



Université Abderrahmane Mira de Bejaia
Faculté de Technologie
Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines
Option : Valorisation des Ressources Minérales

Présenté par

BELHOUARI Ibrahim

LADJ Hamza

Thème

**Etude de conformité de la bentonite par dopage
avec différents polymères dans la préparation des
boues de forage**

Soutenu le 28 / 06 /2016 devant le jury composé de:

Président:	Mr. Z. Ait Habib	M.A.B	U.A.M.B
Promoteur:	Mr. H. ARKOUB	Pr	U.A.M.B
Co-promoteur :	Mme. N.BENDOU	Ingénieur	D.T.D
Examinatrice:	Mme. S.BOUNAB	M.A.A	U.A.M.B

Année Universitaire: 2015-2016



REMERCIEMENTS

Avant tout nous remercions Dieu (الله) le tout puissant de nous avoir donné aide, pouvoir et patience afin de finaliser ce travail.

Au terme de ce travail nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements aux encadrants de ce projet pour tout le temps qu'ils nous ont consacré ainsi que leurs directives précieuses, leur disponibilité, leur honnêteté, leur expérience qui nous a beaucoup servi à savoir :

- Mr H.ARKOUB

- Mme Naima BENDOU

De même nous remercions vivement nos parents et toute personne qui a contribué de loin ou de près à l'élaboration de ce travail.

Un grand remerciement à Mme KHOUDJA Malika pour ses efforts immenses qui nous ont permis de terminer ce travail.

A monsieur BOUDIS Hymed le chef département géochimie de nous avoir accepté au sein de son service et tout le staff géochimie minérale : Ami Rabeh, Abderrazek, Mouloud, Brahim, Amel. Et nos amis Youcef, Hamza, Khaled.



Je dédie ce modeste travail

A :

Mes parents : Abdelaziz et Kherfia qui représentent pour moi l'exemple des sacrifices, du dévouement, l'honnêteté et qui ont fait de moi ce que je suis devenu et qu'ils trouvent en ce mémoire l'expression de mon éternel affection avec mon amour infini.

A

Mes grandes mères, mes grands pères

Mes oncles

Mes tantes

Mon frère Mohamed Mustapha

Mes sœurs Khadidja et la petite Ines Faima Zohra

Ma grande famille BELHOUARI et HACINI

Mes amis Fayçal et Bilal et Ferhat et Roni et Fodil et oussama et abdelmalek et mes amis de l'université

BELHOUARI.B

Dédicaces

A la mémoire de mon beau-frère Madjid

Pour mon père, qu'il repose en paix sous la miséricorde de Dieu

Pour mon plus grand amour ; ma chère mère

*Pour mes frères et sœurs ... Karim, Ali, Zahira, Souhila, Samir et notamment
Abdelmalek ...*

Pour mes petits frères ... Chamssou, Islam et Hadjer

Pour le chef et le formateur de scout ... Abdelaziz

*A mes amis de l'Université : Samir, Abdenour, Lotfi, Bellal, abd elghani,
Radwan, Toufik, Ibrahim*

Pour ma famille , grande famille des scouts et tous les chefs scouts

A toute les personnes du département : mines et géologie.

A mon promoteur : Mr.ARKOUB

A toutes les personnes qui me connaissent et m'aiment.

Ladj hamza

Sommaire

Introduction générale	01
------------------------------------	----

Présentation de l'entreprise DTD

1. Présentation de l'entreprise d'accueil DTD.....	03
1.1. Direction gisement.....	04
2.1. Divisions direction gisement.....	04
2.1.1 Laboratoire caractérisation et modélisation.....	04
2.1.3 Laboratoire raffinage.....	06
2.1.3 .1Unité caractérisation de brut et de condensât.....	06

Partie théorique

Chapitre I : Généralités sur les boues de forage

Introduction.....	07
I.1. Définition de la boue de forage	07
I.2. Historique de la boue forage.....	07
I.3. Fonctions des fluides de forage.....	09
I.3.1. Nettoyage du puit.....	10
I.3.2. Maintien des déblais en suspension	10
I.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface.....	10
I.3.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	11
I.3.5. Dépôt de cake imperméable	11
I.3.6. Prévention des venues d'eau, du gaz ou d'huile	11
I.3.7. Entraînement de l'outil.....	12
I.3.8. Diminution du poids apparent du matériel de sondage.....	12
I.3.9. Apport des renseignements sur le sondage	12
I.3.10. Corrosion et usure de matériel	13
I.3.11. Toxicité et sécurité.....	13
I.3.12. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.....	13
I.3.13. Augmentation de la vitesse d'avancement.....	14
I.3.14. Contamination des formations productrices.....	14

I.3.15. Contrôle de la pression.....	15
I.4. Le cycle de la boue sur un site de forage	16
I.5. Les types de fluides de forage.....	17
I.5.1 Les fluides de forage gazeux.....	17
a) Forage à l'air.....	17
b) Forage à la mousse.....	18
c) Forage à la boue aérée.....	18
d) Cas particulier : Les fluides de forage HTHP.....	18
I.5.2. Les fluides à base d'eau WBM.....	19
I.5.3. Les fluides à base d'huile OBM.....	20
I.5.3.1.Les fluides à base d'huiles synthétiques – SBM (Syntheticbasedmuds).....	20
I.6. Formulation des fluides de forage	21
I.7. Effets de lithologie des terrains sur la boue	23
I.7.1. Interactions physiques ou contamination physique de la boue.....	23
I.7.2. Interactions chimiques ou contamination chimique de la boue.....	23
Conclusion.....	24

Chapitre II : Les argiles et la bentonite

Introduction.....	25
II.1.Les argiles.....	25
II.1.1.Structure de minéraux argileux.....	25
II.1.2. Les types de minéraux argileux.....	27
II.2. La montmorillonite (bentonite).....	27
II.2.1. Mode de formation	27

II.2.2. Gisements de montmorillonite.....	28
II.2.3. Structures de la montmorillonite.....	28
II.2.4. Microstructure de la montmorillonite.....	30
II.2.5. Composition chimique de quelques bentonites.....	32
II.2.6. Formule chimique de la montmorillonite.....	33
II.2.7. Caractéristiques physiques des montmorillonites.....	33
II.2.7.1. Capacité d'échange cationique.....	33
II.2.7.2. Surface spécifique.....	33
II.2.7.3. Densité de charge spécifique.....	34
II.2.7.4. Propriétés de gonflement et le rôle du cation compensateur.....	34
II.2.8. Les différents types de bentonite.....	35
II.2.8.1. Bentonites naturelles.....	35
II.2.8.2. Bentonites activées.....	36
II.3. Caractérisation de la bentonite de Maghnia et de Mostagane.....	36
II.3.1. Propriétés physiques.....	36
II.3.2. Détermination Minéralogique par diffraction des Rayons X.....	37
II.3.3. Détermination chimique par fluorescence des Rayons X.....	38
Conclusion.....	38

Chapitre III : Les polymères

Introduction.....	40
III.1. Historique.....	41

III.2. Définition.....	41
III.3. Classification des polymères.....	41
III.3.1. Classification générale.....	41
III.3.1.1. Selon leur origine.....	41
III.3.1.2 Selon leur domaine d'application.....	42
III.3.1.3 Selon leur structure (dimensionnalité).....	41
III.3.2 Classification des polymères dans les fluides de forage.....	43
III.4. Mode d'action des polymères avec les particules argileuses.....	44
III.5. Polymères utilisés dans les fluides de forage.....	45
III.5.1. Viscosifiant.....	45
III.5.1.1 Polysaccharides Microbiens - Gommex Xanthane.....	46
III.5.2. Fluidifiants et Déflocculants.....	47
III.5.2.1. Fluidification minéraux.....	48
III.5.2.2. Fluidification organique.....	49
III.5.3. Flocculants.....	50
III.5.4. Réducteur de filtrat.....	51
III.6. Autres polymères (colloïdes organiques).....	54
III.6. 1. Dérivés cellulosiques.....	55
III.6.2. Les biopolymères.....	56
III.7. Les alourdisant.....	56
III.8. Les colmatants.....	57

Conclusion	57
------------------	----

Partie expérimentale

Chapitre IV : Protocoles expérimentaux et techniques d'analyse

Introduction.....	58
IV.1. Description des équipements utilisés.....	58
IV.1.1. Viscosimètre Fann35.....	58
IV.1.1.1. Mode d'emploi.....	58
IV.1.2. Filtre-presse API.....	59
IV.1.2.1. Principe.....	59
IV.1.2.2. Sources d'erreurs.....	60
IV.1.3. Agitateurs.....	61
IV.1.4. La balance	61
IV.2. Protocoles expérimentaux	62
IV.2.1. Etude de conformité.....	62
IV.2.1.1. Recommandations de la norme API 13A SEC 4.....	62
IV.3. Mode opératoire.....	63
IV.3.1. Préparation de la suspension	63
IV.3.1.1 Description de l'essai	63
IV.3.2 Amélioration des performances de la bentonite (dopage).....	64
IV.3.2.1 Mode opératoire.....	64
IV.3.2.2. Les concentrations des polymères utilisées pour le dopage.....	65

Conclusion	65
------------------	----

Chapitre V : Résultats et discussions

V.1.Résultats et discussions.....	66
V.1.1.Test de conformité	66
V.1.1.1. Discussion des résultats	67
V.2.Dopage des bentonites.....	67
V.2.1.Bentonite de Mostaganem.....	67
V.2.1.1. Evaluation de l'effet de chaque polymère sur la bentonite de Mostaganem.....	70
V.2.1.2.Influence des polymères à différentes concentrations.....	70
V.2.1.bentonite de Maghnia.....	74
V.2.1.1.Evaluation de l'effet de chaque polymère sur l'argile de Maghnia.....	74
V.2.1.2. Influence des polymères à différentes concentrations	77
V.2.1.3.Comportement des paramètres avec la variation de la température....	80
V.2.1.4. Test de filtration pour la bentonite Maghnia.....	81
V.3.Formulation type d'une boue de forage à base d'eau.....	83
Conclusion.....	84
Conclusion générale.....	86

Références bibliographiques

Liste des Figures

Figure I.1 : Exemple de profil de puits à paroi stabilisée et non stabilisée.....	14
Figure I.2 : Schéma d'équilibre des pressions dans un puits rempli de boue de forage.....	15
Figure I.3 : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997).....	16
Figure II.1 : Structure interne d'un feuillet de phyllosilicate 2:1.....	26
Figure II.2 : Structure et composition chimique des feuillets de montmorillonite.....	29
Figure II.3 : Microstructure de la montmorillonite, selon Lepluart.....	31
Figure II.4 : Spectre DRX de l'échantillon de bentonite de MOSTAGANEM.....	37
Figure II.5 : Spectre DRX de l'échantillon de bentonite de MAGHNIA.....	37
Figure III.1 : Structure moléculaire d'un monomère chimique de xanthane.....	47
Figure III.2 : structure chimique de CMC.....	52
Figure IV.1 : Viscosimètre Fann 35.....	58
Figure IV.2 : Filtre-presse API.....	59
Figure IV.3 : Agitateur Hamilton beach.....	61
Figure V. 1 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Y_v/V_p du polymère 1 à différentes concentrations.....	67
Figure V. 2 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Y_v/V_p du polymère 2 à différente concentration.....	68
Figure V. 3 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Y_v/V_p du polymère 3 à différente concentration.....	69
Figure V. 4 : Evolution de L600 et (Y_v/V_p) pour C 1 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.....	70

Figure V. 5 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C2 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.....	71
Figure V. 6 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C3 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.....	72
Figure V. 7 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Yv/Vp) du polymère 1 à différente concentration.....	74
Figure V. 8 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Yv/Vp)du polymère 2 à différente concentration.....	75
Figure V. 9 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Yv/Vp)du polymère 3 à différente concentration.....	76
Figure V.10 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C 1 des polymères avec Bentonite de Maghnia.....	77
Figure V.11 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C2 des polymères avec Bentonite de Maghnia.....	78
Figure V.12 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C 3 des polymères avec Bentonite de Maghnia.....	79
Figure V.13 : Evolution des paramètres rhéologiques avec la variation de la température Bmagh+Pol 3 C3.....	80
Figure V.14 : Résultats de filtration de la bentonite de Maghnia.....	82

Liste des tableaux

<i>Tableau I.1: additifs utilisés dans la formulation des fluides de forage</i>	20
<i>Tableau II.1: Composition chimique de quelques bentonites</i>	32
<i>Tableau II.2: Taux d'impuretés en (%)</i>	33
<i>Tableau II.3: Propriétés physico-chimiques de la bentonite de Maghnia et Mostaganem</i> ..	36
<i>Tableau II.4: Composition minéralogique des deux échantillons de bentonite</i>	37
<i>Tableau II.5: Composition chimique de la bentonite</i>	38
<i>Tableau III.1: Représentation schématique des structures de polymères</i>	43
<i>Tableau III.2: Groupes Polaires</i>	44
<i>Tableau IV.1: Exigences de la norme API 13A</i>	62
<i>Tableau IV.2 : Fiche technique des polymères utilisés dans les fluides de forage</i>	64
<i>Tableau IV.3 : Les différentes concentrations de polymères utilisées pour le dopage</i>	65
<i>Tableau V.1 : Résultats du test de conformité pour les bentonites de Maghnia et Mostaganem</i>	66
<i>Tableau V.2 : Résultats du test de conformité avec le polymère 1 et bentonite de Mostaganem</i>	67
<i>Tableau V.3: Résultats du test de conformité avec le polymère 2 et bentonite de Mostaganem</i>	68
<i>Tableau V.4 : Résultats du test de conformité avec le polymère 3 et bentonite de Mostaganem</i>	69
<i>Tableau V.5 : Résultats du test de conformité avec C1 des polymères et bentonite de Mostaganem</i>	70
<i>Tableau V.6 : Résultats du test de conformité avec C2 des polymères et bentonite de Mostaganem</i>	71

Tableau V.7 : Résultats du test de conformité avec C3 des polymères et bentonite de Mostaganem.....	72
Tableau V.8 : Résultats du test de conformité avec le polymère 1 et bentonite deMaghnia....	74
Tableau V.9 : Résultats du test de conformité avec le polymère 2 et bentonite deMaghnia....	75
Tableau V.10: Résultats avec le polymère 1 et Bentonite de Maghnia.....	76
Tableau V.11: Résultats du test de conformité avec C1 des polymères et bentonite de Maghnia.....	77
Tableau V.12: Résultats du test de conformité avec C2 des polymères et bentonite de Maghnia.....	78
Tableau V.13: Résultats du test de conformité avec C3 des polymères et bentonite de Maghnia.....	79
Tableau V.14: Résultats du test de conformité avec Bmagh+Pol 3 C3 variation de la température.....	80
Tableau V.15: Test de filtration de la bentonite de Maghnia.....	81
Tableau V.16: Formulation boue à base d'eau.....	83
Tableau V.17: Caractéristiques de la Boue à base d'eau.....	83

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute.
B _{Magh}	Suspension de la bentonite de Maghnia.
B _{Most}	Suspension de la bentonite de Mostaganem.
Conc	Concentration
C0	Concentration 0.
C1	Concentration 1.
C2	Concentration 2.
C3	Concentration 3.
C4	Concentration 4.
CMC	Carboxy-Méthyl-Cellulose.
CEC	Capacité d'Echange Cationique.
CMHEC	Hydroxy-Ethyl-Carboxy-Méthyl-Cellulose.
DS	Degré de Substitution.
DTD	Division Technologies et Développement.
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié.
HEC	Hydroxy-Ethyl-Cellulose.
HTHP	Haute Température Haute Pression.
HAP	Hydrocarbure Aromatiques Aolycycliques.
HSE	Hygiène, Sécurité et Environnement.
IRTF	Infrarouge à Transformée de Fourier.
LV	Low Viscosity.
L600	Lecture de taux de cisaillement à 600 tr/mn.

L600 _{Réf}	Lecture référence de taux de cisaillement à 600 tr/mn exigée par API.
OBM	Oil-Based-Muds (Les fluides à base d'huile).
PAC	Celluloses-Poly-Anionique.
PAG	Poly-Alkylène-Glycol.
PHPA	Poly-Acrylamide-Partiellement-Hydrolysé.
PVT	Pression, Volume, Température.
Pol1	Polymère 1.
Pol2	Polymère 2.
Pol3	Polymère 3.
DRX	Diffraction des Rayons X.
SBM	Synthetic based muds (fluides à base d'huiles synthétiques).
Vp	Viscosité plastique.
Va	Viscosité apparente.
WBM	Water-Based Muds (fluides à base d'eau).
Yv	Yield value.

Introduction générale

Introduction générale

Le fluide de forage est un des paramètres de la réussite d'un forage. Or la nature de ce fluide peut varier fortement d'un site à l'autre en fonction des terrains traversés.

Le fluide de forage, qui à l'origine était considéré uniquement comme un véhicule de transport des débris jusqu'à la surface, est maintenant reconnu comme l'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 du forage dépendent des qualités du fluide de forage utilisé.

Au fur et à mesure que le puits devient plus profond et plus complexe, la boue de forage est chargée de remplir plus de fonctions pour répondre à cette exigence.

Les compositions de la boue sont devenues plus variées et leurs propriétés sont mieux contrôlées. La boue de forage peut-être classée en trois types : fluides de forage gazeux, fluides à base d'eau et fluides à base d'huile.

La boue de forage fût utilisée pour la première fois par le capitaine LUCAS sur le champ de SPINDLETOP, près de BEAUMONT (Texas). Cependant, l'évolution s'est faite au fur et à mesure des problèmes rencontrés et des possibilités de la technique, l'histoire de la boue est divisée en 4 périodes : Avant 1901 : Période artisanale ; De 1901 à 1928 : Période empirique ; De 1928 à 1955 : Période expérimentale ; A partir de 1955 : Période technique.

Les boues à base d'eau sont les plus favorisées pour le forage, car ces fluides contiennent de la bentonite et des polymères biodégradables qui tiennent compte de la lithologie des terrains traversés.

La bentonite est un matériau indispensable dans la préparation des boues de forage. Il se trouve que la bentonite fournie par l'ENOF n'est pas toujours conforme, ce qui pose un sérieux problème aux exploitants.

Dans le cadre de la préparation de notre mémoire de fin d'études, nous avons effectué un stage au niveau de la Division Technologies et Développement (ex CRD, Boumerdés) où on nous a proposé d'étudier la possibilité de rendre cette bentonite conforme par un dopage avec des polymères spécifiques afin d'éviter des problèmes de compatibilité.

Notre travail commence par une présentation brève de la Division Technologies et Développement avec ses différents laboratoires. Elle est suivie par des généralités sur les boues de forage au chapitre I, les argiles et la bentonite font partie du chapitre II.

Le troisième chapitre décrit les polymères utilisés dans les boues de forage.

La partie pratique comporte le quatrième chapitre qui est destiné aux protocoles expérimentaux et techniques d'analyse, les essais et les résultats sont rapportés au cinquième chapitre.

On termine ce travail par une conclusion générale.

Présentation de l'entreprise d'accueil DTD

1. Présentation de l'entreprise d'accueil DTD

La Division Technologies et Développement a été créée en 1973 à Dar El Beida, a été installé à Boumerdès en 1975, cette structure est devenue un outil scientifique et technique indispensable pour les structures opérationnelles de la SONATRACH, aussi bien en amont qu'en aval du domaine pétrolier.

La division réalise des prestations pour SONATRACH et ces filiales et même pour des prestataires tiers.

Les principales missions de la Division Laboratoire :

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

Trois directions techniques fonctionnent en collaboration pour mener à bien les missions dévolues aux laboratoires :

- Direction Gisement.
- Direction Géologie.
- Direction traitement des hydrocarbures et protection de l'environnement.

Ces directions sont soutenues par d'autres structures qui assurent l'administration :

- ❖ Direction Logistique.
- ❖ Direction Administration et Finance.
- ❖ Département Qualité HSE.

2. Direction gisement

La Direction Gisement a pour mission de réaliser des études de caractérisation des roches-réservoirs et des fluides de gisement ou de forage et de fournir toutes les données analytiques. Elle réalise d'une part, des analyses et des études de laboratoires sur des échantillons de roches, de fluides pétroliers, de condensât, d'eau, de gaz et de dépôts divers ainsi que l'interprétation des résultats obtenus. D'autres part, elle réalise également des études de mise en œuvre des bruts et condensât, le contrôle de qualité des huiles lubrifiantes ainsi que des études sur les catalyseurs, ceci afin de fabriquer des produits de grande qualité.

2.1. Divisions direction gisement

Elle se divise en 03 laboratoires :

2.1.1. Laboratoire caractérisation et modélisation

Ce laboratoire s'occupe de la caractérisation exhaustive des réservoirs pour une exploitation rationnelle des gisements. Il est constitué par 03 unités élémentaires :

a) Unité techniques spectroscopiques

Cette unité utilise les techniques de spectrométrie à infrarouge à transformée de Fourier (IRTF), spectrométrie ultraviolet-visible ou spectrométrie infra rouge

b) Unité Etudes des Interfaces et Récupération assistée

Principales missions :

✓ Colmatage et Stimulation

C'est l'étude de tous les phénomènes d'endommagement des couches productrices provoqués par les boues, l'eau d'injection, le ciment, les dépôts de matières minérales et organiques et mettre en œuvre des acides de natures et de concentrations différentes permettant de restaurer les propriétés pétro physiques originales des roches réservoir, voire même de les améliorer.

✓ Récupération Assistée

Améliorer l'indice de productivité des puits par des techniques appropriées est un objectif économique important et l'évaluation de l'efficacité des solutions polymères et gels.

✓ **Fluides de Forage**

Les fluides de forage jouent un rôle important dans la réalisation des forages. Les analyses rhéologiques et physico-chimiques des boues de forage, de complétion et de work-over, ainsi que le contrôle de qualité de tous les produits composant ces fluides, sont à la base d'études d'optimisation pour le choix des systèmes et des caractéristiques de traversée des formations, notamment argileuses, dans le but de la stabilisation des parois du trou en cours de forage.

c) Unité caractérisation pétro physique

La pétro physique des roches réservoir se base essentiellement sur l'étude des carottes.

- Des analyses systématiques telles la porosité, la perméabilité, la densité, la saturation en fluide sont effectuées en conditions de laboratoire et de gisement.
- Les analyses spéciales telles la compressibilité de la roche, la capillarité, la mouillabilité, les perméabilités relatives dans les conditions de gisement (eau/huile, gaz/huile) et les études de balayage de l'huile par l'eau et ou le gaz également en condition de gisement.

2.1.2. Laboratoire d'études thermodynamiques

Ce laboratoire regroupe le service d'Etudes Thermodynamiques (PVT), le service d'Analyses Chromatographique ainsi que le service Programme Etudes et Synthèse.

a) Service PVT (pression, volume, température)

Cette unité permet :

- La supervision et la réalisation des échantillonnages des fluides pétroliers.
- La réalisation d'études thermodynamiques conventionnelles et spéciales (études PVT, études de miscibilité, études de swelling...).
- La réalisation d'études sur le gisement de gaz à condensât et la détermination de leur évolution en matière de richesse en produits condensables.
- L'étude des fluides de séparation et leur caractérisation thermodynamique pour la définition et le dimensionnement des installations de surface.

b) Service analyses chromatographiques

Cette unité réalise plusieurs analyses d'hydrocarbures liquides et gazeux (gaz naturel, G.P.L., brut, condensât, fractions pétrolières...) par les techniques de chromatographie à colonne classiques/capillaires couplée ou non à la spectrométrie de masse.

