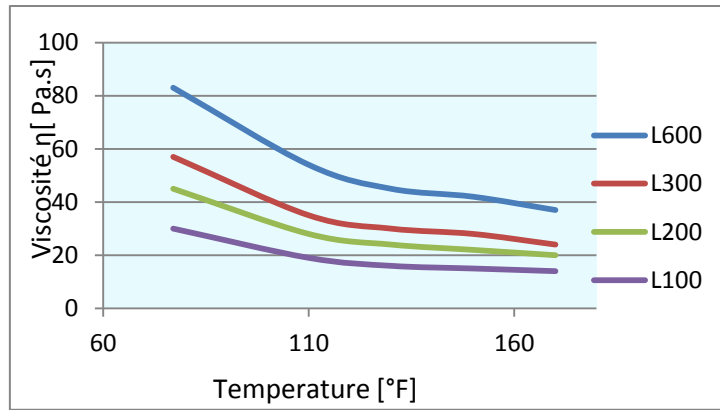


Figure B18: Influence de la température sur la viscosité de la boue 0.01% Tensio A

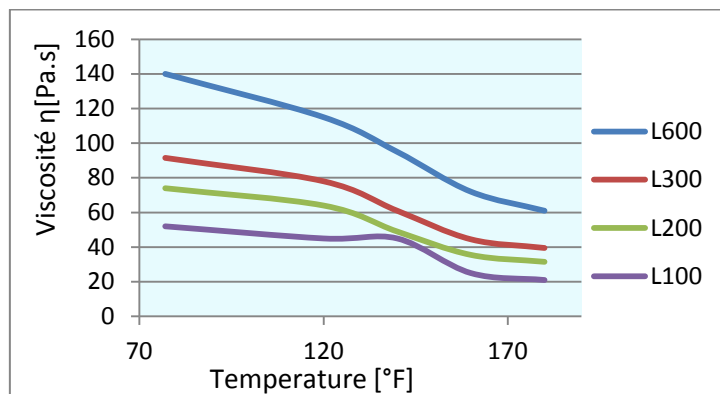


Figure B19: Influence de la température sur la boue + 0.05% Tensio A

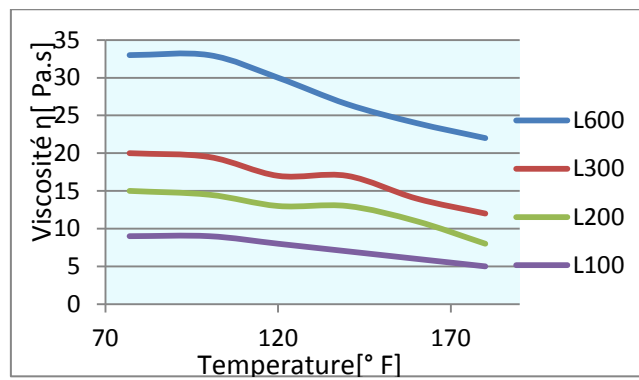


Figure B20: Influence de la température sur la viscosité de la Boue +PHPA+Tensio A 0.02%+Tensio B 0.02%

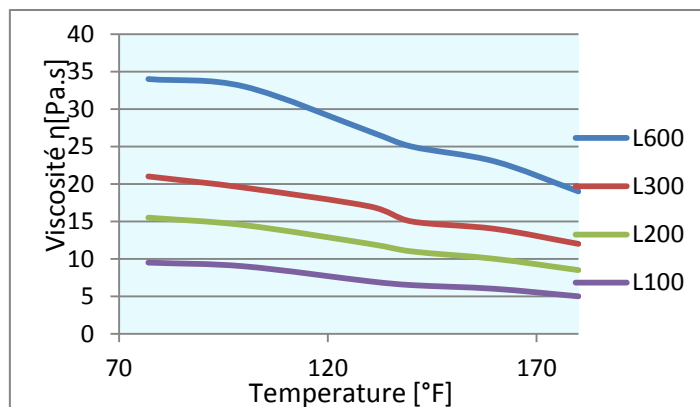


Figure B21: Influence de la température sur la viscosité de la boue+PHPA +Tensio A 0.02%+Tensio B 0.04%

On constate d'après ces courbes que tous nos systèmes présentent une bonne stabilité à la haute température .

La figure B.7 représente les Rhéogrammes enregistrés après ajout de chaque additif et après une bonne homogénéisation du système

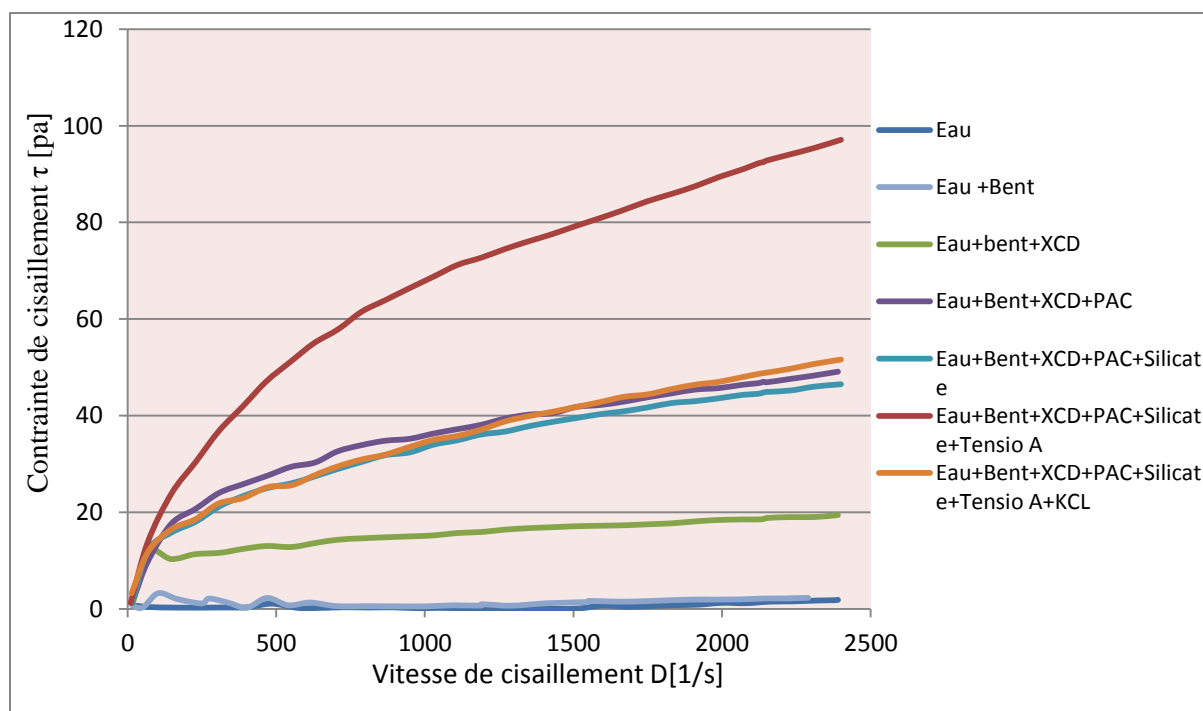


Figure B22 : Rhéogramme de la boue après ajout de chaque additif

On constate que la viscosité augmente après chaque ajout de polymère, et qu'elle connaît une valeur maximale après ajout du tensioactif (cas déjà observé dans les résultats précédents).

La viscosité chute au moment de l'ajout du KCl, ceci s'explique du fait que le sel s'associe avec les tensioactifs ioniques et facilite la floculation et la séparation de phases.