2.1.3. Laboratoire raffinage

i. Unité caractérisation de brut et de condensât

Cette unité a pour missions :

- Les études de mise en œuvre des effluents liquides (Brut et condensât).
- Le contrôle de qualité des huiles lubrifiantes.
- Procéder à la caractérisation physico-chimique des bruts, des condensât et des produits finis issus des procédés de raffinage, conformément aux normes internationales.
- Caractériser les propriétés des hydrocarbures liquides (communément appelés essais normalisés).

Chapitre I

Généralités sur les boues de forage

Introduction

Les boues de forage sont des fluides utilisés durant le creusement des opérations de génie civil, de construction et de forage de pétrole et de gaz. Leur principale mission est de permettre un forage plus sûr et rapide. Elles sont en général utilisées comme fluides à base aqueuse ou huileuse. Ces boues ne doivent pas être toxiques, ni corrosives, ni inflammables.

Elles doivent être inertes en cas de pollution provoquée par des sels solubles ou minéraux. De plus, elles doivent être stables sur le plan thermique et garder leurs propriétés quelles que soient les conditions de forage, et elles doivent rester inertes en cas de développement de bactéries.

I.1. Définition de la boue de forage

La boue de forage, appelée aussi fluide 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]

En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. [3]

I.2. Historique de la boue forage [5]

La tradition rapporte que c'est sur le champ de SPINDLETOP, près de BEAUMONT (Texas) que la boue de forage fût utilisée pour la première fois par le capitaine LUCAS. Cependant, l'évolution s'est faite au fur et à mesure des problèmes rencontrés et des possibilités de la technique et bien avant 1901 on utilisait déjà un mélange d'eau et d'argiles.

On peut diviser l'histoire de la boue en 4 périodes :

- Avant 1901 : Période artisanale ;
- De 1901 à 1928 : Période empirique ;
- De 1928 à 1955 : Période expérimentale ;
- A partir de 1955 : Période technique.

Pourquoi cette division ? Avant 1901, les fluides de forage étaient constitués essentiellement

d'eau et l'on n'attachait aucune importance à ces fluides. Le capitaine LUCAS passe pour être le premier homme qui s'intéressa à la constitution de la boue. Cependant, jusqu' en 1928, la littérature est pauvre en articles concernant la boue et il semble que jusqu'à cette époque on n'attacha d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), à la viscosité (appréciée visuellement) et l'eau libre surnageant. Mais déjà en 1920, on utilisait le sulfate de Baryum pour alourdir et s'opposer aux éruptions d'huile ou de gaz.

A partir de 1928, de nombreux chercheurs se penchent sur l'étude expérimentale des fluides et les progrès deviennent très vite sensibles. La première société de services de Boues se crée aux Etats-Unis en 1929, on commence à employer les bentonites pour augmenter la viscosité et les phosphates pour la diminuer.

En 1930 et 1931, le viscosimètre *MARSH* fait son apparition sur les chantiers et le viscosimètre *STORMER* dans les laboratoires.

L'emploi du tanin de Québracho commence à se généraliser et la boue au silicate de soude est employée pour forer les argiles gonflantes.

En 1935, les premiers élutriomètres permettant de mesurer la concentration en sable de la boue et la première boue à l'huile est utilisée pour forer une zone productrice.

En 1936, l'attapulgite est employée pour augmenter la viscosité des boues salées. La division de production de l'API édite un manuel contenant les recommandations pour tester les boues de forage.

En 1937, apparaît la première balance à boue (Construite par P.H. JONES) qui détrônera progressivement l'hydromètre. L'amidon de maïs est introduit sur le marché et employé comme réducteur de filtrat. En même temps les premiers filtres presses commencent à se généraliser.

En 1944, apparaît la carboxyméthylcellulose (CMC) Comme réducteur de filtrat non fermentescible.

En 1945, On emploie pour la première fois, comme réducteur de viscosité, les lignosulfonates de calcium et les lignines. Les premières boues à la chaux sont mises au point et vont dominer, pendant plus de 15 ans toute la technologie des boues.

En 1949, apparaît le viscosimètre FANN qui améliorera l'interprétation des caractéristiques rhéologiques des boues de forage. En 1955, la mise au point des lignosulfonates de ferrocrome permet l'emploi de la boue au Gypse qui va progressivement détrôner la boue à la chaux.

A partir de 1955, Les progrès sont très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes.

Si la tradition dans le domaine pétrolier rapporte, comme nous nous en faisons l'écho ici, que c'est au champ de Spindletop, en 1901, que l'argile fut utilisée pour la première fois dans les boues forage, il faut tout de même se souvenir que l'utilisation d'un système de curage continu des puits fut préconisée par Arago dès 1846 (système Fauvelle).

En 1860, Figuié écrivait :

L'emploi de l'eau, injectée dans une sonde creuse par une pompe foulante, pour ramener à la surface du sol tous les produits par l'instrument perforateur, pour opérer, en un mot, la vidange complète du trou de sonde, voilà ce qui constitue l'originalité et le caractère distinctif du système Fauvelle.

Ce système de circulation qui préfigure bien celui actuellement répandu dans le forage pétrolier faisant bien sûr appel à des argiles en suspension dans l'eau car comme tous les foreurs le savent, une circulation à l'eau claire devient très vite en cours de forage une circulation à la boue naturelle.

I.3. Fonctions des fluides 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, il y'a plusieurs principes rôles du fluide de forage.

Les boues de forages doivent avoir des propriétés telles qu'elles facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout ou moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages. [3]

Afin de réunir ces qualités tout en maintenant des prix de revient en rapport avec les problèmes posés, voyons quelles sont les principales fonctions des boues de forages. [5]

I.3.1. Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de déblais appelés plus couramment "Cuttings".

L'aptitude de la boue à entraîner les déblais dépend des variables suivantes :

- ✓ Sa rhéologie ;
- ✓ sa densité ;
- ✓ sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire.

Si la rhéologie et la densité relèvent de la boue elle-même, il n'en va pas de même de la vitesse de remontée qui dépend du débit des pompes à boues, du diamètre de forage et de celui du train de sonde. [2]

I.3.2. Maintien des déblais en suspension

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation mais, elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

Pendant longtemps on a pensé que seul un fluide possédant des gels élevés était capable de s'opposer à la sédimentation des déblais ou des produits alourdissant en suspension dans la boue. [4]

Cette opinion ne prévaut plus et il est actuellement possible de préparer des boues à gels nuls sans risque de sédimentation. [3]

I.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface

La boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, nous demandons à ce même fluide de laisser sédimenter les déblais fins en surface.

Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblables contradictoires, elles ne sont pas compatibles. En effet dans les cas du maintien en suspension dans le sondage, c'est à tous les déblais et particulièrement aux particules les plus grosses, ceci dans une section réduite. En surface le problème est différent car c'est une boue débarrassée des déblais éliminés sur les

toiles des vibrateurs. Le fluide ne conserve donc en suspension que les particules les plus fines et les plus denses qui dans un circuit favorisant la décantation pourront sédimenter, tout au moins partiellement. [2]

I.3.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Durant le forage, des quantités considérables de chaleur sont générées par forces de frottement, dues à la rotation du trépan et du train, cette chaleur ne peut être absorbée totalement par la formation et doit être évacuée par le fluide de forage.

Une grande part de cette chaleur est perdue en surface, avec un fluide relativement froid qui est recyclé dans le puits.

La lubrification est obtenue à travers le dépôt de cake, et à travers l'utilisation des additifs spéciaux, l'addition du brut ou du diesel peut être bénéfique, et cette pratique est moins courante vu les restrictions écologiques. [6]

I.3.5. Dépôt de cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage. Le film est appelé Cake.

Sa formation dépend, non seulement de la vitesse de filtration, mais de la distribution, de la compressibilité des particules solides, de la pression différentielle de filtration et de la température.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. De ce fait il est possible de réaliser des découverts importants, donc de réduire le nombre des tubages techniques et de réaliser ainsi une économie notable. [5]

Ce cake devra posséder certains qualités qui sont fonction du type de boue et de l'équilibre physico-chimique du fluide.

I.3.6. Prévention des venues d'eau, du gaz ou d'huile

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

Un minimum afin de contrôler les pressions des couches et un maximum afin de ne pas créer des surpressions qui pourraient endommager les formations et le réservoir. [4]

I.3.7. Entraînement de l'outil

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine.

Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'événements et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits. [1]

I.3.8. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'une boue d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garnitures de forage et tubages. Ceci permet de réduire la puissance exigée au lavage.

Dans le cas du forage à l'air c'est le poids réel de la garniture que l'installation doit supporter. [1]

I.3.9. Apport des renseignements sur le sondage

L'objectif dans un forage d'un puits est de récupérer le maximum d'informations sur les types de formations traversées, ainsi que les fluides remplissant les pores, ces informations sont obtenues par analyse des déblais ; gaz dissous, ou l'huile et par la technologie des diagraphies électriques. [1]

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont de plusieurs natures :

- Cuttings remontés par la circulation de boue. La boue devra altérer le moins possible ces échantillons de roche au cours de leur transport.
- Evolution des caractéristiques physiques et / ou chimiques de la boue. Une variation de densité peut indiquer une légère venue de fluide non encore

décelable en volume. Une variation de concentration en chlorures annonce la présence d'évaporites etc...

- La détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue. L'utilisation de dégazeurs, chromatographes etc...) permet en effectuant des mesures sur la boue de préciser l'évolution de la concentration en hydrocarbures.

L'ensemble de ces examens parallèles au contrôle des boues est appelé diagraphies instantanées. [5]

I.3.10. Corrosion et usure de matériel

La boue peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle recèle des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi dans certains cas avoir une action corrosive électrolytique qui devra être minimisée en ajustant son équilibre chimique et / ou en y additionnant des agents anticorrosifs. [5]

I.3.11. Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de dangers pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tous particulièrement dans le cas d'utilisation d'un type de boue à base d'huile. L'huile de fabrication devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en usage sur les chantiers. [3]

I.3.12. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel si la boue n'est pas saturée en chlorures, par la dispersion des argiles si les alcalinités sont exagérément élevées, par une érosion due à la circulation de la boue au droit de formation fragiles.

Les resserrements ont souvent pour cause insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression géodynamique des roches. Le remède consiste à augmenter la densité.

Certains resserrements sont dus à des formations gonflantes et sont généralement causés

par des valeurs de filtrat trop élevées. Le remède consiste à réduire le filtrat et à modifier la composition électrolytique de la phase aqueuse.

Signalons aussi que certains resserrements sont causés par une épaisseur excessive du cake. Là aussi, le remède consiste à réduire le filtrat. [5]

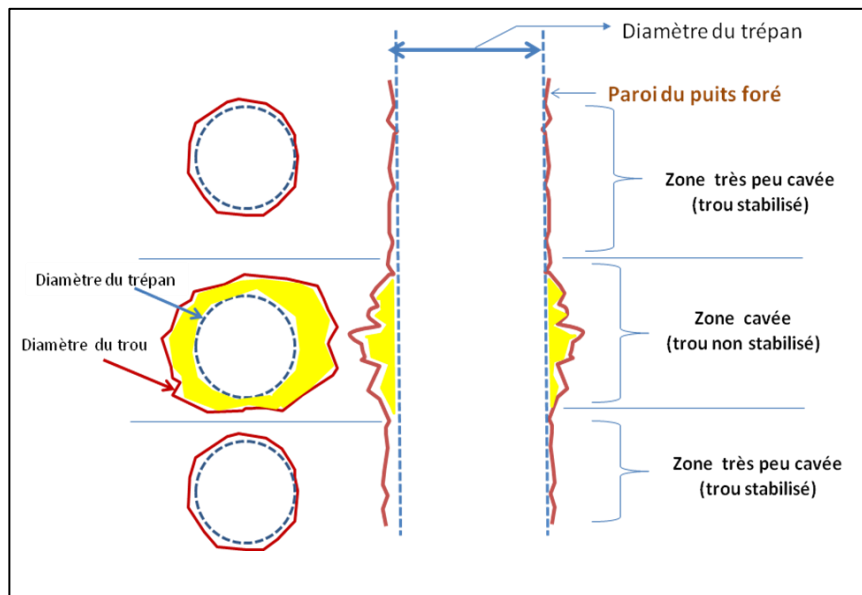


Figure I.1 : Exemple de profil de puits à paroi stabilisée et non stabilisée

I.3.13. Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et des caractéristiques de la boue conditionne les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps manœuvre, en un mot les performances de forage. [5]

I.3.14. Contamination des formations productrices

Il est bien évident que la présence au droit d'une formation poreuse et perméable d'une boue exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production. L'action de la boue sur la couche peut se schématiser en deux phases :

- La boue elle-même envahit la proximité du sondage.
- Le Cake se forme et le filtrat de la boue pénètre dans la formation.

Afin d'éviter des colmatages, il est indispensable de choisir le type de boue ayant la composition et les caractéristiques les mieux adaptées à la nature de la formation et du fluide qu'elle contient. [5]

I.3.15. Contrôle de la pression

Les réservoirs de pétrole et de gaz ont souvent des pressions naturelles élevées et peuvent produire des éruptions dangereuses pour les ouvriers et les installations de forage. Une augmentation subite du niveau de boue dans le bournier est un signe d'un début d'éruption (blow out, en Anglais).

Pour empêcher ces accidents, la pression de la boue doit être suffisamment équilibrée pour contrecarrer la pression du réservoir et empêcher les éruptions des hydrocarbures ou même d'eau. Cependant, la pression de la boue ne doit pas être trop supérieure à la pression du réservoir pour ne pas endommager ce dernier.

En effet, si la pression de la boue est trop élevée, la roche risque de se fracturer et la boue sera totalement ou partiellement perdue dans le sous-sol.

La pression de la boue dépend de sa densité. Des produits alourdissants peuvent être ajoutés à la boue pour augmenter sa densité et donc la pression exercée sur la roche. [5]

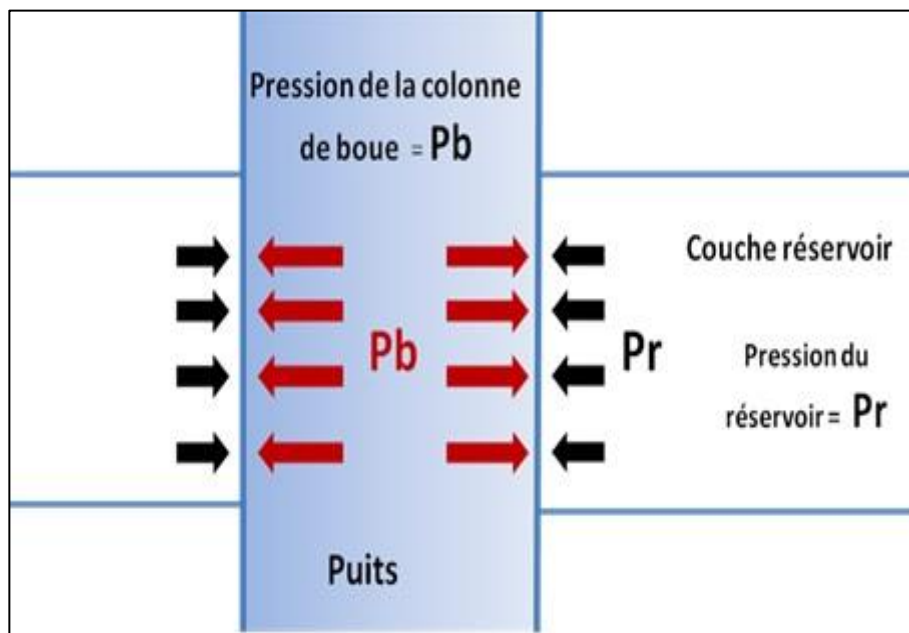


Figure I.2 : schéma d'équilibre des pressions dans un puits rempli de boue de forage.

I.4. Le cycle de la boue sur un site de forage [2]

La majeure partie de la boue utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu :

- La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation ;
- Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits ;
- La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse ;
- La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan ;
- La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits ;
- A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant ;
- Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation ;
- Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.

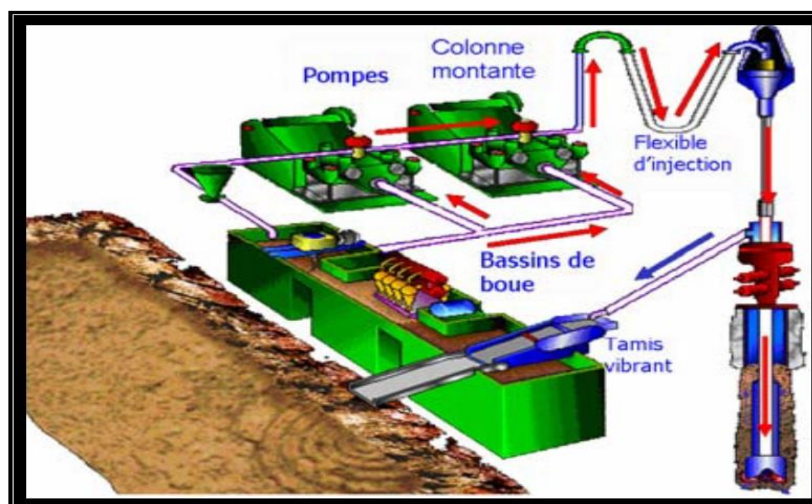


Figure I.3: Cycle du fluide sur le site de forage

I.5. Les types de fluides de forage

La composition des fluides de forage est passée d'un simple mélange d'eau et d'argile vers des combinaisons de plusieurs éléments, ayant une formulation adaptée pour chaque forage. [6]

Ces combinaisons associent l'eau, les huiles, et une multitude d'additifs avec à chacun une fonction bien précise (viscosifiant, réducteur de filtrat, alourdissant, colmatant, lubrifiant, etc...).

En général, les fluides de forage sont identifiés par les classes suivantes : Water-Based Muds (WBM), Oil-Based Muds (OBM), Synthetic based muds (SBM), fluides de forage gazeux, fluides de forage HTHP. [7]

I.5.1. Les fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportion variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement.

Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard. Citons brièvement les fluides gazeux utilisés :

a) Forage à l'air

L'air est le fluide de forage qui possède la plus basse densité et le prix de revient le moins élevé, mais le forage à l'air qui a commencé en 1940, devient difficile lors de venues importantes d'eau. Il apporte une solution à des problèmes compliqués parfois impossibles à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle. Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que dans le forage des couches productrices sous faible pression. En Algérie, pour la recherche d'eau les premiers forages à l'air ont été réalisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tébessa sur les puits Djebel Foua, Djebel Onk suite aux pertes importantes rencontrées dans la région. [2]

D'autres forages ont été réalisés en 1970 à Djebel Lazreg. D'une façon générale, le forage à l'air a réduit le coût du forage de 50 à 60% par rapport au forage à la boue dans le bassin. [3]

b) Forage à la mousse

Les mousses sont des dispersions d'un volume de gaz (relativement) important dans un volume de liquide relativement faible. Elles sont utilisées comme fluides de forage lorsque les terrains traversés sont fracturés, ou lorsque le forage à l'air est impossible parce que la pression nécessaire ne peut être fournie sur le chantier.

L'avantage du forage à la mousse se résume par sa faible pression hydrostatique au fond et par son excellent pouvoir de remontée des déblais à moins que la mousse ne refroidisse pas convenablement les terrains traversés ainsi que le train de sonde et ne contrôle pas la tenue des parois du puits (pas de cake). [2]

Des problèmes de sécurité au sujet de l'utilisation de la mousse en réservoir sont à signaler, notamment des explosions dans le cas où le volume d'hydrocarbures gazeux est compris entre 3 et 10% par rapport à l'air. C'est le cas en 1992, du puits RB-13 en Algérie, où lors d'une opération de reprise de puits ("work-over") avec une boue à la mousse pour éviter les pertes de circulation, une explosion s'est produite suite à une contamination de la boue par une venue d'huile ou de gaz. [3]

c) Forage à la boue aérée

Le forage à la boue aérée est utilisé afin d'éviter les pertes de circulation et pour avoir un fluide de forage plus léger. Les avantages sont une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé, une tendance aux pertes de circulation fortement réduite et une vitesse d'avancement plus grande, une assez bonne capacité de refroidissement des terrains traversés et du train de sonde, à moins que la stabilité de la boue aérée ne soit liée à une circulation effective des fluides. [3]

d) Cas particulier : Les fluides de forage HTHP

Cette gamme de fluides est employée lorsque les puits à forés se trouvent dans des profondeurs caractérisées par des conditions extrêmes en pression et en température, d'où l'appellation fluides de forage HTHP (Haute Température Haute Pression). Dans ce contexte si particulier, les gisements d'hydrocarbures sont localisés dans des formations géologiques identifiées par une pression et une température qui dépassent les 1034 bars et 177°C. [1]

I.5.2. Les fluides à base d'eau WBM

Ces fluides sont souvent désignés par "Water-Based Muds" ou WBM. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines). [7]

Parmi les additifs on peut trouver :

- i) Des viscosifiants : argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères;
- ii) Des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses (CMC), celluloses polyanioniques (PAC), ou résines;
- iii) Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylène glycols (PAG);
- iv) Des agents alourdissants comme la barytine ("baryte" ou sulfate de baryum BaSO_4) et la calcite (carbonate de calcium CaCO_3) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable.

On note aussi l'utilisation de l'hématite (Fe_2O_3) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement, enfin ;

- v) Des colmatants, additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales). [2]

Exemple d'une formulation de WBM :

76% d'eau, 14% de baryte (alourdissant), 6% d'argile, 4% d'additifs. [3]

I.5.3. Les fluides à base d'huile OBM

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute.

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-BasedMuds" ou OBM. [7]

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou « synthétiques », ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole.

Exemple d'une formulation d'OBM :

46% d'huile, 33% de baryte, 18% d'eau saumâtre, 2% d'émulsifiant, 1% de gélifiant. [3]

I.5.3.1 Les fluides à base d'huiles synthétiques SBM

A cause de la présence de substances toxiques (tel que les hydrocarbures aromatiques polycycliques "HAP") dans les OBM, et en raison de certaines restrictions visant à garantir la protection de l'environnement, une nouvelle gamme de fluide à base d'huiles synthétiques « SBM » a été conçue. La formulation des SBM est presque la même que celle des OBM. Ils sont caractérisés par une phase continue composée des matières synthétiques (esters, éthers, paraffines et oléfines) ou d'huiles végétales, en plus d'autres additifs (émulsifiant, mouillant, viscosifiant, etc.). Les SBM sont largement employés dans les forages, en raison de leur excellente biodégradabilité, et de leur faible toxicité. [4]

I.6. Formulation des fluides de forage

Les problèmes rencontrés dans les forages, ont conduit à l'amélioration des propriétés des fluides de forages. Leurs formulations a connu une évolution continue, passant d'un simple mélange (eau - argile), à des formulations complexes, renfermant plusieurs substances, dans le but d'améliorer les propriétés rhéologiques de ces fluides, et afin d'optimiser la capacité de production du gisement .Une multitude d'additifs est identifiée dans les formulations des fluides de forages. Ces additifs peuvent être des : agents alourdissants, inhibiteurs de corrosion, réducteurs de filtrat, émulsifiant, viscosifiants, défloculants, etc.

Le tableau suivant présente quelques additifs utilisés dans la formulation des fluides de forage :

Tableau I.2: additifs utilisés dans la formulation des fluides de forage. [7]

Additif	Substance utilisée	Fonction
Viscosifiant	Argiles naturelles (bentonite).	Augmentation de la viscosité.
Réducteur de filtrât	Amidons, carboxy-méthyl-celluloses (CMC), celluloses polyanioniques (PAC), résines.	Consolidation de la perméabilité du cake.
Inhibiteur de gonflement	KCl, glycérol, silicates, polymères (polyacrylamide partiellement hydrolysé « PHPA », les polyalkylèneglycols « PAG »).	Empêchement du gonflement du fluide de forage.
Alourdissant	Barite, calcite, hématite.	Augmentation de la densité du fluide.
Colmatant	Granulés (coquille de bois), fibres (fibre de bois, canne à sucre), lamellaires (céréales).	Prévention contre les pertes de fluides lors de la circulation.
Lubrifiant	Huiles désaromatisées, éthers.	Lubrification des outils de forage.
Mouillant	Acides sulfoniques, amides, polyamides.	Diminution des tensions interfaciales.
Emulsifiant	Chaux (Hydroxyde de calcium), métaux lourds.	Stabilisation des émulsions.

I.7. Effets de lithologie des terrains sur la boue [5]

Au cours de son utilisation une boue de forage a toujours tendance à évoluer sous l'influence de circonstances extérieures. On est donc amené, en permanence, à effectuer un traitement permettant de maintenir les caractéristiques désirées. Dans certains cas cela est impossible ou trop coûteux et il est nécessaire de changer de type de boue pour pouvoir maintenir les caractéristiques souhaitées. Dans cette introduction nous nous limitons à énumérer les principales conditions de forage qui affectent les caractéristiques de la boue ainsi que les problèmes posés par la nature de certaines formations. L'étude ultérieure de chaque type de boue nous amènera à développer ces points.

I.7.1. Interactions physiques ou contamination physique de la boue

- Teneur en solides inertes élevée ;
- Teneur en solides colloïdaux élevée ;
- Formation gonflante et / ou fluante ;
- Forte pression (venue d'eau, gaz, huile) ;
- Paille pression (perte de circulation).

I.7.2. Interactions chimiques ou contamination chimique de la boue

- Gypse et anhydrite ;
- Ciment ;
- Chlorures ;
- Sulfures ;
- Venue d'eau, de gaz ou d'huile ;
- Température élevée.

Conclusion

Les fluides ou boues de forages, qu'ils soient à base d'eau ou à base d'huile, regroupent différentes substances chimiques ou colloïdales dans leur préparation afin d'atteindre les caractéristiques recherchées pour effectuer l'opération de forage selon la géologie des terrains traversés, les produits ajoutés au fluide de forage sont classés suivant leur fonctionnalité et leurs natures tel que viscosifiant, réducteur de filtrat, émulsifiant...etc.

Les fluides de forage ont plusieurs fonctions comme le nettoyage du puits et maintien des déblais en suspension, ces rôles sont assurés par les fluides de forage afin d'améliorer l'opération de forage.

Chapitre II

Les argiles et la bentonite

Introduction

Depuis longtemps l'argile a été utilisée dans beaucoup de domaines en dehors de son utilisation comme matériaux de construction. C'est une matière que l'on trouve dans l'élaboration des cosmétiques, en pharmacie, dans l'élaboration des matériaux polymères, dans le raffinage des huiles alimentaires, et également dans la préparation des boues de forage.

C'est un minéral prédominant dans l'écorce terrestre et en tant que constituant dans les boues de forage elle permet de contrôler les caractéristiques de la viscosité et accessoirement la densité.

II.1. Les argiles

Les minéraux argileux sont des silicates en feuillets (phyllosilicates) d'aluminium plus ou moins hydratés sous la forme de particules fines de l'ordre du micromètre (μm).

Dans le milieu naturel, ils sont des constituants majeurs des sols qui se forment à partir de l'altération physico-chimique d'une roche; le type d'argile produit dépend directement de la nature de la roche, du climat et de la topographie du milieu.

Le processus de formation des minéraux argileux conditionne alors la morphologie et la taille des particules ainsi que leur structure et leur composition chimique. Selon Chauvel et Monnier (1953) cette structure en feuillet et la composition chimique confèrent à ces types de matériaux des propriétés physico-chimiques d'intérêt commercial « surface spécifique, capacité d'échange cationique (CEC), capacité de sorption, potentiel de gonflement, plasticité, etc. ». [8]

Le terme "argiles" définit aussi un domaine granulométrique comprenant des particules minérales, dont le diamètre des grains est inférieur à deux micromètres ($< 2 \mu\text{m}$). [9]

En tant que matière première brute, l'argile est donc un mélange de minéraux argileux et d'impuretés cristallines sous forme de débris rocheux de composition infiniment diverse. [9]

II.1.1. Structure de minéraux argileux

Les argiles sont des phyllosilicates dans lesquels les tétraèdres de SiO_4 forment des feuillets infinis bidimensionnels. Ces feuillets tétraédriques sont condensés avec des octaèdres d'oxydes métalliques dans un rapport 2:1 ou 1:1. Les phyllosilicates sont également appelés plus simplement silicates lamellaires. [10]

Les différents groupes de minéraux argileux se différencient par l'arrangement de leurs couches tétraédriques et octaédriques représentés sur la (figure II.1).

L'organisation structurale des phyllosilicates est basée sur une charpente d'ions O^{2-} et OH^- . [13]

Ces anions occupent les sommets d'assemblages octaédriques (O^{2-} et OH^-) et tétraédriques O^{2-} . Dans les cavités de ces unités structurales élémentaires viennent se loger des cations de tailles variables (Si^{4+} , Al^{3+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} , Mg^{2+}) en position tétraédrique ou octaédrique.

Ces éléments s'organisent suivant un plan pour constituer des couches octaédriques et tétraédriques dont le nombre détermine l'épaisseur du feuillet. L'espace entre deux feuillets parallèles s'appelle espace interfoliaire. Lorsque deux cavités sur trois de la couche octaédrique sont occupées par Al^{3+} (ou un autre ion métallique trivalent), la structure est dénommée dioctaédrique. Quand la totalité des cavités octaédriques est occupée par des ions métalliques bivalents, la structure s'appelle trioctaédrique.

Par ailleurs, il peut exister des substitutions isomorphiques dans les couches tétraédriques (Si^{4+} , Al^{3+} , Fe^{3+}) et /ou octaédrique (Al^{3+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , ou Mg^{2+} , Li^+). Ces substitutions entraînent un déficit de charge qui est compensé, à l'extérieur du feuillet, par des cations compensateurs.

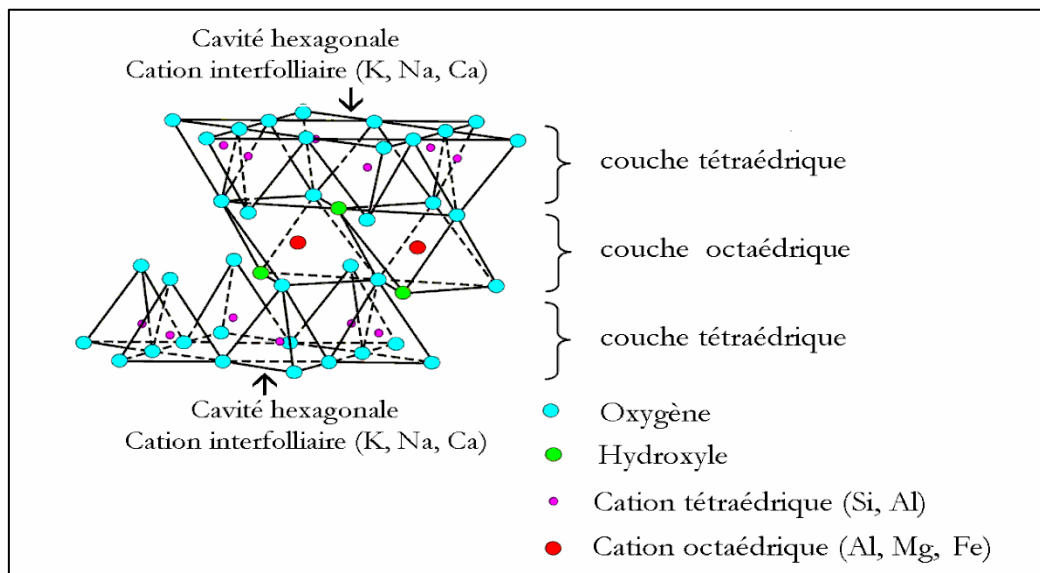


Figure II.1 : Structure interne d'un feuillet de phyllosilicate 2:1

II.1.2. Les types de minéraux argileux [9]

D'après la structure du feuillet, on distingue principalement les argiles selon :

- Les minéraux de type 1:1 (ou T-O), ont une couche d'octaèdres et une couche de tétraèdres. L'équidistance caractéristique est d'environ 7,1Å. Ce type correspond aux groupes de la kaolinite.
- Les minéraux de type 2:1 (ou T-O-T), ont une couche d'octaèdre encadrée par deux couches tétraédriques. L'équidistance caractéristique varie de 9,4 à 15 Å, et cela est selon le contenu de l'interfeuillet. Ce type correspond aux groupes du talc, des smectites, et celui des micas.
- Les minéraux de type 2:1:1 (ou T-O-T-O), ont une couche d'octaèdres encadrée par deux couches tétraédriques, et un interfeuillet constitué par une couche d'octaèdres. L'équidistance caractéristique est alors d'environ 14 Å; à ce type correspond le groupe du chlorite.
- Minéraux Interstratifiés, L'épaisseur du feuillet est variable. Ces minéraux résultent du mélange régulier ou irrégulier d'argiles appartenant aux groupes ci-dessus.

II.2. La montmorillonite (bentonite)

La Bentonite fût découverte, en 1888 à Fort Benton, région de Roche-Greek dans le Wyoming (Etats Unis d'Amérique). [9]

Les matériaux argileux ont été nommés tout d'abord taylorite, d'après les études de William Taylor sur leurs gisements aux États Unis. En 1898, Knight a utilisé le terme bentonite parce que le premier site découvert était proche de Fort Benton dans la région Wyoming/Montana, aux États Unis.

II.2.1. Mode de formation

La bentonite est une roche volcanique qui s'est déposée sous forme de cendres volcaniques dans des eaux douces ou salées il y a des millions d'années. Ces cendres se sont chimiquement modifiées en bentonite. La bentonite sodique est formée des cendres déposées dans l'eau de mer, tandis que la bentonite calcique est formée des cendres déposées dans l'eau douce.

La bentonite provient aussi de l'altération de roches siliceuses comme le basalte et le granite.

Le terme bentonite désigne actuellement le nom commercial d'un minéral qui contient

essentiellement des smectites, dont la forme minéralogique la plus commune est la montmorillonite, appellation dérivant du nom d'un gisement à Montmorillon, au sud de la France. Selon la nature du gisement, la bentonite peut contenir une variété de minéraux autres que la montmorillonite. Il s'agit de minéraux argileux comme l'attapulgite, le kaolin, le mica et l'illite ou de minéraux non argileux comme le quartz, le feldspath, la calcite et le gypse. [12]

II.2.2. Gisements de montmorillonite

La plupart des gisements de bentonite datent de la période tertiaire et du Mésozoïque (il y a plus de 230 millions d'années). L'absence de gisements de bentonite plus anciens est peut-être due à la transformation de bentonite en illite. L'exploitation des premières mines de bentonite a débuté, en 1888, dans les régions du Wyoming, du Montana et du Dakota du Sud (USA).

Les États-Unis sont toujours le premier pays producteur d'argiles, suivis de la Grèce et de l'Allemagne. La capacité de production mondiale estimée de bentonite et d'autres argiles de type smectite était de 11,25 million tonnes en 2000 ; celle du kaolin, de plus de 50 million tonnes et celle de la bentonite était de quelque 10,3 million tonnes. Au Canada, les principaux gisements de bentonite se trouvent essentiellement dans l'Ouest, notamment au Manitoba, au Saskatchewan et en Alberta. Ceux découverts en Ontario et au Québec ne sont pas considérés comme économiquement exploitables. [12]

En Algérie, les gisements de bentonite les plus importants économiquement se trouvent dans l'Oranie (ouest algérien). On relève en particulier la carrière de Maghnia (Hammam Boughrara) dont les réserves sont estimées à un million de tonnes et de celle de Mostaganem (M'zila) avec des réserves de deux millions de tonnes. [8]

II.2.3. Structure de la montmorillonite

L'établissement de sa structure a fait l'objet de nombreuses études. La plus connue est celle de Hofmann & Endelet Wilm, revue par Maegdefrau Hofmann, Marshall et Hendrickes. [9]

La structure de la montmorillonite a été définie par U. Hofman, K. Endel et D. Wilm. Ils ont déduit la structure des feuillets de la montmorillonite sur la base de sa similarité avec le pyrophyllite.

La montmorillonite est une argile de type smectite constituée d'un empilement de feuillets unitaires. Ces feuillets sont constitués d'une couche octaédrique d'aluminium

emprisonnée entre deux couches tétraédriques de silice (structure: T.O.T. ou 2: 1) selon la représentation schématique suivante:

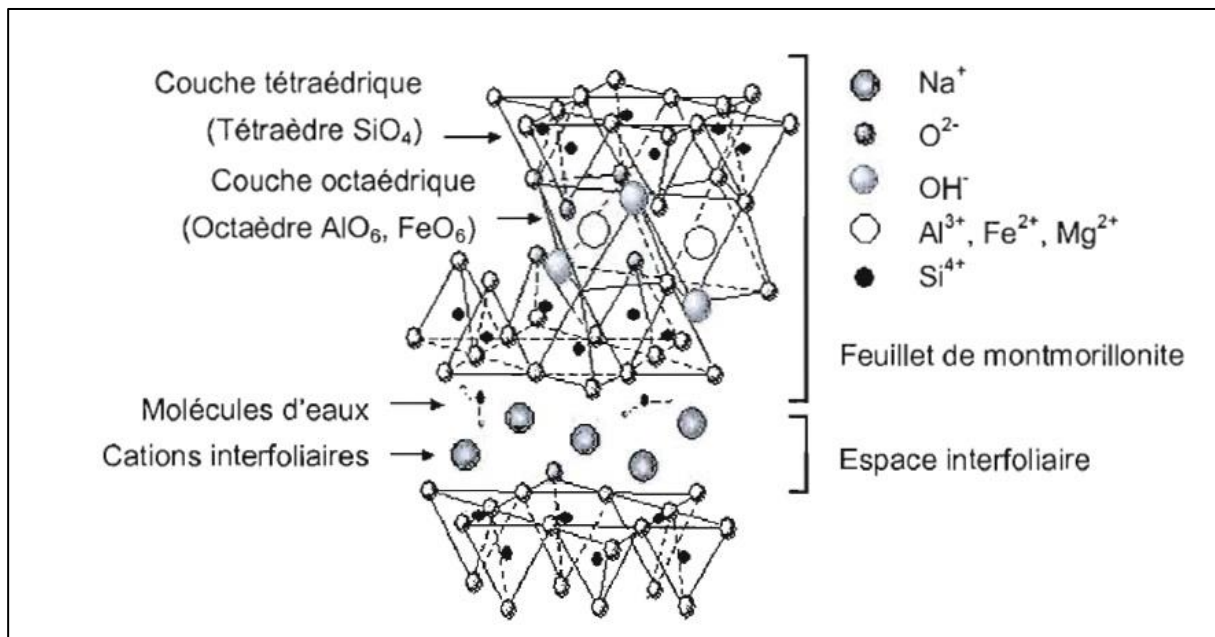
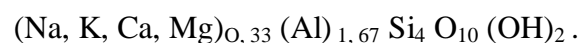


Figure II.2 : Structure et composition chimique des feuillets de montmorillonite.

Une partie des ions Al^{3+} de la couche octaédrique est remplacée par Mg^{2+} ou Fe^{2+} qui ont une charge inférieure. Ceci implique, pour que le cristal soit neutre, une adjonction correspondante de cations comme le sodium.

La montmorillonite, qui forme des cristaux de deux microns de diamètre ou moins, a comme formule structurale idéale:



L'eau dans la montmorillonite existe sous différentes formes. L'eau adsorbée qui est attachée à la montmorillonite par des attractions faibles. Ces molécules d'eau se trouvent à la surface de la montmorillonite dans les sites défectueux ou sur les bordures des liaisons rompues de la structure de silicate. Ce type d'eau se trouve, en général, en faibles quantités et peut être éliminé après chauffage à 80-90°C. L'eau liée qui est associée en structure géométrique autour d'un cation. Elle se trouve entre les feuillets de la smectite et elle peut être éliminée après chauffage à 100-200° C. L'eau cristalline qui se trouve à l'intérieur des feuillets sous forme (OH). Elle est fortement liée à la structure et une température de plus de 500°C est nécessaire pour l'éliminer. [12]

a) Structure selon Hofmann & Endelet Wilm

La montmorillonite est composée d'unités constituées de deux couches de silicium tétraédrique et d'une couche centrale d'aluminium octaédrique. Elles sont disposées de telle sorte que les atomes d'oxygène des sommets de chaque tétraèdre de silicium et un des plans d'hydroxyles de la couche octaédrique, se situent dans un même plan. Les sommets des tétraèdres sont formés par quatre atomes d'oxygène reliés à l'atome de silicium central ainsi qu'aux atomes d'oxygène des octaèdres par liaisons covalentes. Les octaèdres ont par contre leurs sommets occupés par quatre atomes d'oxygène et de deux hydroxyles de la couche octaédrique placée directement en dessous des cavités hexagonales du réseau d'oxygène de la couche tétraédrique.

Le cristal anhydre présente une épaisseur de l'ordre de 9.6 \AA . Sa structure dérive de la Pyrophyllite. [9]

b) Structure selon Edelman-Favejee

Une autre structure proposée en 1940 par Edelman et Favejee diffère surtout par le fait qu'un tétraèdre de silicium sur deux est inversé dans les deux couches tétraédriques de sorte que les sommets se trouvent orientés dans la direction opposée. Chaque sommet réorienté peut ensuite être occupé par un hydroxyle OH au lieu d'un atome d'oxygène. On obtient par conséquent, une couche externe de laquelle émergent des hydroxyles dont l'hydrogène aurait un caractère acide. Cette considération ci-dessus rend bien compte de certaines réactions chimiques, comme la méthylation par le diazo méthane, mais ignore l'existence des substitutions dans le réseau. Par ailleurs, elle conduit à une valeur calculée de la capacité d'échange nettement supérieure à celle observée expérimentalement. [9]

c) Structure selon Mc Conald

Mc Conald a proposé, en s'appuyant sur des recherches basées sur la déshydratation thermique, une structure dans laquelle un nombre d'atomes d'oxygènes de la couche silicique sont remplacés par des groupements OH qui peuvent ou non être groupés en tétraèdres. Le centre de ces derniers demeure vide au lieu d'être occupé par un ion Si^{4+} ou Al^{3+} . [9]

II.2.4. Microstructure de la montmorillonite

Les montmorillonites ont différentes représentations structurales par rapport à la méthode de mesure de leur échelle. [13]

Nous présentons dans cette partie différents caractères spécifiques structurales multi-

échelle (1 nm le feuillet, 8-10 nm la particule primaire et 0.1-10 μm l'agrégat). Celles-ci sont présentées par le schéma suivant:

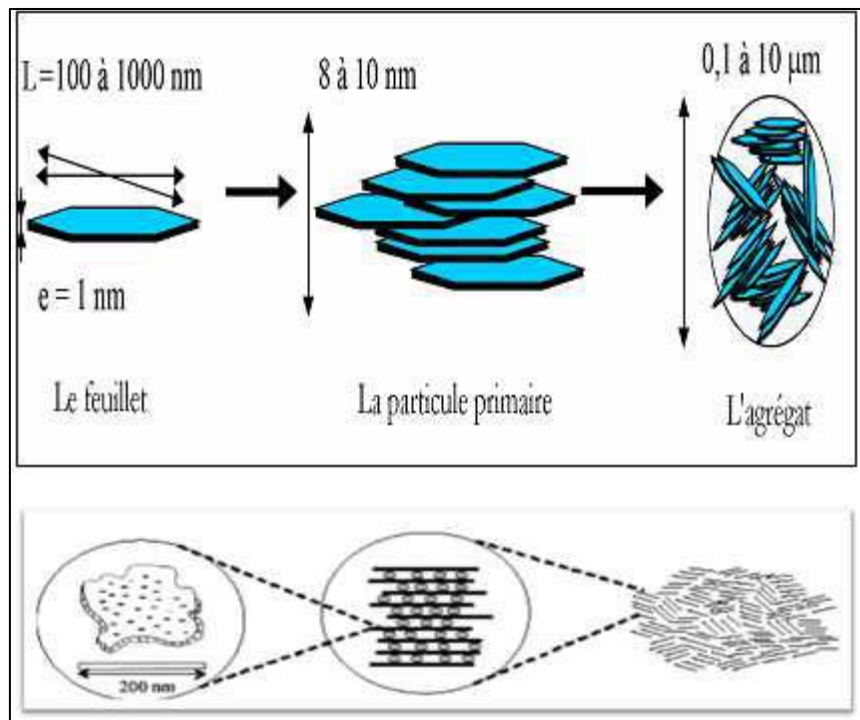


Figure II.3: Microstructure de la montmorillonite, selon Lepluart. [12]

■ Le feuillet

Le feuillet est l'empilement horizontalement successif dans les directions X et Y pour la demi-maille. Il a la forme d'un disque ou d'une plaquette avec des dimensions d'environ cent et mille nanomètres de longueur et de dix Angström d'épaisseur. Ces plaquettes sont très souples surtout en présence de l'eau, donc elles sont déformables. L'anisotropie des feuillets est très importante: elle prouve l'existence de plusieurs familles de smectites. Dans la famille de ces dernières, la charge d'un feuillet varie de 0.2 à 0.6 électron par maille, selon le taux d'occupation des couches octaédriques, et à partir de la localisation des substitutions.

Les cations qui compensent la montmorillonite sont en général des cations de calcium ou bien de sodium; les montmorillonites compensées par des cations de calcium sont appelées des montmorillonites calciques. Lorsqu'elles sont compensées par des cations de sodium, elles sont appelées des montmorillonites sodiques. [9]

■ La particule primaire

Elle se compose au maximum de dix feuillets empilés grâce à des forces électrostatiques attractives entre les ions compensateurs et les feuillets, l'épaisseur est d'environ de 8 à 10

nanomètres pour la taille de particule primaire qui est restée à peu près constante. Donc on peut constater que lorsque la montmorillonite est gonflée, l'espace interfoliaire est augmenté, à ce moment il y a moins de feuillets dans une particule. La montmorillonite présente des substitutions isomorphes de type dioctaédrique. L'arrangement global des feuillets d'une particule primaire de montmorillonite est turbostratique. Ils se présentent irrégulièrement sur le plan (X; Y) mais sont tous perpendiculaires à la direction Z comme l'indiquait le schéma précédant (figure II.3). [9]

■ L'agrégat [14]

Sa taille est environ de 0,1 à 10 μm ; comme le présente le schéma au-dessus, l'agrégat est un groupement des particules primaires orientées dans toutes les directions.

Grâce à l'agrégat, on peut voir différents niveaux de porosité à partir de formation ou d'empilement structurale multi-échelle de la montmorillonite ce qui explique leur aptitude au gonflement.

Donc l'adsorption d'eau se fait à plusieurs niveaux, qui sont les suivants:

- hydratation des cations compensateurs.
- par capillarité au sein des galeries.
- porosités interparticulaires.
- porosités interagrégats.

II.2.5. Composition chimique de quelques bentonites

La bentonite est le terme commercial de montmorillonite. Cette dernière représente plus de 80% de la totalité du minerai. Le reste ce sont des impuretés, à titre d'exemple on a présenté dans le premier tableau l'analyse de quelques bentonites, alors que le deuxième tableau regroupe les taux approximatifs de quelques impuretés en (%).

Tableau II.1: Composition chimique de quelques bentonites. [9]

Proportions(%) Echantillons	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	FeO	CaO	MgO	MnO	Na ₂ O	K ₂ O	H ₂ O
Wyoming (USA)	54,55	20,12	2,23	0,21	1,48	0,95	1,99	0,01	2,48	0,31	16,04
Almeria (Espagne)	47.7	21,59	1,53	0,25	-	2.46	2.82	0.07	0.18	0.20	23.72

Tableau II.2: Taux d'impuretés en (%). [9]

Nature Echantillons	Quartz	Kaolinite	Feldspath
Wyoming (USA)	8.5	2.0	8.4
Almeria (Espagne)	2.0	5.0	5.0

II.2.6. Formule chimique de la montmorillonite [9]

La formule idéalisée d'une maille unitaire de la montmorillonite peut s'écrire :

- ✓ $[(\text{Si}_{(8-x)}\text{Al}_x)(\text{Al}_{(4-y)}\text{Mg}_y)\text{O}_{20} \cdot \text{OH}_{4|(x+y)} \text{C E}_{(x+y)} \cdot n\text{H}_2\text{O}$.
- ✓ $[(\text{Si}_{(8-x)}\text{Al}_x)(\text{Al}_{(4-y)}\text{Mg}_y)\text{O}_{20} \cdot \text{OH}_4]$: Macroanion qui compose le feuillet.
- ✓ Y/8: Proportion de Si substituée par Al tétraédrique.
- ✓ X/4: Proportion d'Al dans la couche octaédrique substitué par Mg.
- ✓ $\text{CE}_{(x,y)}$: Cations échangeables dans l'espace inter-foliaire

II.2.7. Caractéristiques physiques des montmorillonites

II.2.7.1. Capacité d'échange cationique

La montmorillonite et sa capacité d'adsorber certains cations et de les maintenir dans un état d'échange, cela signifie que ces cations intercalés peuvent être échangés par le traitement d'autres cations dans une solution aqueuse. Les cations échangeables les plus communs sont Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , H^+ , K^+ et NH_4^+ . En effet, si l'argile est placée dans une solution d'un électrolyte donné, un échange se produit entre les ions de l'argile et ceux de l'électrolyte.

II.2.7.2. Surface spécifique

La surface spécifique est égale au rapport des volumes sur la surface des phyllosilicates. Pour cette raison les méthodes les plus utilisées qui déterminent la surface spécifique des phyllosilicates sont basées sur l'introduction progressive d'un réactif dans une suspension aqueuse jusqu'à sa saturation. Pareillement on mesure le volume qui est additionné jusqu'à la saturation du phyllosilicate. Le réactif sélectif est nécessaire, il peut se développer depuis l'interaction spécifique avec le phyllosilicate étudié jusqu'à couvrir toute sa surface.

L'éthylène glycol est utilisé dans ce cas; des liaisons hydrogènes sont développées entre le réactif et les atomes d'oxygène de surface. [15]

II.2.7.3. Densité de charge spécifique

La densité de charge spécifique qui est égale au rapport entre la capacité d'échange cationique (CEC) et la surface spécifique de la particule argileuse. L'augmentation de la densité de charge spécifique réduit le gonflement ou la pression de gonflement des matériaux argileux. Cette augmentation entraîne l'attraction des ions, ce qui provoque une condensation de la double couche, donc une diminution de son épaisseur. Enfin les montmorillonites ont des surfaces spécifiques très importantes couplées à une grande anisotropie. [9]

II.2.7.4. Propriétés de gonflement et le rôle du cation compensateur

Le gonflement est une séparation des feuillets de montmorillonite jusqu'à l'équilibre interfoliaire et sous une pression donnée. Cette distance peut atteindre jusqu'à 100 Angströms, sous pression atmosphérique pour certaines montmorillonites sodiques. Presque toute la surface interfoliaire est occupée par les anions, donc les propriétés de gonflement des montmorillonites sont dues au caractère hydrophilique; ce qui est évident car il existe des cations compensateurs dans les galeries interfoliaires. Cependant, cette condition n'est pas suffisante car ces propriétés de gonflement ne concernent que le greffage des cations inorganiques dans les galeries, ce qui n'est pas valable pour tous les phyllosilicates. Dans le cas des micas, dans la couche tétraédrique on localise un fort déficit de charges qui constituent des liaisons très fortes entre les ions compensateurs et les surfaces interfoliaires, ce qui provoque l'hydratation des cations. Dans les cas de Vermiculite di ou trioctaédrique, ils sont de très faibles forces déficitaires par rapport au mica, donc sa capacité de gonflement est très bonne en raison du changement des ions de compensateurs qui sont très facile à changer. Les substitutions octaédriques sont meilleures que les tétraédriques au gonflement, car l'interaction des feuilles qui changent les cations compensateurs est très aisée. [13]

Donc nous pouvons dire que les montmorillonites sont les phyllosilicates ayant les meilleures propriétés de gonflement.

Le gonflement de l'argile sera plus important lorsque les cations compensateurs seront de petites tailles et faiblement chargés. [9]

Selon le type de cation compensateur suivant, on classe le gonflement des feuillets en décroissant: $\text{Li}^+ > \text{Na}^+ > \text{Ca}^{2+} > \text{Fe}^{2+} > \text{K}^+$. Le cas du potassium est spécifique parce que cet ion

possède la dimension des cavités en surface du feuillet et s'y retrouve piégé à cause de leur structure. Il devient donc moins hydratatable et difficilement échangeable. [9]

Un premier effet est le gonflement qui se fait par l'organisation des feuillets de montmorillonite qui développe la surface spécifique et permettent une forte adsorption d'eau et leur flexibilité permet de créer des pores au sein des particules. Un deuxième effet consiste en une délamination par translation ou rotation sur le plan (x, y). Ces deux effets permettent de créer des pores au sein des particules primaires. On distinguera donc l'eau liée aux feuillets, par l'hydratation des cations ou par des liaisons hydrogènes avec les atomes d'oxygène du cristal, de l'eau libre contenue dans les pores aux différentes échelles (eau interfoliaire, eau interparticulaire et eau interagrégat) Le gonflement d'une montmorillonite peut être séparé en deux groupes. [9, 16]

a) Le gonflement cristallin (interfoliaire)

Permet l'augmentation de la distance interfoliaire de 9,6 à 20 Angströms. Ce gonflement est appelé gonflement en présence d'eau vapeur car quand on sèche la montmorillonite à 105 C°, le gonflement reste encore et sa distance est d'environ 12 Angströms. Ce gonflement prouve que l'existence de l'eau est liée à ses feuillets. L'étude de gonflement cristalline est liée à l'énergie d'hydratation des cations compensateurs. [9, 17]

b) Le gonflement osmotique (libre)

Appelé aussi le gonflement macroscopique ou le gonflement libre. Macroscopique par rapport à l'eau qui en prend une échelle macroscopique, libre parce que l'eau est libre sur les feuillets d'argile. Il disparaît facilement à la température presque de vaporisation de l'eau à 105C°. Il se produit donc lorsque l'énergie d'hydratation est suffisante pour franchir la barrière de potentiel due aux forces électrostatiques attractives entre les feuillets. [9]

II.2.8. Les différents types de bentonite [9]

II.2.8.1. Bentonites naturelles

En fonction de la nature du cation échangeable présent, il existe à l'état naturel deux types de bentonites:

- les bentonites sodiques, où le sodium est le cation échangeable majoritaire, elles ont un fort pouvoir de gonflement et d'adsorption.

- les bentonites calciques, où le calcium est le cation échangeable majoritaire, elles ont un pouvoir de gonflement et d'adsorption plus faible que les bentonites sodiques.

Ces deux types de bentonites, éventuellement après un séchage à 80-90°C, sont simplement broyées avant leur commercialisation.

II.2.8.2. Bentonites activées [9]

Afin d'améliorer les propriétés d'adsorption des bentonites calciques, ces dernières sont le plus souvent activées par du carbonate de sodium puis séchées et broyées; on obtient ainsi des bentonites calciques activées dont les propriétés sont égales ou supérieures à celles des bentonites sodiques.

Les propriétés de ces bentonites ainsi activées ou permutées sont moins stables dans le temps (3 à 18 mois) et dépendent de l'activation et des taux de magnésium, calcium et sodium.

Ces différents types de bentonites se présentent sous forme de poudre ou de granulés sphériques ou cylindriques. Elles ont des couleurs très variables allant du blanc pour les produits les plus purs au gris, beige ou vert pour les autres.

II.3. Caractérisation de la bentonite de Maghnia et de Mostaganem

La caractérisation des deux échantillons d'argile a été effectuée au préalable par l'équipe du laboratoire de la DTD dans le cadre d'une étude globale des argiles et de leur utilisation dans les boues de forages.

II.3.1. Propriétés physiques

Tableau II.3: Propriétés physico-chimiques de la bentonite de Maghnia et Mostaganem

Propriétés	Maghnia	Mostaganem
Surface spécifique	872 m ² /g	832 m ² /g
Gravité spécifique sg	2,72	2,73
Valeur au bleu de méthylène	29.41	25.21
Ratio de gonflement	6.20	5.80
pH	10.1	9.8

II.3.2. Détermination de la composition Minéralogique par diffraction des Rayons X

Tableau II.4: Composition minéralogique des deux échantillons de bentonite

Échantillons	Composition minéralogique
Bentonite Mostaganem	Montmorillonite, quartz, illite, feldspaths, calcite et kaolinite
Bentonite Maghnia	Montmorillonite, quartz, feldspaths et illite

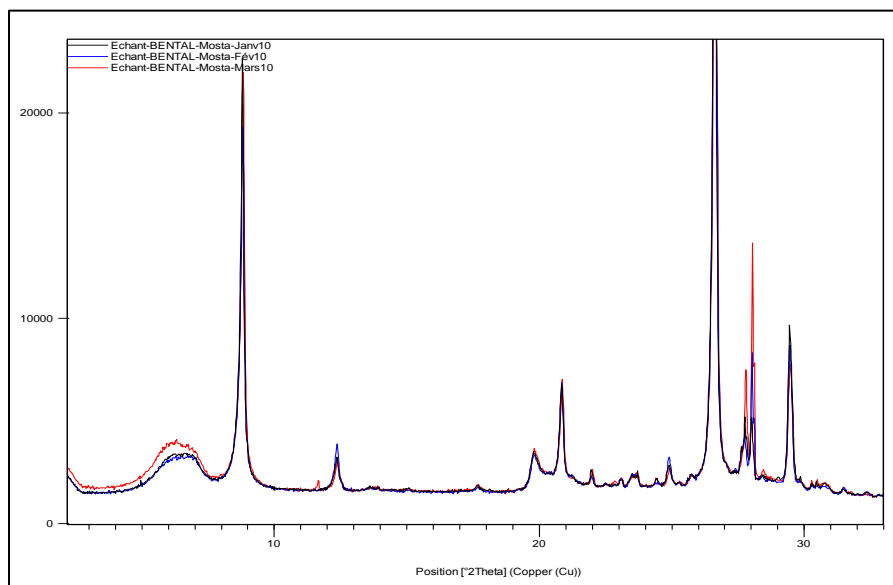


Figure II.4 : Spectre DRX de l'échantillon de bentonite de MOSTAGANEM

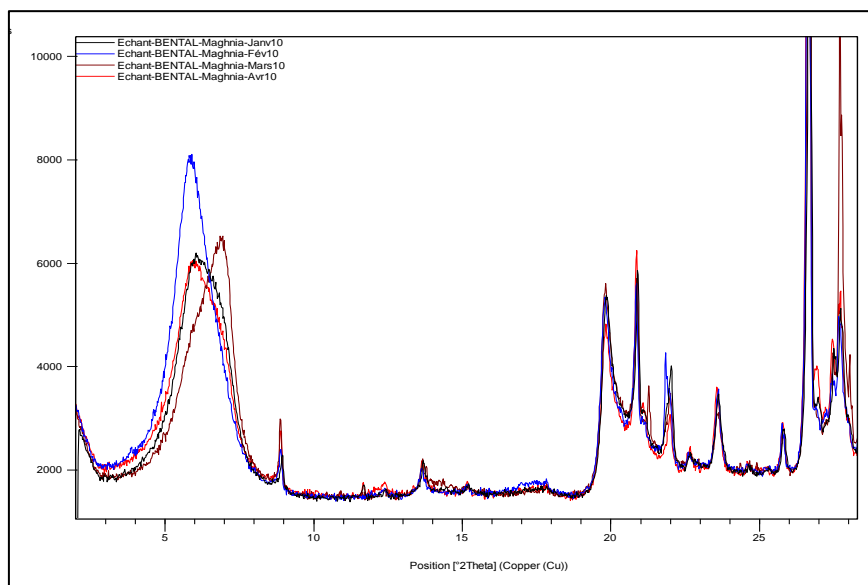


Figure II.5 : Spectre DRX de l'échantillon de bentonite de MAGHNA

II.3.3. détermination de la composition chimique par fluorescence des Rayons X

Tableau II.5: Composition chimique de la bentonite

Eléments	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	MnO	Na ₂ O	K ₂ O	PO ₂ O ₅	TiO ₂	PAF
Bentonite Mostaganem	58,41	15,60	2,03	0,85	3,37	0,037	1,82	1,69	0,037	0,16	16,50
Bentonite de Maghnia	60,16	14,89	2,13	0,51	2,40	<0,05	5,01	2,11	<0,05	0,18	12,74

Discussion

Les principaux résultats sont consignés dans les tableaux et figures ci-dessus, révélant :

- Des caractéristiques physico-chimiques classiques des montmorillonites, en effet, les argiles présentent des densités de l'ordre de 2.73 ;
- Une minéralogie (figure 4 et 5) avec des pics correspondants à des phases minéralogiques ;
- une composition chimique classiques des argiles de type montmorillonitiques avec des taux importants en oxydes de silice et aluminium ;

Conclusion

La différence entre les deux bentonites Maghnia et Mostaganem peut être résumée au niveau :

- La caractérisation physico-chimique montre des valeurs de la capacité d'échange cationique et surface spécifique supérieures pour l'argile de Maghnia que Mostaganem où il apparait le contraire.
- Le pouvoir de gonflement supérieur de la bentonite de Maghnia permettant un écartement plus important des feuillets argileux et une plus grande réactivité qui permet la rétention de l'eau dans l'espace interfoliaire qui signifie que c'est une propriété recherchée chez la famille des smectites .
- De la composition minéralogique qui montre la présence de même minéraux (montmorillonite, illite, quartz et feldspath..) mais également plus d'impuretés (calcite et kaolinite) pour l'argile de Mostaganem.

- De la composition chimique montrant un taux de Na_2O et d'oxyde de silicium supérieur dans le cas de l'argile de Maghnia engendrant la grande capacité d'échange cationique.

Chapitre III

Les polymères

Introduction

Les polymères comme les autres substances, leur ajout dans les fluides de forage est devenu indispensable pour améliorer les performances techniques des fluides de forage.

Plusieurs travaux de laboratoire ainsi que des observations sur chantier, ont montré que l'avancement du forage est affecté quand le fluide renferme des polymères. L'introduction de polymères synthétiques depuis les années 1990 dans le domaine des WBM et des OBM, est une bonne alternative pour la résolution des problèmes rencontrés dans le forage avec les boues classiques.

III.1. Historique [18]

L'utilisation des polymères dans les fluides de forage a commencé pour la première fois en 1937 lorsque l'on ajouta de l'amidon de maïs à la boue bentonitique pour contrôler les caractéristiques de filtration.

Ce développement fut suivi assez rapidement par l'introduction des carboxyméthyl cellulose, tannins, quebrachos et lignosulfonates, qui furent tous régulièrement utilisés à partir de 1945.

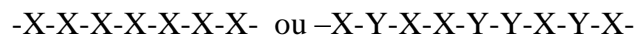
L'utilisation initiale était d'accroître les propriétés d'un système simple à base d'argiles et de protéger la bentonite de la floculation du sel. Les substances utilisées se produisaient naturellement ou étaient extraites par des procédés simples.

Depuis cette époque, les polymères utilisés sont devenus beaucoup plus sophistiqués, et sont souvent conçus spécialement pour une situation de forage particulière; dans certains cas, ils peuvent même remplacer totalement les argiles, particulièrement pour le forage des zones argileuses sensibles à l'eau ou des zones productrices d'eau et d'hydrocarbures. Le nombre et la variété des polymères sont sans cesse en nombre croissant et c'est la capacité à fabriquer un polymère sur mesure avec des propriétés particulières pour une situation spécifique qui permettra de résoudre tous les problèmes de forage à l'avenir.

III.2. Définition

Un polymère est un système formé par un ensemble de macromolécules, c'est-à-dire d'entités moléculaires de grande dimension, issues de l'assemblage covalent d'un grand nombre d'unités répétitives plus communément appelées unités (ou motifs) monomères. [20] Ils peuvent se présenter :

- ❖ En chaînes linéaires avec une répétition linéaire n fois du motif X (homopolymère) ou de deux ou plusieurs motifs (copolymères XY par exemple).



- ❖ En chaîne non linéaire : branchés en étoiles ou en réseau.

Lorsque ces polymères présentent des groupements de charges anioniques ou cationiques, on les appelle des polyélectrolytes. [20]

III.3. Classification des polymères.

III.3.1. Classification générale

III.3.1.1. Selon leur origine [20]

On peut les classer en trois catégories :

a) 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.

b) Les polymères artificiels

Sont obtenus par modification chimique de polymères naturels, de façon à transformer certaines de leurs propriétés, les esters cellulosiques ont toujours connus une certaine importance économique.

c) Les polymères synthétiques

Totalement issus du génie de l'homme, sont obtenus par polymérisation de molécules monomères.

III.3.1.2. Selon leur domaine d'application

Il est difficile de proposer une classification exhaustive tout la variété des propriétés a multiplié les applications des polymères, comme matériaux en particulier, polystyrène, les polyamides, les polymères thermostables, adhésifs, etc.

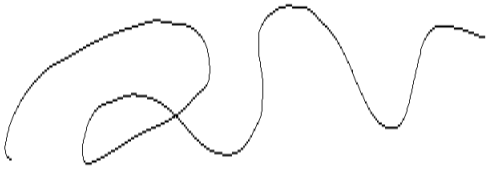

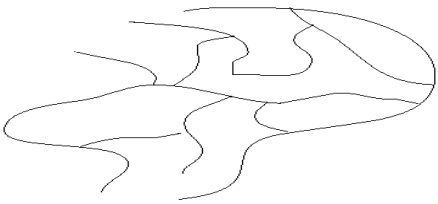
III.3.1.3. Selon leur structure (dimensionnalité) [20]

Les polymères peuvent encore être classés en trois catégories :

1. Celle des polymères linéaires (ou monodimensionnels), pour lesquels chaque chaîne macromoléculaire est constituée d'un nombre élevé mais fini d'unités monomères. De tels systèmes correspondent à la polymérisation de monomères bivalents.
2. Celle des polymères bidimensionnels, dont certains peuvent être produits par la nature (carbone graphite, kératine...) ; ils se présentent sous la forme de feuillets bidimensionnels d'épaisseur comparables à celle des molécules simples.
3. Celle des polymères tridimensionnels, qui résultent de la polymérisation de monomères dont la valence moyenne est supérieure à deux ou encore de la réticulation (formation d'un réseau tridimensionnel), par voie physique ou chimique de polymères linéaires leur dimension moléculaire peut être considérée comme infinie puisque toutes les unités monomères constitutives d'un objet sont liées de façon covalente pour former une seule macromolécule. Les liaisons se développent dans les trois dimensions.

Les différentes structures des polymères sous lesquelles elles peuvent être rencontrées sont dans le tableau suivant :

Tableau III.1: Représentation schématique des structures de polymères. [20]

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.3.2. Classification des polymères dans les fluides de forage

Les polymères en fluides de forage peuvent être classés de trois manières :

✓ **selon leur chimie**

La réactivité chimique dépend essentiellement du type de groupes qui sont attachés à la molécule et de leur nombre. Il y'a souvent plus d'un type de groupes réactifs. La distribution des groupes sur le polymère affecte aussi la réactivité et les propriétés. Souvent en raison de la nature complexe des polymères on ne connaît pas les détails de la structure ; mais les diverses conditions de réaction peuvent produire des différences dans la structure qui peut influencer sur les performances de polymères. [23]

Les groupes qui peuvent être reliés au polymère sont divisés à 03 :

- Non anioniques.
- Anioniques ou chargés négativement.
- Cationiques ou chargés positivement.

Tableau III.2: Groupes Polaires [18]

Classe	Groupe	
	Nom	Formule
Non ionique	- Hydroxyle,	O-H
	- liaison-ether	R-O-R
	- OH phénolique	-O-CH ₃
Anionique	- Carboxyle	C ₆ H ₅ OH-C ₆ H ₅ O-
		COOH-COO-
	- sulfonique	-SO ₃ H- -SO ₃ -
	- phosphate	-PO ₃ H- -PO ₃ -
Cationique	-amine	-NH ₃ - -NH ₄ ⁺)

- ✓ **leur fonction** : telle que des additifs viscosifiants ou réducteurs de filtrat
- ✓ **leur origine** : naturelle, naturelle modifiée ou synthétique. [20]

III.4. Mode d'action des polymères avec les particules argileuses

Les polymères classés comme polysaccharides représentent le groupe le plus utilisé dans les fluides de forage. L'unité de base est le glucose qui contient seulement des atomes de carbone, hydrogène et oxygène.

Le type et la nature des polymères conditionnent leur action en tant que viscosifiant ou réducteur de filtrat :

- Concernant la viscosité ou la fluidification :

Dans les systèmes argileux, les polymères réagissent par adsorption par les charges négatives sur les particules argileuses qui présentent des charges positives.

L'utilisation de polymères comme le xanthane qui présente des conformations en bateau menant à l'enchevêtrement de ses molécules et formant ainsi une couche rigide et visqueuse. De même que le polymère de type PHPA va engendrer par effet de masse (masse moléculaire élevée) un épais film visqueux.

- Pour ce qui est du mécanisme de réduction de filtrat :

Il est lié à la présence de particules colloïdales comme celles de l'amidon qui se compriment et bouchent les pores du cake empêchant la filtration. Par ailleurs, les molécules du PAC ou CMC déflocculent les particules de bentonite formant un cake tassé en une couche plus mince imperméable.

III.5. Polymères utilisés dans les fluides de forage [22]

III.5.1. Viscosifiant

La viscosité est due aux interactions entre les molécules des polymères et l'eau, entre les polymères entre eux et entre les polymères et les solides quand ils sont présents. Ces forces qui engendrent la viscosité peuvent être interrompues par l'apport d'énergie ou de cisaillement. Il en résulte que plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible. Les solutions qui ont un tel comportement sont dites pseudo-plastiques ou fluides fluidifiants par cisaillement. Ceci est le comportement d'écoulement 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 et des viscosités plus élevées sont nécessaires dans des zones à taux de cisaillement plus faible dans l'espace annulaire, pour transporter les déblais vers la surface.

Le comportement rhéologique de fluidification par cisaillement est complètement indépendant du problème de la dégradation mécanique ou chimique de la chaîne du polymère pour former un dérivé à poids moléculaire plus faible avec des caractéristiques de viscosité plus faible. Ainsi les conditions de cisaillement mécanique élevé telles que celles rencontrées dans les pompes et lors du passage à travers les buses, peuvent réduire la viscosité. Les molécules linéaires, comme celles dérivées de la cellulose, tendent à être plus sensibles à la

dégradation mécanique que les polymères à ramifications plus importantes comme les polysaccharides bactériens. Des conditions de haute température, haute teneur en oxygène et haute alcalinité tendraient à rendre la plupart des polymères organiques plus sensibles à une dégradation chimique.

III.5.1.1. Polysaccharides Microbiens - Gommex Xanthane

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

La gomme Xanthane est un hétéropolysaccharide avec un poids moléculaire supérieur à 1 million. La gomme contient une unité de base répétitive de 16 unités. Il est à noter que c'est une structure ramifiée contenant des groupes carboxyles polaires et des groupes ester.

Le polymère forme des solutions visqueuses qui sont fortement pseudo plastiques ou fluidifiantes par cisaillement et faiblement épaississante par cisaillement.

Ce comportement, bien développé, est dû, à la formation de structures en bobines qui s'agglomèrent étroitement entre elles à de faibles taux de cisaillement. Une conséquence importante de ce phénomène est que les solutions de polymères xanthane ont d'excellentes propriétés de suspension qui ne peuvent être comparées à d'autres polymères à concentrations équivalentes.

Les propriétés visqueuses de ces polymères ne sont généralement pas affectées par le sel ou la température.

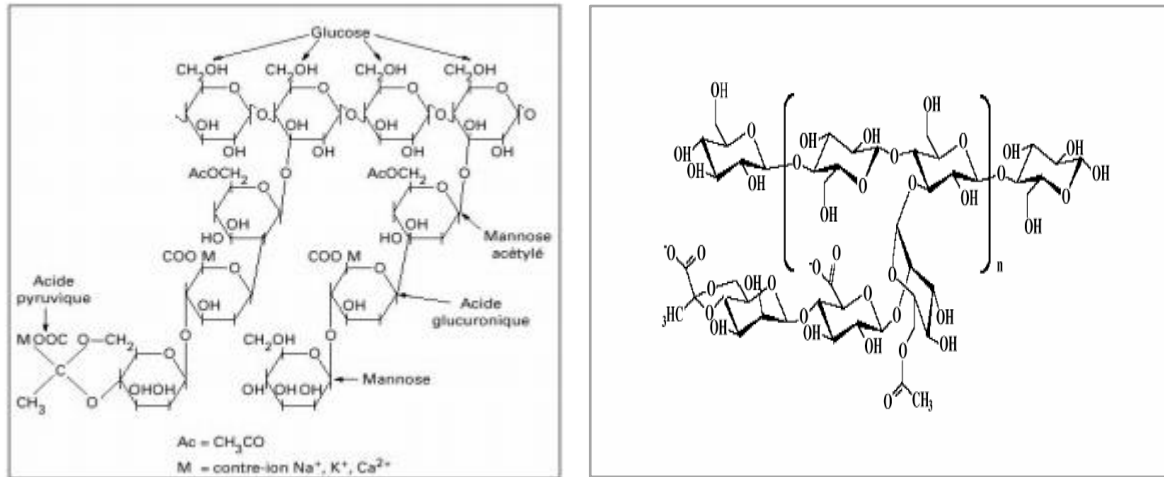


Figure III.1: Structure moléculaire d'un monomère chimique de xanthane.

III.5.2. Fluidifiants et Défloculants

Les défloculants, ou fluidifiants dans les systèmes à base d'argiles alcalines obtiennent généralement des résultats par adsorption du polymère chargé négativement sur les plaquettes d'argile, neutralisant ainsi les charges positives et créant une charge négative globale. Ainsi les fluidifiants sont caractérisés par leur charge négative et leur poids moléculaire faible. Si le polymère est trop long, il liera les particules entre elles et manifestera une action de floculation.

Au cours du forage la viscosité de la boue peut être trop élevée. On peut la réduire soit par dilution, soit par addition de fluidifiant, cette deuxième méthode à l'avantage de ne pas modifier la densité de la boue.

L'emploi des fluidifiants a aussi l'avantage d'améliorer l'état colloïdal de la boue et sa stabilité. Les fluidifiants jouent donc aussi le rôle de défloculants à titre préventif ou curatif, en protégeant les colloïdes présents dans la boue et/ou en luttant contre l'agent contaminant.

Les fluidifiants sont adsorbés par les particules d'argile. Il sature les valences résiduelles, ce qui a pour effet de réduire les forces attractives entre particules. Les forces répulsives prédominent et les particules sont alors parfaitement dispersées.

Ce schéma général de l'action des fluidifiants est fonction de la nature du fluidifiant, de la nature des électrolytes présents dans la boue, de l'alcalinité de la boue etc...

Les fluidifiants et défloculants peuvent être minéraux ou organiques.

III.5.2.1. Fluidification minéraux

Les fluidifiants minéraux peuvent être :

- L'eau ;
- Les phosphates complexes.

a) L'eau

L'eau réduit d'une manière efficace les caractéristiques rhéologiques des boues de forage.

La dilution est toutefois limitée car :

- Une addition d'eau réduit presque toujours les caractéristiques rhéologiques mais augmente la valeur du filtrat d'où la nécessité d'un traitement parallèle à la dilution.
- une addition d'eau réduit presque toujours la densité de la boue ce qui dans certains cas va nécessiter l'addition d'alourdissant.

b) Phosphates complexes

Il existe un nombre important d'acides dérivés des oxydes de phosphore. Ces acides possèdent toujours plus d'un atome d'hydrogène, on aura donc par neutralisation, des sels neutres ou des sels acides. Ceci explique le grand nombre de phosphates qui pourraient être utilisés dans les boues de forage comme réducteurs de viscosité.

En pratique, les phosphates employés sont peu nombreux, leur choix a été fixé par :

- Les facilités de fabrication d'où leur prix de revient.
- Leur efficacité.
- Leur stabilité.

Les phosphates les plus utilisés sont les sels sodiques suivants, classés dans l'ordre d'efficacité décroissante :

- ✓ Pyrophosphate acide de sodium
- ✓ Pyrophosphate neutre de sodium ou pyrophosphate tétra sodique

Méta phosphate et Hexamétaphosphate de sodium Tétra phosphate de sodium

III.5.2.2. Fluidification organique

Parmi les fluidifiants organiques nous trouvons :

- Les tanins.
- Les dérivés de la lignine et du lignite.
- Les acides humiques.
- Certains agents tensioactifs.
- Certains polymères synthétiques.

Les plus employés appartiennent aux deux premières catégories.

i. Les tanins

Les tanins sont extraits de l'écorce de certains arbres tels que le Quebracho, la mangrove, le mimosa, le châtaignier. Les tanins sont insolubles ou faiblement solubles dans l'eau, c'est substance acide à poids moléculaire faible.

Les tanins de châtaignier appartiennent à la classe de tanins pyrogalliques. Leur pH est compris entre 3 et 5, ils sont livrés sous forme pulvérulente. Dans les boues de forage ils sont utilisés en solution sodique à la concentration de 2 à 8 g/1 de boue. Le rapport tanin soude en solution est de 1/2 à 2/1 en poids.

Les tanins se dégradent avec la température, leur limite d'utilisation est environ de 150°C, comme les amidons et CMC. Ils deviennent inefficaces si la concentration en calcium soluble atteint 300 à 400 mg/1 et/ou lorsque la concentration en NaCl atteint 20 g/1.

ii. Les dérivés de la lignine et du lignite

Les dérivés des lignines les plus employées comme fluidifiants sont les lignosulfonates.

Les lignosulfonates peuvent être utilisés sous forme de :

- Lignosulfonate de calcium.
- Lignosulfonate de sodium.
- Lignosulfonate de fer de chrome.

lignosulfonate de fer de chrome qui fonctionnait pratiquement dans toutes les boues à base d'eau. Ce produit possède la particularité de se comporter :

- + Comme un fluidifiant équivalent au Quebracho entre 2 et 8 g/1.
- + Comme un inhibiteur de gonflement des argiles et un réducteur de filtrat à concentration plus élevée (15 à 30 g/1).

iii. Les acides humiques

Les acides humiques proviennent de l'humus contenu dans les tourbes, lequel provient lui-même de la décomposition anaérobie des végétaux. Les tourbes peuvent contenir jusqu'à 60 à 75 % d'acide humique. L'alcalinisation de l'acide humique donne l'humate de soude.

Les acides humiques, tourbes et lignites se comportent comme des fluidifiants de boues de forage, ils présentent une grande résistance à la température.

iv. Agents tensioactifs

Les particules de bentonite d'une suspension floculée par des ions sodium ou calcium étaient orientées dans tous les sens et formaient des agrégats.

L'addition de produits tensioactifs, généralement du type non ionique, a pour effet de défloculer partiellement cette suspension, ces produits s'adsorbent sur les feuillets argileux et provoquent leur réunion, non plus en ordre dispersé mais en empilements réguliers, face contre face. Les caractéristiques rhéologiques de cette nouvelle suspension sont très faibles. De plus cette nouvelle organisation du système améliore le filtrat.

Les produits utilisés couramment sont des dérivés non ioniques, de l'alkyl phénol rendus solubles dans l'eau par fixation de 9 à 12 molécules d'oxyde d'éthylène sur la fonction phénolique. Ils ont un pouvoir moussant élevé, ils doivent être accompagnés d'un anti-mousse puissant.

Ils sont commercialisés aux Etats-Unis sous le nom de DMS et DHE Leur emploi ne connaît pas un grand succès du fait du prix de revient élevé.

v. Polymères synthétiques

Parmi ceux-ci, il faut citer polyacrylate de sodium utilisé pour contrôler la rhéologie. Action fluidifiante, inhibiteur de gonflement des argiles, insensible aux contaminants, stable en température, ces polymères ne contiennent aucun élément toxique.

III.5.3. Flocculants

Les flocculants sont principalement caractérisés par un poids moléculaire élevé, ce qui permettra au polymère de former des liaisons de particule à particule. Les molécules de groupe ionique peuvent s'adsorber plus fortement sur les sites ioniques et ainsi flocculer de façon plus efficace. [20]

III.5.4. Réducteur de filtrat

Les additifs polymères peuvent affecter le filtrat essentiellement par trois mécanismes différents. Un cake défloculé va se tasser pour former un cake plus mince et plus imperméable de façon à ce que les polymères qui agissent comme défloculants, tels que les CMC à basse viscosité ou les lignosulfonates, réduisent le filtrat. Si la phase liquide, que l'on fait passer à travers le cake, est visqueuse, cela réduira aussi le filtrat. Des exemples de ces polymères sont les CMC à poids moléculaires élevés ou les gommes xanthane. Ces deux mécanismes sont des fonctions secondaires de ces deux types de polymères et particulièrement les flocculants ou viscosifiants.

Un troisième mécanisme de réduction de filtrat est d'ajouter des particules colloïdales qui peuvent se déformer et se comprimer pour boucher les pores du cake. Les structures d'amidon, certains dérivés d'asphaltes ou de lignines correspondent à cette description.

a) Dérivés de cellulose

La cellulose est composée d'unités de glucose reliées par des liaisons 3 (1~4), ce qui donne le polymère linéaire. La fibre de bois est constituée de faisceaux de ces molécules réticulées avec une substance appelée la lignine. La cellulose est insoluble dans l'eau mais elle peut être chimiquement modifiée afin d'introduire d'avantage de groupes hydrophiles et de décomposer sa structure cristalline. La réaction est de gonfler la cellulose avec des alcalis et ensuite de former des dérivés chimiques de groupes hydroxyles sur des unités anhydroglucose.

b) Carboxymethylcellulose (CMC)

La CMC est un polymère linéaire anionique à base de cellulose partiellement greffée par des groupes $-OCH_2COO^-$ (Figure III.2) selon un certain degré de substitution (DS).

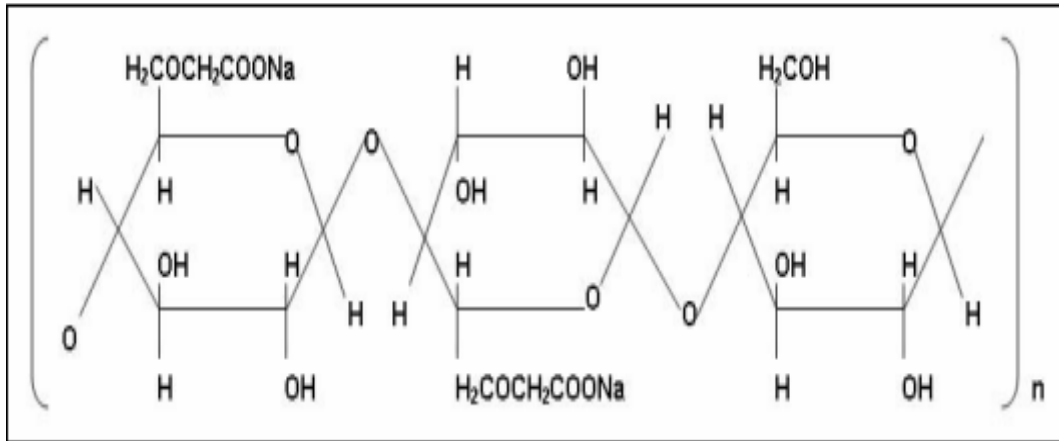


Figure III.2: structure chimique de CMC. [3]

La CMC, abréviation de carboxyméthyl cellulose est un dérivé de la cellulose. La cellulose est insoluble dans l'eau et ne peut être employée comme réducteur de filtrat, si on n'a pas augmenté sa solubilité dans l'eau par introduction de groupements déterminés dans la molécule.

Ces groupements peuvent être, entre autres, des radicaux carboxyméthyl, hydroxyéthyl ou sulfométhyl.

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

Les CMC sont caractérisées par :

- ❖ Leur degré de dépolymérisation, les produits obtenus donnent des solutions aqueuses d'autant moins visqueuses que leur poids moléculaire est plus faible ;
- ❖ Leur degré de substitution, on appelle degré de substitution le nombre de groupements CMC fixés sur la molécule. A degré de polymérisation égal, la solubilité dans l'eau des produits est d'autant plus grande que le degré de substitution est plus élevé ;
- ❖ Leur degré de pureté, c'est à dire leur teneur en matière active, les autres produits parfois présents étant les sous-produits de la réaction.

On peut donc établir la classification suivante :

CMC techniques à 50% de matière active se subdivisant en :

- basse viscosité CMC LV T (LV : low viscosity) ;

- haute viscosité CMC HV T.

CMC raffinées ou purifiées à 85 % et plus de matière active se subdivisant en :

- ❖ basse viscosité CMC LV P ;
- ❖ haute viscosité CMC HV P.

La densité des CMC est voisine de 1,60.

Utilisation

La CMC est ajoutée aux boues de forage douces ou salées pour réduire le filtrat. Contrairement aux amidons, les CMC ne sont pas fermentescibles, ce qui permet de les utiliser dans des milieux moins alcalins (pH 8,5 à 10).

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

Les CMC techniques peuvent "floculer" en présence d'une concentration élevée en chlorure de sodium. Il est donc indispensable d'utiliser des CMC raffinées au-delà de 30 à 35 g/l de Na Cl.

De même les ions calcium solubles peuvent réagir sur les CMC pour donner des sels calciques moins solubles que le sel sodique initial.

Au-delà de 500 à 600 mg/l de Ca⁺⁺, il est nécessaire d'utiliser des CMC raffinées. En présence d'une certaine quantité de sels de métaux bi ou trivalents, les CMC peuvent former de gels. Ceci explique l'augmentation des caractéristiques rhéologiques des boues de forage traitées à la CMC dans le cas de certaines pollutions.

Le choix entre les différentes catégories de CMC et l'amidon sera déterminé par des critères technico-économiques que nous verrons dans le cadre de l'étude des types de boues, nous pouvons cependant déjà dire que :

- ✓ Les CMC haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.
- ✓ Le rendement d'une CMC diminue lorsque la salinité augmente et on lui préfère l'amidon pour contrôler le filtrat des boues salées saturées.

- ✓ Cependant, les CMC possèdent encore un bon rendement en milieu salé saturé sous réserve de maintenir la concentration en calcium au-dessous de 400-500 mg/l. Dans ce cas-là, nous aurons souvent une boue possédant des viscosités plus basses qu'avec l'amidon.

c) Amidon

L'amidon est présent dans les plantes sous forme de réserve de nourriture. Les graines d'amidon possèdent une paroi de cellule extérieure dure, formée à partir d'un polysaccharide appelé amylopectine. A l'intérieur de la coquille se trouve des faisceaux d'un polysaccharide linéaire en forme de bobine : L'amylose.

L'amidon peut être modifié pour former un agent très efficace de réduction de filtrat, particulièrement dans les fluides salés floculés en formant des particules colloïdales gonflables à l'eau qui vont boucher les pores du cake.

Utilisation

L'amidon est ajouté aux boues de forage douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige que l'une des deux conditions suivantes soit satisfaite.

- pH > 11 à 11,5 ;
- Salinité > 200 g/l en Na Cl.

La présence d'un anti-ferment, peut aussi être une condition suffisante. Ces exigences découlent du fait que l'action de certaines bactéries, toujours présentes dans l'eau, provoque la dégradation de l'amidon par fermentation.

D'autre part l'amidon est sensible à l'action de la température qui provoque une dégradation résultant d'une coupure des chaînes linéaires ou ramifiées. Un bon amidon doit, dans des conditions de pressions normales de fond de puits, résister à 150°C soit environ 4500 mètres de profondeur. La présence de calcium soluble nuit à l'efficacité de l'amidon.

III.6. Autres polymères (colloïdes organiques)

L'utilisation de certains colloïdes se développe de plus en plus.

Trois raisons principales contribuent au développement de ces colloïdes organiques :

- L'utilisation de plus en plus fréquente de boues à base d'eau de mer, milieu fermentescible ne permettant pas la mise en œuvre aisée des amidons classiques ;
- L'utilisation de boues à faibles teneurs en solides, sans argile à la fabrication ;
- La recherche d'une inhibition plus importante des argiles ceci afin de limiter les problèmes de forage et les volumes mis en jeu.

Parmi les plus répandus actuellement nous trouvons :

III.6. 1. Dérivés cellulosiques

Les Hydroxyéthylcarboxyméthylcelluloses (CMHEC) sont utilisées comme réducteur de filtrat en présence de sels complexes (chlorures de magnésium, calcium, potassium, sodium, etc...).

Les Hydroxyéthylcelluloses (HEC) sont des polymères non ioniques, solubles dans l'eau. Les utilisations principales des HEC sont:

- Les fluides à faible teneur en solides ;
- Les fluides de complétion car il peut être détruit par une acidification.

Les Celluloses Poly-anioniques (PAC) sont des polymères de forts poids moléculaires, avec une distribution homogène du groupe anionique dans la chaîne cellulosique, les PAC possèdent les propriétés suivantes :

- viscosifiant ;
- Inhibiteur de gonflement des argiles ;
- Pouvoir encapsulant ;
- réducteur de filtrat ;
- utilisation en milieu salé.

Il remplace de plus en plus les CMC

➤ **Les Polyacrylamides partiellement hydrolysés (PHPA)**

Sont des polymères linéaires partiellement hydrolysés, non toxiques, de bonne stabilité aux basses et hautes températures. Leur pouvoir enrobant très élevé en fait des inhibiteurs de gonflement et dispersion des argiles. Ces polymères totalement synthétiques ont l'avantage

d'être utilisés dans de faibles concentrations. Leur utilisation n'est pas recommandée dans les zones calcaires (craie) car ils provoquent une floculation du système.

III.6.2. Les biopolymères

Les bio-polymères sont obtenus par fermentation bactérienne d'hydrates de carbone. Par exemple un bio-polymère, est un hétéro polysaccharide de type anionique résultant de la fermentation de sucres par la bactérie "Xanthomonas Campes tris".

Sa masse moléculaire est égale à plusieurs millions, chaque molécule élémentaire étant composée de monosaccharide (glucose, mannose) et de radicaux carboxylés (acide acétique, acide pyruvique, acide glucuronique), ces derniers sous forme de sels alcalins.

Le nom générique de ce produit est XC polymère.

Les bio-polymères sont dispersibles dans l'eau douce ou salée et donnent des suspensions colloïdales pseudo plastiques. Ces suspensions se fluidifient par cisaillement, mais retrouvent rapidement leur viscosité initiale lorsque le taux de cisaillement diminue ou s'annule.

Utilisation

Dans les boues de forage, le bio polymère est utilisé comme colloïde de base des boues à basse teneur en solides .Concentration moyenne égale 3 à 4 kg/m³ d'eau.

III.7. Les alourdisant

L'argile est le produit de base nécessaire à l'obtention d'une suspension colloïdale, mais elle ne permet pas d'obtenir des boues de densités élevées. Il est donc nécessaire d'ajouter des alourdisants afin de contrôler la densité à la valeur désirée. Pour être employé avec succès dans les boues de forage, les agents alourdisants doivent :

- Avoir une densité telle qu'une quantité raisonnable permettra d'obtenir une boue de densité souhaitée. Une très grande quantité d'alourdisant amènerait un pourcentage en solides incompatible avec un contrôle efficace de la rhéologie ;
- Etre totalement insolubles afin de ne pas flocculer la boue de base. La présence de sels solubles dans l'alourdisant amènerait une pollution de la boue ;
- Avoir une granulométrie suffisamment faible pour ne pas avoir tendance à sédimenter et suffisamment élevée pour ne pas augmenter la rhéologie ;

- Etre le moins abrasif possible.

Les principaux alourdisants utilisés sont :

- ❖ Le carbonate de calcium ;
- ❖ Le sulfate de baryum ;
- ❖ l'oxyde de fer (hématite).

III.8. Les colmatants

Au cours du forage, la traversée de couches à perméabilités élevées (perméabilité homogène, fissures ou fractures) est souvent marquée par la perte d'un certain volume de boue. Ces pertes, dues à une pression hydrostatique supérieure à celle du fluide en place, peuvent être combattues par une diminution de la pression hydrostatique de la colonne de boue et/ou par addition de colmatants au circuit.

Si l'addition n'est pas suffisante il faudra recourir à la mise en place d'un bouchon colmatant au niveau présumé des pertes.

Conclusion

L'introduction des polymères dans les fluides de forage comme ajout a permis de résoudre un nombre important des problèmes dans le forage avec les fluides classiques, les polymères peuvent avoir plusieurs fonctions : viscosifiant, réducteur de filtrat...etc.

Chapitre IV

Protocoles expérimentaux et technique d'analyse

Introduction

Le test de conformité de la bentonite est régi par les recommandations de l'API (American Petroleum Institute) dans le but d'évaluer les bentonites destinées pour la préparation de la boue de forage.

IV.1. Description des équipements utilisés

IV.1.1. Viscosimètre Fann35 [22], [23]

C'est un appareil à cylindres coaxiaux, à six vitesses de rotation (600 - 300 - 200 - 100 - 6 - 3 T/mn), le rotor est entraîné par un moteur électrique.

Cet appareil est normalisé par L'API.

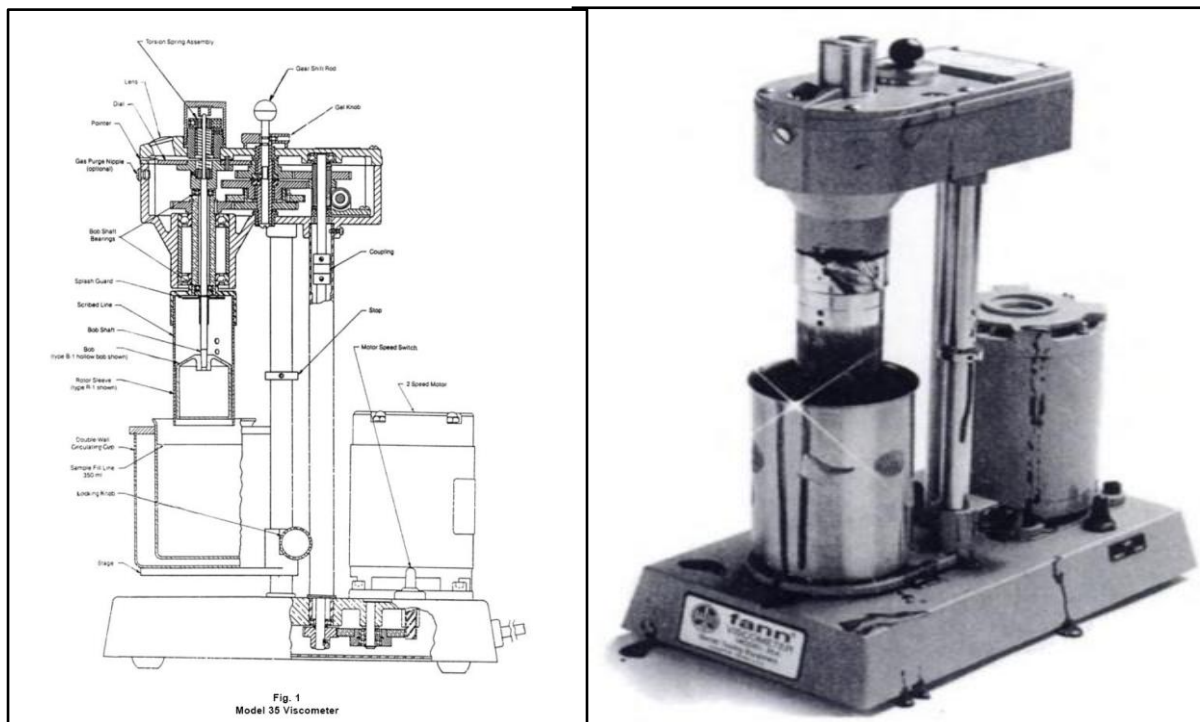


Figure IV.1 : Viscosimètre Fann 35

IV.1.1.1. Mode d'emploi

Prendre la boue et l'agiter pendant 5 mn à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre, Immerger les cylindres coaxiaux (l'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de la boue. Faire tourner le rotor à 600 T/mn en choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et de l'interrupteur. Lire la déviation sur le cadran.

Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 Tr/mn. Lire la déviation de la graduation. Faire de même pour les autres vitesses.

IV.1.2. Filtre-presse API [25], [26]

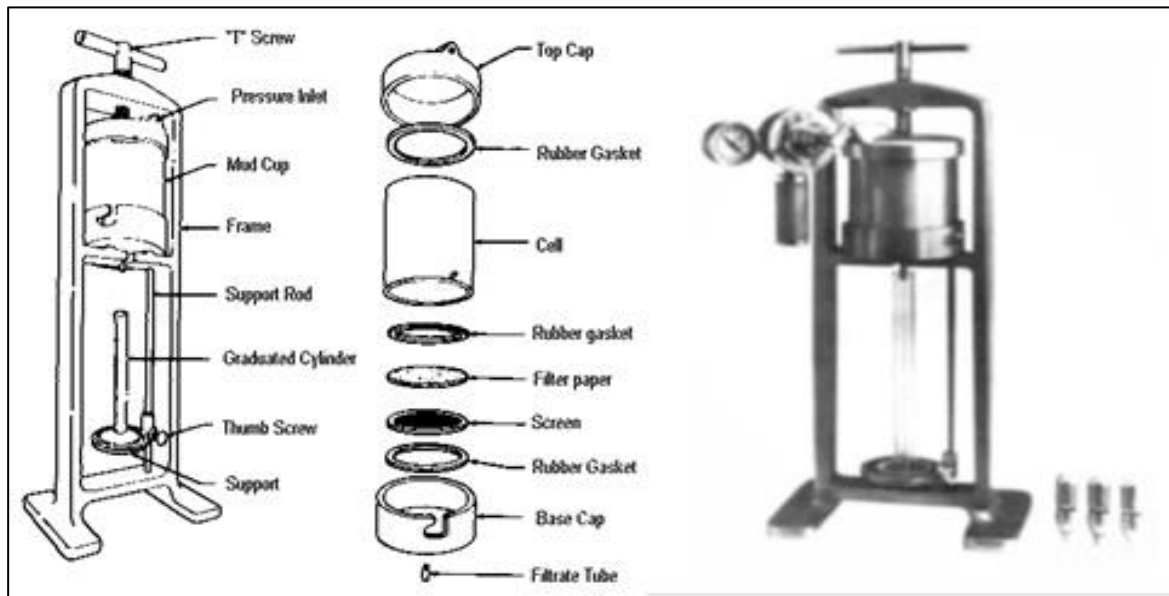


Figure IV.2 : Filtre-presse API

IV.1.2.1. Principe

On soumet de la boue à une pression de 100 psi (7 bar) dans un cylindre normalisé doté d'une surface perméable, de section de perméabilité normalisée. On note la quantité de liquide qui filtre en 30 minutes, à température ambiante, c'est le filtrat API.

Les solides déposés pendant la filtration constituent ce que l'on appelle le Cake. L'épaisseur du cake est notée. La filtration s'effectue donc en statique, à température ambiante ce qui ne reflète qu'imparfaitement les conditions de filtration dans le sondage.

Description et mode d'emploi :

Le filtre-presse API se compose essentiellement d'un étrier muni d'une vis de serrage permettant le blocage des trois parties du corps du filtre.

Ce corps se compose :

D'une embase percée d'un trou et dotée d'un ajutage par lequel s'écoule le filtrat. Cette embase supporte un tamis métallique sur le quel est placé le papier filtre de 90 mm de

diamètre (surface de filtration 7 pouces carrés). L'ensemble papier et tamis est placé entre deux joints plats qui assuraient l'étanchéité entre l'embase et le cylindre.

D'un cylindre de diamètre intérieur 3 pouces (76.2 mm) et de hauteur 5 pouces (128 mm). L'API recommande au moins $\frac{1}{2}$ de hauteur ($2\frac{1}{2}$ pouces, 64 mm).

D'un couvercle muni d'une arrivée de gaz comprimé dont l'étanchéité avec le cylindre est assuré à l'aide d'un joint plat du même type que ceux placés sur l'embase.

Pour utiliser le filtre-presse API :

- Poser le joint sur l'embase ;
- Poser le tamis sur le joint ;
- Poser le papier filtre sur le tamis ;
- Poser le second joint sur le papier filtre ;
- Emboîter le cylindre sur l'embase et verrouiller le système à baïonnette ;
- Remplir la boue jusqu'à environ de 1 cm de la hauteur du cylindre ;
- Poser le couvercle sur le cylindre en intercalant un joint ;
- Placer l'ensemble dans l'étrier et bloquer à l'aide de la vis de serrage ;
- Disposer une éprouvette graduée sous l'ajutage ;
- Appliquer une pression de 100 psi (7 bar) et simultanément déclencher le chronomètre ;
- Après 30 minutes lire le volume de fluide recueilli dans l'éprouvette, exprimé en cm^3 (cc) c'est la valeur de filtrat API ;
- Purger le circuit de gaz comprimé, démonter l'appareil et recueillir le papier filtre qui est recouvert d'une couche de solides, c'est le cake. Après un lavage superficiel mesurer l'épaisseur de cake, exprimer la valeur en millimètre.

Note importante

L'alimentation en gaz comprimé ne doit jamais être faite avec de l'oxygène, une boue contenant des hydrocarbures peut provoquer une explosion.

IV.1.2.2. Sources d'erreurs

- Pression instable durant la mesure ;
- Papier filtre non normalisé ;

- Utilisation des cartouches de CO₂ qui modifient les alcalinités et faussent certains dosages sur le filtrat (CaSO₄ entre autres).

IV.1.3. Agitateurs [25], [26]

Les agitateurs à boue sont tout simplement des appareils classiques de laboratoire ou même de ménage (Hamilton beach). Ils sont constitués par un moteur électrique entraînant des couteaux ou une tige terminée par une hélice.

Ces appareils permettent de :

- ✓ Fabriquer des boues en laboratoire ;
- ✓ Faire des essais pilotes sur la boue du sondage ;
- ✓ Agiter la boue avant de réaliser certaines mesures.



Figure IV.3 : Agitateur Hamilton beach

IV.1.4. La balance

Le principe de fonctionnement de ces balances repose sur les variations des caractéristiques électriques de certains matériaux lorsqu'ils sont soumis à des compressions mécaniques. Ces variations électriques sont mesurées et envoyées à un cadran qui permet de donner une indication sur la masse de la charge inconnue qui a comprimé le matériau.

Selon la plus petite masse qu'elles peuvent mesurer, les balances électroniques sont classées en fonction de la plus petite division et de la capacité typique :

- Balance analytique ;
- ultramicroanalytique (0,1 μg / 3 g) ;
- microanalytique (0,001 mg / 3 g) ;
- semimicroanalytique (0,01 mg / 30 g) ;
- macroanalytique (0,1 mg / 160 g) ;
- balance de précision (1 mg / 160 g - 60 kg).

IV.2. Protocoles expérimentaux

IV.2.1. Etude de conformité

Les essais de conformité de la bentonite de Maghnia et Mostaganem sont réalisés selon la norme API 13A SEC 4.

IV.2.1.1. Recommandations de la norme API 13A SEC 4

Pour la préparation de l'échantillon, une suspension de 22.5 g de bentonite est dissoute dans 350ml d'eau distillée et vieillie à 24 heures à température ambiante.

Les valeurs exigées après la détermination des paramètres rhéologiques et de filtration sont les suivantes:

Tableau IV.1: Exigences de la norme API 13A.

Paramètres	Valeurs
Lecture à 600 tr/mn (Pa)	30 minimum.
Rapport Y_v / V_p (lb. /100ft ²)	03 maximum.
Filtrat (ml)	15 ml max.

- La lecture à un taux de cisaillement de 600tr/mn ;
- La viscosité plastique V_p ;
- La yield value Y_v ;
- Le volume du filtrat pendant 30 mn.

a) Détermination de la viscosité apparente (V_a)

La norme API définit, pour les fluides de forage et les laitiers de ciment, la viscosité effective appelée viscosité apparente V_a dans des conditions expérimentales correspondant à une vitesse du rotor du viscosimètre Fann de 600 tr/mn.

Pour la boue à base d'eau on lit la valeur correspond à la vitesse de 600 tr/min et on divise cette valeur sur 2 à température ambiante et pression ambiante donc :

$$V_a = \frac{\text{lecture Fann à 600 tr/min}}{2} \text{ (cp)}$$

$$1\text{cp} = 10^{-3}\text{Pa.s}$$

b) Détermination de la viscosité plastique (V_p)

C'est la différence entre la lecture à 600tr/min et la lecture à 300tr/min donc :

$$V_p = \text{lecture Fann à 600 tr/min} - \text{lecture Fann à 300 tr/min} \text{ (cp)}$$

$$\text{Avec: } 1\text{cp} = 10^{-3} \text{ pa.s}$$

c) Détermination de la yield value (Y_v)

La yield (Y_v), c'est la tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement.

Pour déterminer la yield (Y_v), on applique la loi suivante :

$$Y_v = 2 \times (V_a - V_p) \text{ (Livres / 100 pieds carrés)}$$

$$\text{Avec : } 1 \text{ Livres / 100 pied carrés (lb/100 ft}^2\text{)} = 47.88 \text{ pascal (pa)}$$

IV.3. Mode opératoire

IV.3.1. Préparation de la suspension

IV.3.1.1. Description de l'essai

Un volume de 350 ml d'eau distillée est versé dans un récipient auquel est ajouté 22.5 g de bentonite sous agitation pendant 15min. La suspension est laissée à vieillir pendant 24H au repos. Après vieillissement, la suspension est agitée pendant 5mn avant de procéder au test de conformité.

IV.3.2. Amélioration des performances de la bentonite (dopage)

Etant donné la nature non conforme des échantillons de bentonite de Maghnia et de Mostaganem, des essais d'amélioration ont été entamés avec des polymères classiques utilisés dans les fluides de forage. Différents types de polymères ont été ajoutés et les tests de conformité ont été effectués de nouveau. Les polymères utilisés pour l'amélioration sont choisis dans un souci économique en premier lieu, ces polymères ont des rôles différents comme indiqué dans le tableau suivant.

Tableau IV.2 : Fiche technique des polymères utilisés dans les fluides de forage.

Polymères	Nature	Fonction	Concentration usuelle (g/l)
Pol1	A base d'amidon	Réducteur de filtrat	5.5-17
Pol2	Pure PAC (polyanionique cellulose)	Viscosifiant, + réducteur de filtrat+ inhibiteur d'argile	1.5-7
Pol3	Biopolymère xanthane Gumme	Viscosifiant	1.5-5

IV.3.2.1. Mode opératoire

La préparation de la suspension bentonite s'effectue par ajout de 22.5g de bentonite à 350ml d'eau distillée, sous agitation pendant 20 mn.

On ajoute le polymère sélectionné à la suspension avec des concentrations variées, et on laisse sous agitation durant 5 mn.

La suspension (bentonite + polymère) est laissée à vieillir pendant 16 h à température ambiante, elle est alors soumise à une agitation de 5 mn et les paramètres rhéologiques et de filtration sont déterminés.

IV.3.2.2. Les concentrations des polymères utilisées pour le dopage*Tableau IV.3 : Les différentes concentrations de polymères utilisées pour le dopage.*

Polymère	C1 (g/l)	C2 (g/l)	C3 (g/l)	C4 (g/l)
Pol1	1.6	3.2	4	-
Pol2	2.4	3.2	4	-
Pol3	2.4	3.2	4	4.5

Conclusion

Afin de tester la conformité de bentonite destinée à la préparation des boues de forage il est nécessaire d'effectuer des tests de conformité exigés qui doivent répondre aux normes d'API.

Chapitre V

Résultats et discussions

V.1. Résultats et discussions

V.1.1. Test de conformité

Le test de conformité consiste à déterminer les paramètres suivants :

- le taux de cisaillement à 300 et 600tr/mn ;
- Le test de filtrat ;
- Le rapport (Y_v/V_p) ;

Tableau V.1 : Résultats du test de conformité pour les bentonites de Maghnia et Mostaganem

La suspension	L600 (tr/mn)	L300 (tr/mn)	Va (cp)	Vp (cp)	Yv (cp)	Yv/Vp (Ib. /100ft²)	Filtrat (ml)
B_{Magh}	15	14	7.5	1	13	13	25
B_{Most}	5	3	2.5	2	1	0.5	26

B_{Magh} : bentonite de Maghnia.

B_{Most} : bentonite de Mostaganem.

Discussion des résultats

Les résultats des tests de conformité API montrent qu'en terme de lecture 600 et filtrat, les valeurs obtenues ne sont pas conformes à la norme qui est respectivement de 30 et 15 ; par contre, le rapport Y_v/V_p de la bentonite de Mostaganem est conforme à la norme, alors que celui de Maghnia ne l'est pas.

V.2. Dopage des bentonites

V.2.1. Bentonite de Mostaganem

V.2.1.1. Evaluation de l'effet de chaque polymère sur la bentonite de Mostaganem

Polymère 1

Tableau V.2 : Résultats du test de conformité avec le polymère 1 et bentonite de Mostaganem

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
C0	5	30	0,5	3
C1	21	30	0,63	3
C2	30	30	1,33	3
C3	34	30	0,63	3

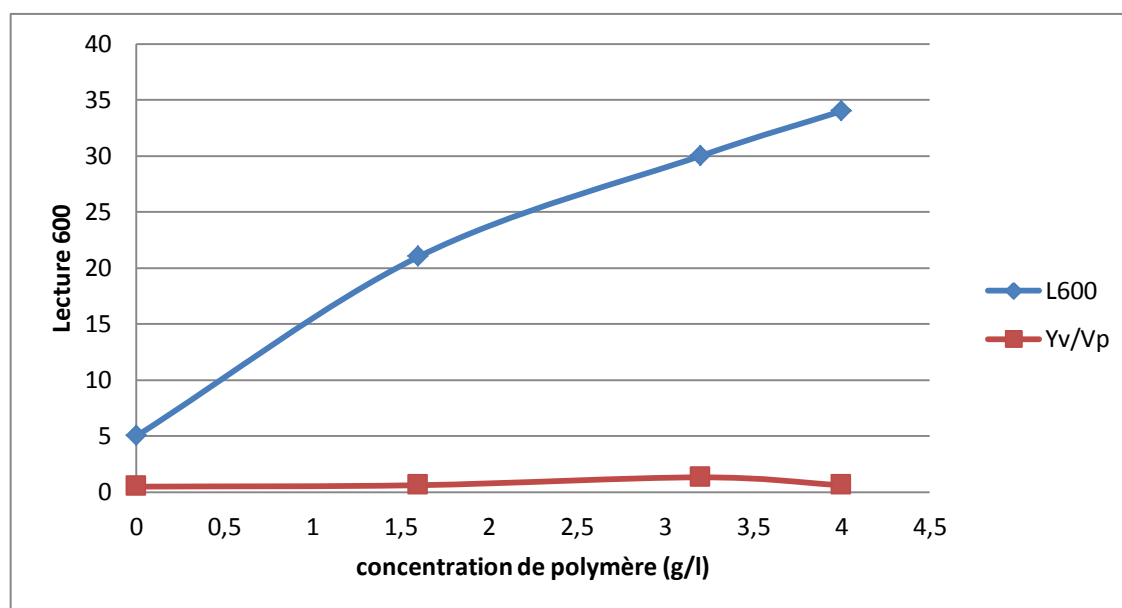


Figure V. 1 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Yv/Vp du polymère 1 à différentes concentrations.

Discussion

La courbe de la lecture 600 augmente continuellement avec la concentration. On n'atteint la valeur minimale exigée (30), qu'à partir de C2 (3.2 g/l).

Le rapport (Y_v/V_p) est presque constant ; aucun changement important.

Polymère 2

Tableau V.3: Résultats du test de conformité avec le polymère 2 et bentonite de Mostaganem

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Y _v /V _p	Y _v /V _p _{Réf}
C0	5	30	0,5	3
C1	34	30	0,63	3
C2	40	30	6	3
C3	38	30	0,36	3

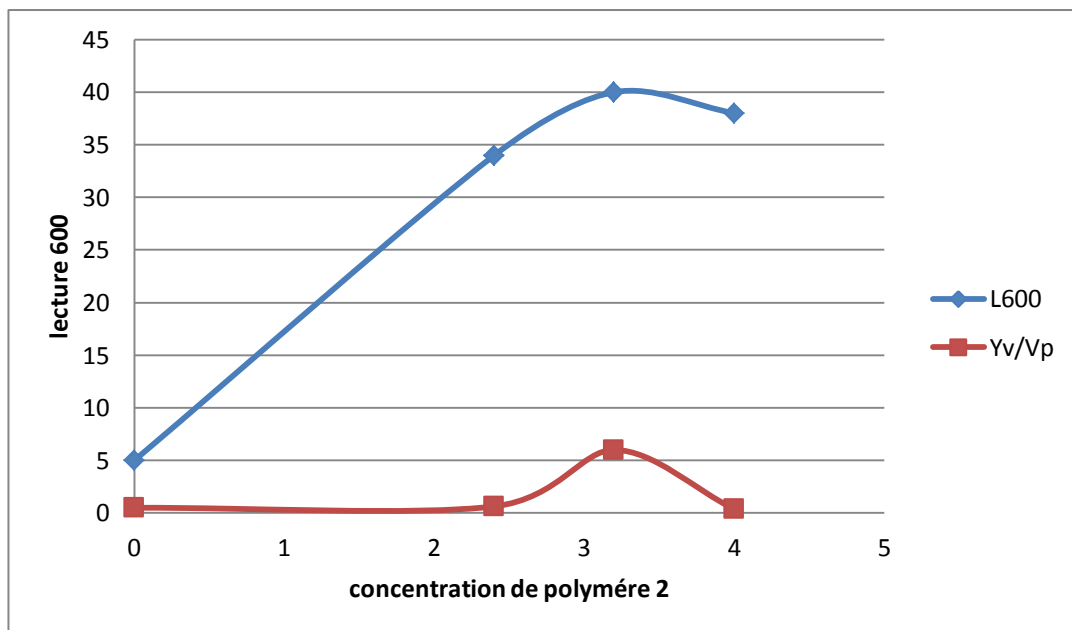


Figure V. 2 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Y_v/V_p du polymère 2 à différentes concentrations.

Discussion

La lecture 600 atteint un maximum de 40 avec C2 (3.2 g/l), puis diminue avec C3 (4 g/l)

Par contre le rapport (Y_v/V_p) est au dessus de la norme pour C2 qui est fixée à 3.

Le pol2 joue un double rôle de viscosifiant et de réducteur de filtrat. L'augmentation des valeurs de la lecture 600 est due à sa propriété viscosifiant du pol2 par contre la diminution est dû sa propriété de reducteur de filtrat et d'inhibiteur de gonflement d'argile.

Polymère 3

Tableau V.4 : Résultats du test de conformité avec le polymère 3 et bentonite de Mostaganem

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Y _v /V _p	Y _v /V _p _{Réf}
B_{Most}	5	30	0,50	3
C1	20	30	0.50	3
C2	27	30	1	3
C3	25	30	1,13	3
C4	32	30	0.48	3

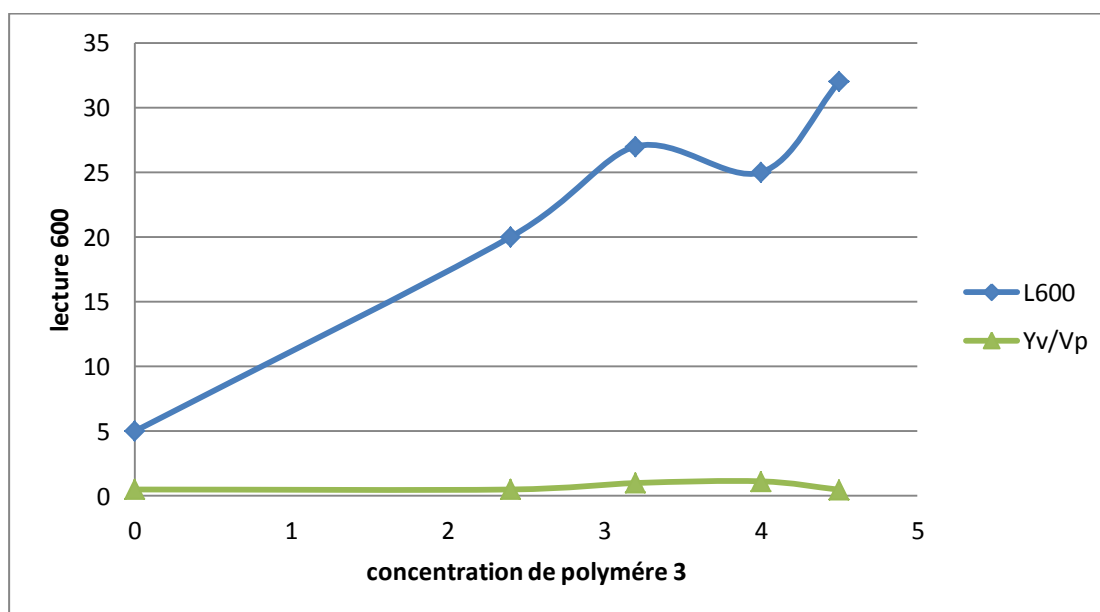


Figure V. 3 : Evolution de la lecture 600 et le rapport Y_v/V_p du polymère 3 à différente concentration.

Discussion

La courbe représentant le pol3 montre une croissance continue, la lecture 600 ne répond à la norme qu'avec la concentration de 4.5 g/l, par contre le rapport répond à la norme dans tous les cas. Le rôle de viscosifiant n'apparaît qu'à partir de C4 (4.5 g/l).

V.2.1.2. Influence des polymères à différentes concentrations

➤ Concentration 1 (C1)

Tableau V.5 : Résultats du test de conformité avec C1 des polymères et bentonite de Mostaganem.

Suspension	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
B_{Most}	5	30	0,50	3
B_{Most}+ Pol₁	21	30	0,63	3
B_{Most} +Pol₂	26	30	0,36	3
B_{Most} +Pol₃	20	30	0,50	3

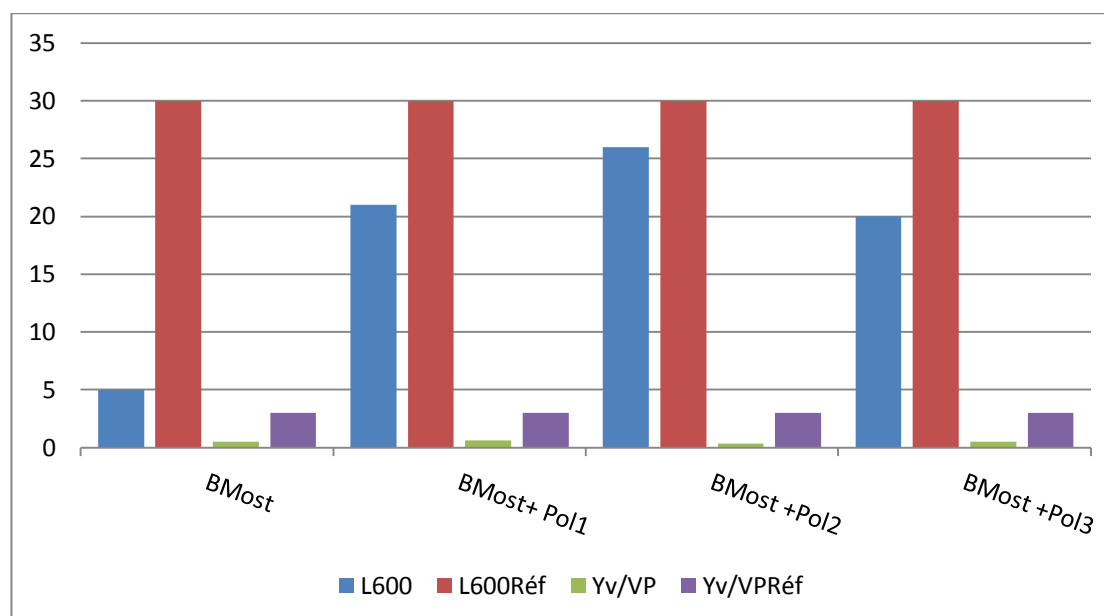


Figure V. 4 : Evolution de L600 et (Yv/VP) pour C1 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.

Discussion

L'ajout des polymères (Pol1, Pol2, Pol3) à la concentration (C1) n'a pas permis d'améliorer la lecture à 600 de la bentonite de Mostaganem. Elle reste inférieure à 30.

Par contre le rapport (Yv/Vp) est conforme (inférieur à 3, valeur exigée par la norme API 13A).

➤ Concentration 2 (C2)

Tableau V.6 : Résultats du test de conformité avec C2 des polymères et bentonite de Mostaganem.

Suspension	L600	L600 _{Réf}	Yv/Vp	Yv/Vp _{Réf}
B_{Most}	5	30	0,50	3
B_{Most} + Pol₁	30	30	1,33	3
B_{Most} + Pol₂	40	30	6,00	3
B_{Most} + Pol₃	27	30	1,00	3

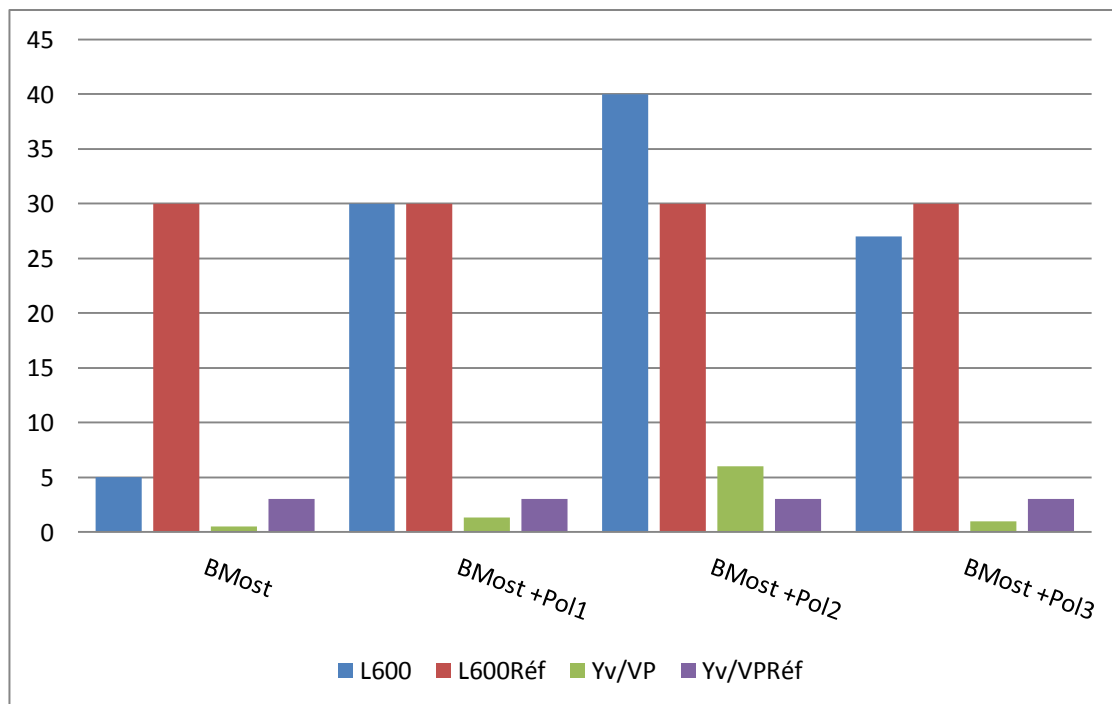


Figure V. 5 : Evolution de L600 et (Yv/Vp) pour C 2 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.

Discussion

On remarque qu'avec C2 les polymères 1 et 2 enregistrent des valeurs (lecture 600) supérieures à celle exigée, par contre pol3 donne une valeur inférieure à 30. Concernant les valeurs des rapports (Yv/VP) seul pol2 donne une valeur au-dessus de la norme.

A cette concentration le polymère 3 n'apporte aucun changement positif aux propriétés de la bentonite.

➤ Concentration 3 (C3)

Tableau V.7 : Résultats du test de conformité avec C3 des polymères et bentonite de Mostaganem.

suspension	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
B_{Most}	5	30	0,50	3
B_{Most} + Pol₁	34	30	0,63	3
B_{Most} + Pol₂	38	30	0,36	3
B_{Most} + Pol₃	25	30	1,13	3

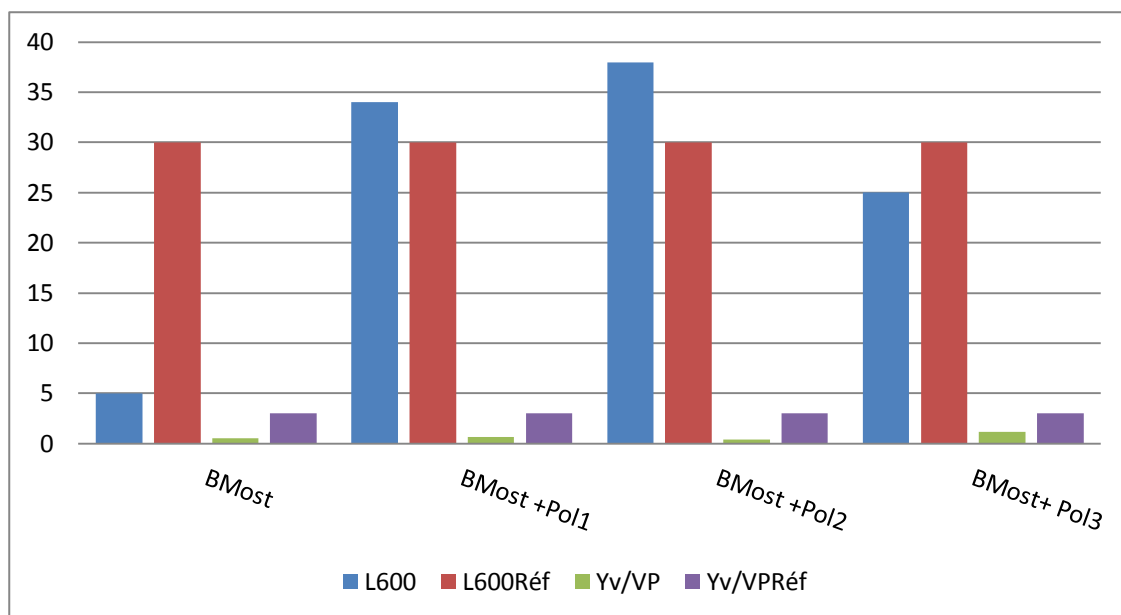


Figure V. 6 : Evolution de L600 et (Yv/VP) pour C 3 des polymères avec Bentonite de Mostaganem.

Discussion

On remarque qu'à la concentration 3(C3) du polymère 1 et 2, les valeurs de lecture 600 ont dépassé la valeur minimale exigée par la norme, alors, qu'avec le polymère 3 donne toujours une valeur inférieure à la norme.

Les rapports (Y_v/V_p) sont tous conformes à la norme.

Conclusion

Pour la bentonite de Mostaganem le pol2 avec C3 a donné le meilleur résultat en terme de lecture 600 (38) avec un rapport (Y_v/V_p) de 0,36.

Au vu de son prix élevé, il est économiquement plus intéressant d'opter pour le pol1 avec C3 qui a donné aussi des résultats conformes même s'ils sont inférieurs à ceux obtenus avec le pol2.

V.2.1. Bentonite de Maghnia

V.2.1.1. Evaluation de l'effet de chaque polymère sur l'argile de Maghnia

Polymère 1

Tableau VI.8 : Résultats du test de conformité avec le polymère 1 et bentonite de Maghnia

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
C0	15	30	13	3
C1	50	30	0,63	3
C2	55	30	1,33	3
C3	65	30	1,4	3

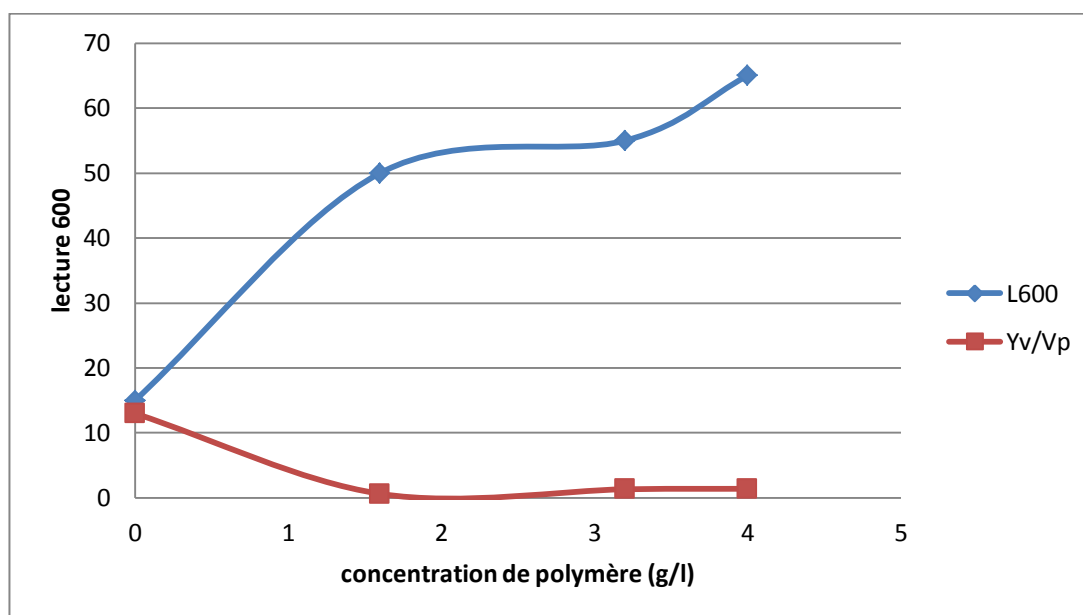


Figure V. 7 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Yv/VP) du polymère 1 à différentes concentrations.

Discussion

La courbe de la lecture 600 augmente continuellement où elle atteint un maximum de 65 avec C3 (4 g/l), on remarque que quelque soit la concentration du polymère utilisée la bentonite de Maghnia répond à la norme.

Le rapport (Y_v/V_p) du témoin est de 13, l'ajout de poll a permis de diminuer ce dernier avec C1 à 1.6 g/l jusqu'à 0.63 puis il se stabilise. Ce changement paraît très remarquable.

▪ **Polymère 2**

Tableau V.9 : Résultats du test de conformité avec le polymère 2 et bentonite de Maghnia

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Y _v /V _p	Y _v /V _p _{Réf}
C0	15	30	13	3
C1	40	30	0,36	3
C2	60	30	6	3
C3	65	30	0,92	3

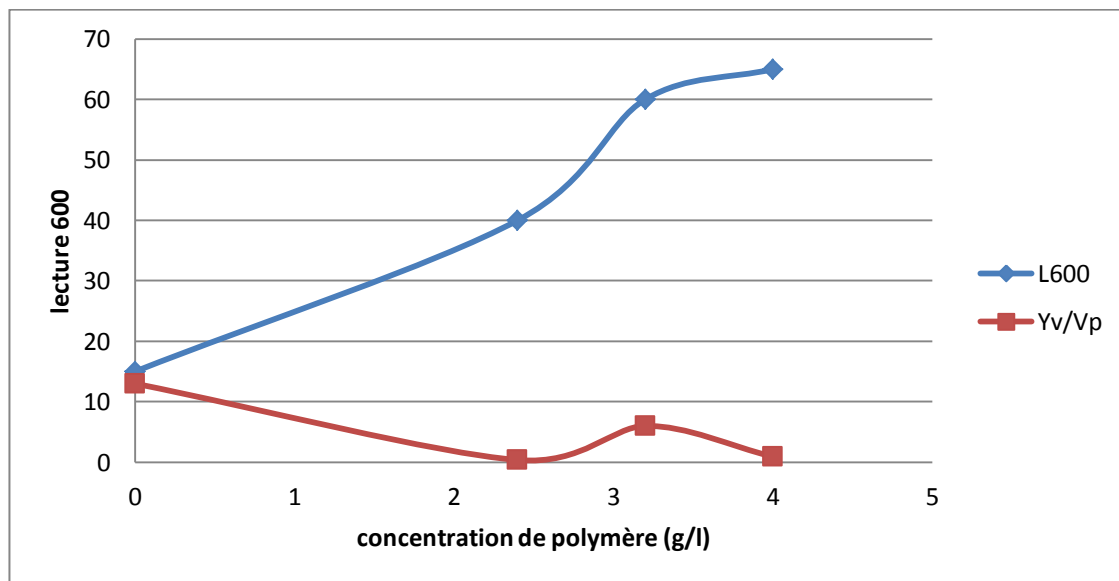


Figure V. 8 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Y_v/V_p) du polymère 2 à différente concentration.

Discussion

La courbe de la lecture 600 augmente continuellement où elle atteint un maximum de 65 avec C3 (4 g/l), on remarque que quelque soit la concentration du polymère utilisée la bentonite de Maghnia répond à la norme.

L'ajout de pol2 a permis, avec C1 (2.4 g/l), de diminuer la valeur du rapport pour atteindre 0.36. Ce changement paraît très remarquable.

▪ Polymère 3

Tableau V.10 : Résultats avec le polymère 1 et Bentonite de Maghnia

Conc du polymère	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
C0	15	30	13	3
C1	45	30	0,5	3
C2	55	30	1	3
C3	65	30	1,13	3

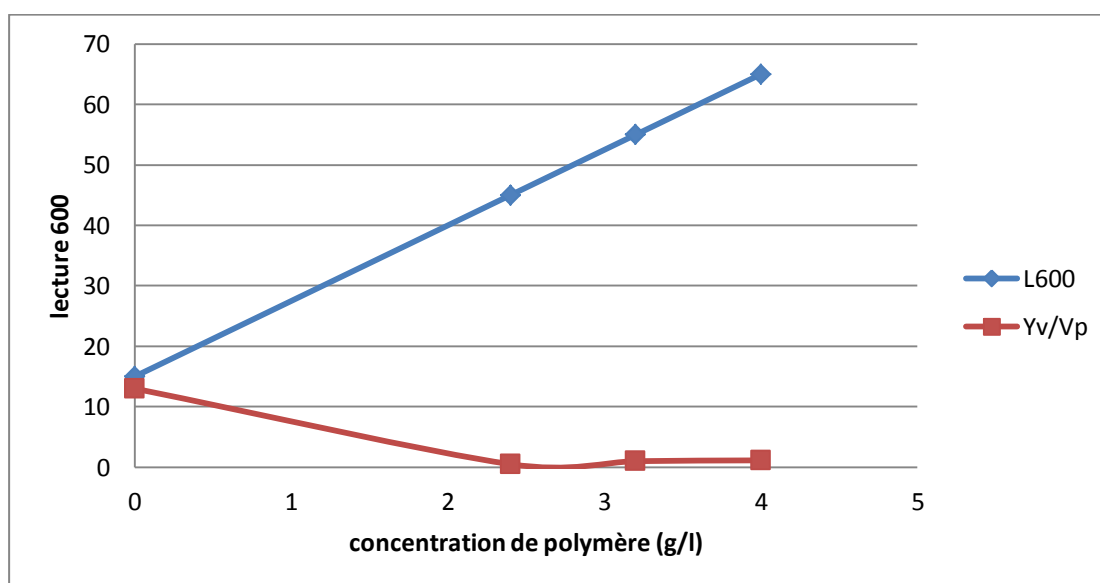


Figure V. 9 : Evolution de la lecture 600 et le rapport (Yv/VP) du polymère 3 à différente concentration.

Discussion

La courbe de la lecture 600 est une droite avec une augmentation monotone où on atteint un maximum de 65 avec C3 (4g/l). Ceci peut-être expliqué par le rôle de viscosifiant du pol3.

L'ajout de pol1 est très positif car il a permis d'atteindre un rapport de 0.5 avec C1 (2.4 g/l), puis il se stabilise. Ce résultat est très significatif.

V.2.1.2. Influence des polymères à différentes concentrations

➤ Concentration 1 (C1)

Tableau V.11: Résultats du test de conformité avec C1 des polymères et bentonite de Maghnia

Suspension	L600	L600 _{Réf}	Y _v /V _P	Y _v /V _P _{Réf}
B_{Magh}	15	30	13	3
B_{Magh}+Pol₁	50	30	0,63	3
B_{Magh}+Pol₂	40	30	0,36	3
B_{Magh}+Pol₃	45	30	0,50	3

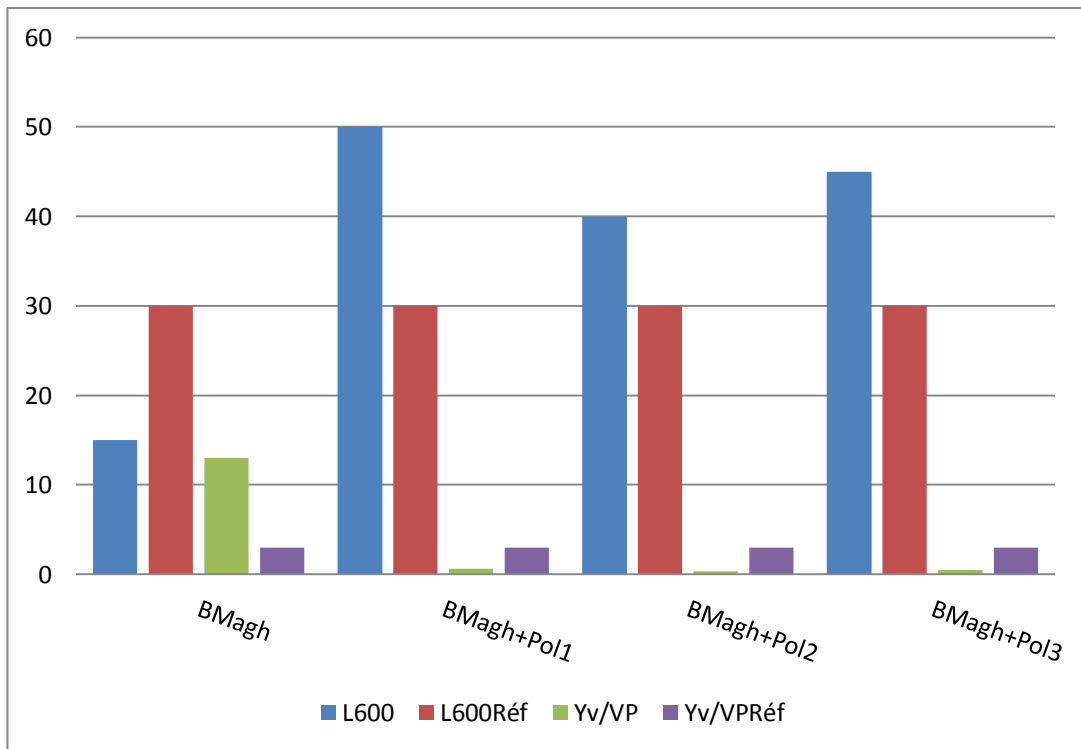


Figure V.10 : Evolution de L600 et (Y_v/V_p) pour C1 des polymères avec Bentonite de Maghnia.

Discussion

Les différents polymères utilisés dans le dopage de la bentonite de Maghnia avec C1 a donné des résultats, de lecture 600 et rapport, conformes à la norme API. Le meilleur résultat étant obtenu avec le pol1 en terme de lecture 600.

➤ **Concentration 2 (C2)**

Tableau V.12: Résultats du test de conformité avec C2 des polymères et bentonite de Maghnia

Suspension	L600	L600Réf	Yv/VP	Yv/VPRéf
B_{Magh}	15	30	13	3
B_{Magh}+Pol₁	55	30	1,33	3
B_{Magh}+Pol₂	60	30	6	3
B_{Magh}+Pol₃	55	30	1,00	3

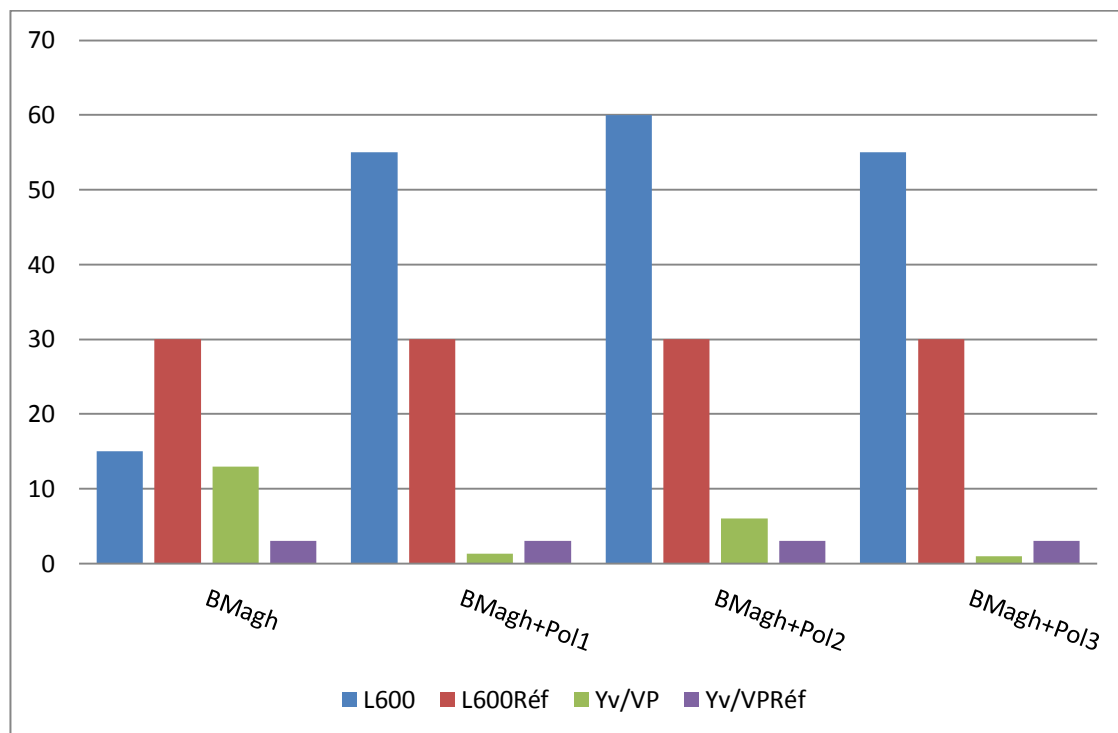


Figure V.11 : Evolution de L600 et (Yv/VP) pour C2 des polymères avec Bentonite de Maghnia.

Discussion

Les trois polymères avec C2 (3.2 g/l) donnent des valeurs de lecture600 supérieures à la norme. Avec une valeur maximale de 60 avec le polymère 2.

Le rapport (Yv/VP) est vérifié pour pol1 et pol3 par contre pol2 donne une valeur d'ordre de 6.

➤ **Concentration 3 (C3)**

Tableau V.13: Résultats du test de conformité avec C3 des polymères et bentonite de Maghnia

Suspension	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
B_{Magh}	15	30	13	3
B_{Magh} + Pol₁	65	30	1.40	3
B_{Magh} + Pol₂	65	30	0.92	3
B_{Magh} + Pol₃	65	30	1.13	3

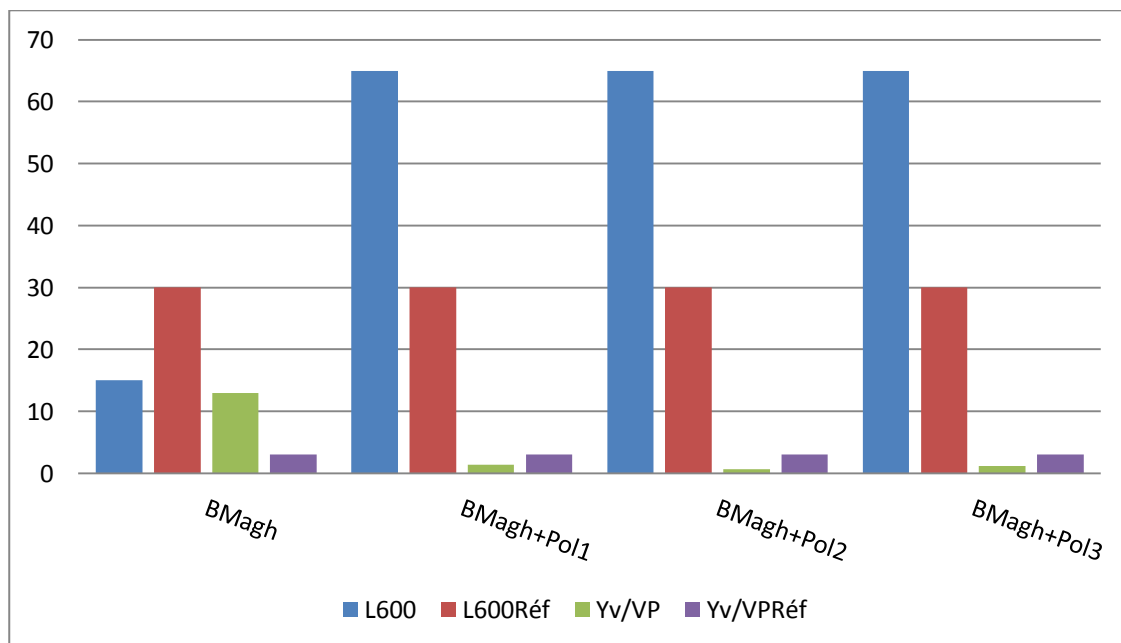


Figure V.12 : Evolution de L600 et (Yv/VP) pour C 3 des polymères avec Bentonite de Maghnia.

Discussion

Les polymères utilisés donnent une même valeur de lecture 600, avec C3 (4 g/l), de d'ordre de 65.

L'ajout des polymères a permis de ramener le rapport (Yv/VP) à des valeurs inférieures à la valeur maximale exigée par la norme.

Conclusion

Concernant le dopage de la bentonite de Maghnia avec les différents polymères, nous remarquons que quel que soit le type ou la concentration de ces derniers, les paramètres API répondent aux exigences. Il faudra donc sélectionner parmi les polymères, le moins onéreux et à la plus faible concentration c'est-à-dire le polymère 1 à une concentration 1.6g/l.

V.2.1.3. Tests de conformité en fonction de la température

Tableau V.14: Résultats du test de conformité avec Bmagh+Pol 3 C3 en fonction de la température.

Bmagh+Pol 3 C3	L600	L600 _{Réf}	Yv/VP	Yv/VP _{Réf}
T=22°	65	30	1,13	3
T=30°	51	30	3,67	3
T=40°	47	30	3,22	3
T=50°	46	30	3,11	3

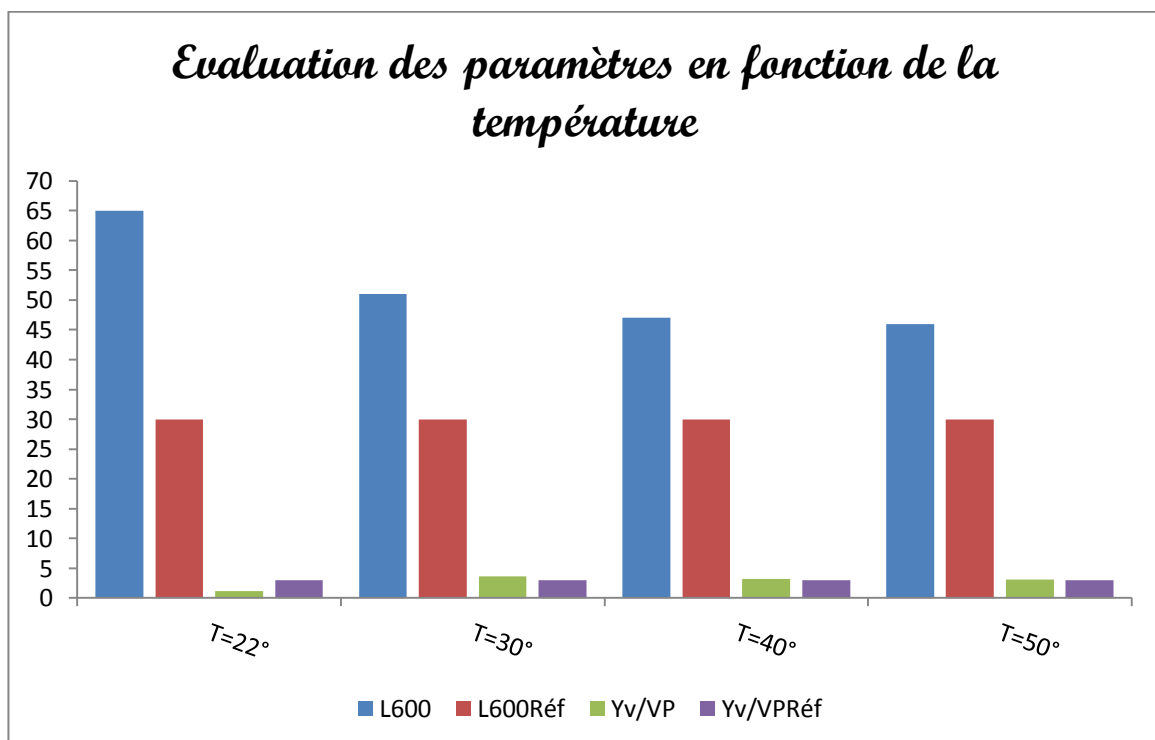


Figure V.13 : Evolution de L600 et (Yv/VP) en fonction de la température Bmagh+Pol 3 C3

Discussion

Il est à remarquer que les lectures 600 diminuent avec l'augmentation de la température, cela était attendu étant donné que les forces de frottement dans la suspension augmentent, diminuant ainsi la résistance au cisaillement et par la suite les lectures. Néanmoins, elles sont largement supérieures à la valeur minimale indiquée par la norme.

V.2.1.4. Test de filtration pour la bentonite Maghnia

Tableau V.15 : Test de filtration de la bentonite de Maghnia.

Polymère	Filtrat (ml)
Magh Pol1 C1	10
Magh Pol1 C2	8
Magh Pol1 C3	6
Magh Pol2 C1	12
Magh Pol2 C2	6.5
Magh Pol2 C3	6
Magh Pol3 C1	11
Magh Pol3 C2	8
Magh Pol3 C3	7.5

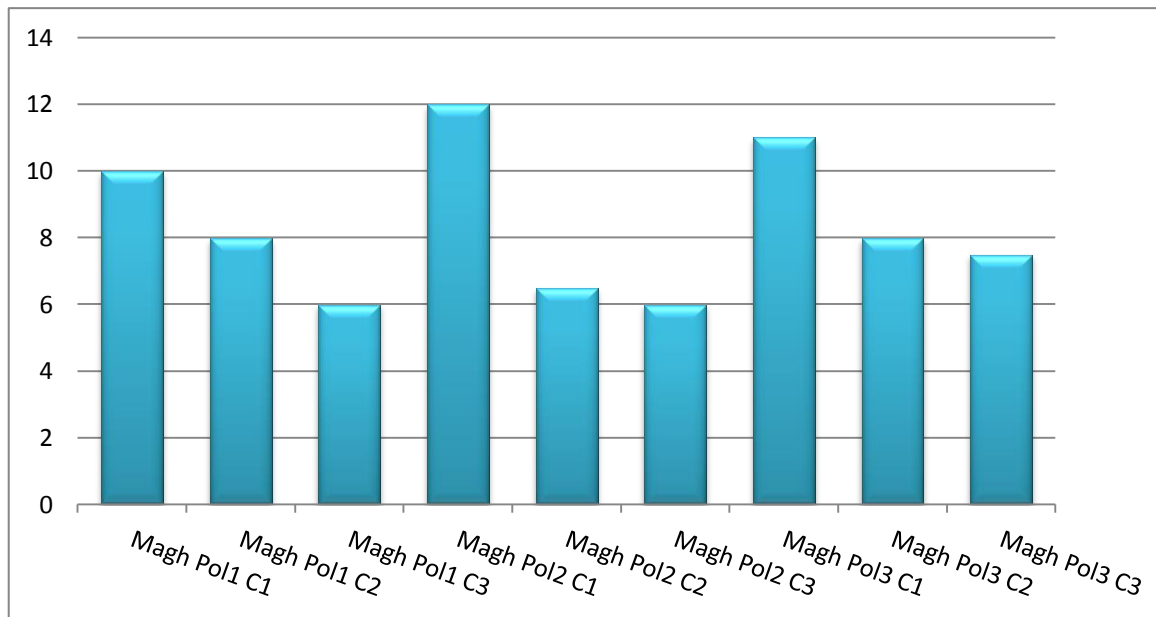


Figure V.14 : Résultats de filtration de la bentonite de Maghnia.

Discussion

On remarque que tous les polymères ont donné des résultats de filtration inférieurs à 15ml, donc conformes à la norme API.

Les meilleurs résultats sont ceux obtenus avec le pol 1 et le pol 2 à concentration 3.

V.3. Formulation type d'une boue de forage à base d'eau

Afin de tester l'efficacité de l'échantillon de bentonite de Maghnia amélioré par dopage aux polymères, ayant enregistré les meilleures performances du point de vue caractéristiques et concentration, on a procédé à la préparation d'une formulation de boue à base d'eau.

Tableau V.16: Formulation de boue à base d'eau.

Produits	Quantité (g/l)
Eau	838 l
Bentonite	20
Na₂CO₃	0.5
NaOH	1
Pol 1	12
KCl	50
Pol 3	4
Pol 2	7
CaCO₃	150

Tableau V.17: Caractéristiques de la Boue à base d'eau.

Caractéristiques	Valeurs exigées	Valeurs obtenues
Densité	1.20	1.20
YIELD (lb/100feet ²)	18	17.5
Filtrat API (cc/30mn)	3.8	3.9

Discussion

Les caractéristiques de la boue préparée correspondent à celles exigées sur chantier montrant que le dopage de la bentonite a conduit à un produit conforme et prêt à l'utilisation.

Conclusion

A l'issue des tests d'amélioration des échantillons de bentonite de Maghnia et Mostaganem, les points suivants peuvent être mis en exergue :

- Certains polymères ont été utilisés à des concentrations plus faibles que celles préconisées afin de respecter l'aspect économique du dopage.
- Lors des tests d'amélioration de la bentonite, le choix des polymères a été conditionné par le fait qu'ils sont déjà utilisés dans les formulations des boues de forage sur chantier afin d'éviter des problèmes d'incompatibilité potentielle.

Pour l'argile de Maghnia :

- Elle présente des paramètres plus conformes en comparaison avec celle de Mostaganem, ce qui nous a conduit à poursuivre les autres tests, à savoir la préparation d'une formulation type de boue à base d'eau.
- Les résultats des essais de dopage ont mis en exergue la performance des trois polymères pour la bentonite de Maghnia, cependant il est recommandé l'utilisation du polymère 1 à partir de la concentration 1 (C1) dans un souci d'économie.

Pour l'argile de Mostaganem:

- Le dopage a montré des résultats acceptables en présence des polymères. Une optimisation de la concentration de différents polymères a été effectuée, menant à la sélection de la concentration 2 du polymère 2 comme la plus intéressante.

A l'issue de cette étude, des recommandations s'imposent :

- A la lumière des résultats obtenus, il est fortement recommandé d'étudier le processus de production afin de déterminer pourquoi la bentonite produite ne répond pas au test de conformité dans certains cas.
- La société BENTAL devrait prévoir un malaxeur de polymères permettant le mélange avec la bentonite et conduisant à un produit fini commercialisable.

- Les sociétés de fluides de forage, opérant au profit de la Division Forage de Sonatrach, peuvent exploiter ses résultats dans la préparation de la boue de forage conformément aux concentrations arrêtées dans cette étude.

Conclusion générale

Conclusion générale

La présente étude a été réalisée au niveau du laboratoire de service d'études des interfaces et récupération assistée du centre de recherche et développement (ex CRD Boumerdés) où nous avons pu acquérir des connaissances théoriques et pratiques sur les boues de forage.

Ce travail nous a permis de découvrir les exigences du travail dans un laboratoire, notamment le travail en équipe et les conditions imposées dans le cadre du bon déroulement du travail au sein de ce centre.

L'étude qui nous a été proposée consiste à optimiser les paramètres de dopage, type de polymère et concentration, de la bentonite produite à Maghnia et Mostaganem, dans le but de la rendre conforme aux normes d'utilisation comme boue de forage dans le domaine pétrolier.

Les résultats de l'étude ont montré que :

➤ Bentonite de Mostaganem

Pour la bentonite de Mostaganem le pol2 avec C3 a donné le meilleur résultat en terme de lecture 600 (38) avec un rapport (Y_v/V_p) de 0,36.

Au vu de son prix élevé, il est économiquement plus intéressant d'opter pour le pol1 avec C3 qui a donné aussi des résultats conformes même s'ils sont inférieurs à ceux obtenus avec le pol2.

➤ Bentonite de Maghnia

Concernant le dopage de la bentonite de Maghnia avec les différents polymères, nous remarquons que quel que soit le type ou la concentration de ces derniers, les paramètres API répondent aux exigences. Il faudra donc sélectionner parmi les polymères, le moins onéreux et à la plus faible concentration c'est-à-dire le polymère 1 à une concentration 1.6g/l.

Pour les tests de conformité en fonction de la température :

Il est à remarquer que les lectures 600 diminuent avec l'augmentation de la température, cela était attendu étant donné que les forces de frottement dans la suspension augmentent, diminuant ainsi la résistance au cisaillement et par la suite les lectures. Néanmoins, elles sont largement supérieures à la valeur minimale indiquée par la norme.

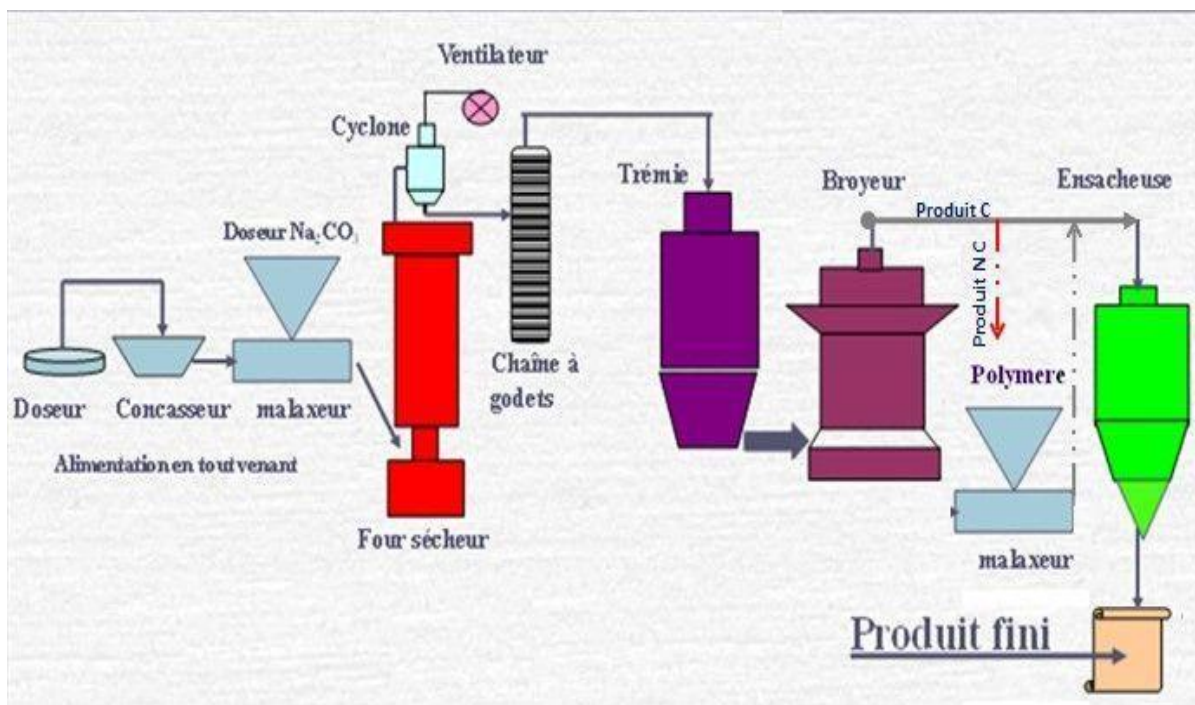
Concernant le test de filtration pour la bentonite Maghnia

On remarque que tous les polymères ont donné des résultats de filtration inférieurs à 15ml, donc conformes à la norme API.

Les meilleurs résultats sont ceux obtenus avec le pol 1 et le pol 2 à concentration 3.

Enfin, il serait plus judicieux d'intervenir à la source du fait de l'irrégularité de la qualité de la bentonite fournie.

- a- Revoir le mode de gestion de la carrière
- b- Faire un constat sur le respect du processus de production de la bentonite,
- c- Soit en adoptant l'une des solutions proposées comme le dopage sur site comme représenté sur le schéma ci-dessous, en installant un malaxeur de polymère avant l'ensachage.



Références bibliographiques

- [1] J. GORRIZ « traitement des boues bentonitiques de forage » Article publié Avril 2012, Conseiller technico-commercial d'ICT FILTRACIÓN.
- [2] M. OUGGADET et M.MOUANE « étude de fluide de forage dans le forage vertical » Mémoire de master Université Kasdi Merbah Ouargla 2012.
- [3] M. M.KHODJA « Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales » thèse de doctorat Université Louis Pasteur Strasbourg –France 2008.
- [4] A. LOULACHI. « Etude des performances dans un système mixte tensioactif-polymère dans les fluides de forage. Aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir » mémoire magister 2009.
- [5] Document interne de sonatrach « Introduction aux fluides de forage », juillet 2009.
- [6] A. BELHABIB et F.BALLA et A.S.TAMA « les fluides de forage à base d'huile : les impacts sur l'environnement et technique de traitement » mémoire de master Université Kasdi Merbah Ouargla 2013.
- [7] M. DADA «Optimisation d'un procédé de traitement des Boues de forage» mémoire de magister Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes 2011.
- [8] M. FERHAT « co-adsorption des métaux lourds sur la bentonite modifiée en présence de flocculants minéral et biologique » mémoire de magister université Mouloud MAMMERI Tizi-ouzou 2012 .
- [9] Z. MOUSSAOUI « Intercalation de dendrimère sà travers la bentonite sodique » mémoire de master universite abou bekr belkaid-tlemcen 2012.
- [10] L. LEPLUARD « Rôle des interactions sur la formation, la morphologie aux différents niveaux d'échelle et les propriétés mécaniques des réseaux ».Thèse INSA de Lyon, 2002.
- [11] Articles Messersmith P.B., Giannelis E.P. 1995. J. Polym. Sci., Part A.

[12] E. ASSAAD, « étude du processus de coagulation-floculation du système montmorillonite-chitosane dans l'élimination de métaux de transition » mémoire de doctorat université du québec à montréal 2006

[13] M.GHAYAZA, « Réactivité argiles-polluants métalliques : simulation des barrières argileuses des sites des stockages des déchets » thèse de doctorat école doctorale sciences et technologies d'Orléans 2012.

[15] GHERARDIB, « organisation multi-échelle et stabilité colloïdale de suspensions d'argiles organophiles en milieu organique » Thèse chimie-physique, université d'Orléans 1998.

[16] G. DIDIER « Gonflement cristallin des montmorillonites », Thèse Université Claude Bernard, Lyon, 1972.

[17] M.BOUKERROU, « Amélioration des performances des boues de forage » mémoire ENP. Alger 2012.

[18] Document interne de SONATRACH « produits à boue division de forage », juillet 2009.

[19] Melle K .GUELLAL « étude des propriétés des polymères utilisés dans les fluides de forage » mémoire d'ingénieur Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes, 2005.

[20] Mr. K. FOURAR « amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères » mémoire Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes 2007.

[21] M .METAICHE « forage technique et procédés » cours Université de Bouira Octobre 2013.

[22] Document interne de sonatrach « les caractéristiques physiques de la boue de forage », juillet 2009.

[23] Rapport interne de SONTRACH (DTD), Boumerdes 2015.

Résumé :

L'optimisation des caractéristiques et le rendement des fluides de forage demeurent une étape importante pendant toute l'opération de forage.

La bentonite est utilisée dans la préparation des boues de forage à partir 1929 pour augmenter la viscosité des fluides de forage, son utilisation est encore d'actualité. L'objectif de ce travail est d'optimiser les paramètres de dopage de la bentonite produite à Maghnia et Mostaganem, dans le but de la rendre conforme aux normes API pour son utilisation comme boue de forage dans le domaine pétrolier.

L'amélioration s'est faite par le dopage avec des polymères utilisés dans les fluides de forage afin d'éviter l'incompatibilité de ces derniers avec les produits utilisés lors de la préparation, tout en mesurant le taux de cisaillement, le test de filtration et détermination du rapport (Y_v/V_p).

Les résultats de l'étude ont montré que la bentonite de Maghnia peut être rendue conforme par dopage avec le polymère1 à une concentration de 1.6g/l et la bentonite de Mostaganem à 4g/l.