

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Mémoire du Projet de fin d'étude

2^{ème} Année Master



Département : Génie des Procédés

Spécialité : Génie chimique

Présenté par :

Bouchahdane Oualid

Hamzaoui Naima



732 ✓

*Contribution à l'étude des caractéristiques
physico-chimiques de la boue de forage au niveau des
puits De Hassi Massoud*

Sous la Direction de :

M me :H.Bouchmella

Juin 2011



Remerciement

Merci dieu tout puissant de nous avoir donné la force et la volante pour achever ce modeste travail.

*On tient particulièrement à adresser nos remerciements à notre encadreur Mme **Bouchmella Houria** pour l'aide et pour les précieux conseils qui nous ont largement aidé à l'élaboration de ce modeste travail.*

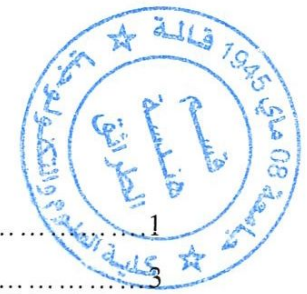
Nous remercions tout les personnels administratifs au niveau de BASP notamment :

- le promoteur : **Ali Abbese,***
- le co-promoteur : **Kamel Houchi***
- control de solide : **Saïd Bouchlaghem***
- **Nadir Messaoui***
- **Samir***

Nous tenons à remercier : celui du département de génie des procédés sans oublier tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Qualid et Naima

Sommaire :



Introduction générale.....	1
Présentation de BASP.....	3

Partie théorique

Chapitre1: Généralités sur les fluides de forage

I- Historique du forage.....	4
II- Qu'est-ce que le forage.....	6
III- Généralités sur les fluides de forage.....	7
III-1- Naissances des fluides de forage.....	7
III-2- Fonctions des fluides de forage.....	7
III-3 Cycle de la boue de forage.....	8

Chapitre 2 : Type de fluide de forage

I- Introduction.....	11
II- Les principes produits à boues.....	11
III- Types de fluides de forage.....	14
III-1- Boues à base d'eau.....	14
III-2- Boues à base d'huile.....	20
III-3- Boues inverses.....	23
IV- forage à l'airé, à la mousse, aux boues aérées.....	24

Chapitre 3 : Caractéristiques des fluides

I- Introduction.....	26
II- Les caractéristiques physiques des fluides de forage.....	26
II-1- La densité et masse volumique.....	26
II-2- La rhéologie.....	27
II-3- Signification des paramètres rhéologiques.....	27
II-4- Filtration.....	28
II-5-Emulsion.....	29
III- Les caractéristiques chimiques des fluides de forage.....	30

Chapitre 4 : Les argiles

I- Définition.....	32
II- Caractéristiques de base.....	33
III- Classification.....	34
IV- Propriétés des argiles.....	34

Chapitre 5 : Chimie des polymères

I- Introduction.....	38
II- Structure fondamentale des polymères.....	38
III- Structure des polymères et leurs fonctions.....	40
IV- Quelques polymères (utilisés dans les fluides de forage).....	42
V- Émulsifiants	44
VI- Forces inter-particulaires.....	44
VI- Force physicochimiques.....	45

Partie pratique

I- Introduction.....	47
II- les équipements.....	47
III- Les analyse de routines faites par le laboratoire d'analyses.....	59
IV- Effet des propriétés rhéologiques ^{sur la base base eau} des polymères.....	61
V- Effet des propriétés rhéologiques sur la boue base huile.....	66
VI- Analyse des échantillons prélevés sur sites.....	69
VII- Conclusion.....	71

La liste de figure:

I- partie théorique :

Fig1 : le forage.....	9
Fig. 2: Cycle de boue de forage.....	10
Fig3 : structure laminaire des octaédrique (Eslinger et peaver 1988).....	33

II-partie pratique :

Fig. 1 : densimètre.....	48
Fig. 2 : viscosimètre marche.....	50
Fig3 . viscosimètre Fann (6vitesse).....	51
Fig.4: gâteau de filtration.....	52
Fig5 : filtre presse API.....	53
Fig. 6 : teste chimique.....	55
Fig. 7 : ph mètre électronique.....	56
Fig. 8 : stabilité électrique.....	57
Fig. 9: distillateur à boue.....	58

La liste des graphes

Graphe1 : Variation de la viscosité apparente en fonction de la concentration de bentonite.....	62
Graphe 2 : Variation de viscosité plastique en fonction de la concentration.....	62
Graphe 3 : variation de la yeild en fonction de concentration.....	63
Graphe 4 : Variation de la viscosité apparente en fonction de la température.....	64
Graphe 5 : variation de la yield en fonction de température.....	64
Graphe 6 : Variation de viscosité marche en fonction de la température.....	65
Graph 7 : Variation de viscosité marchc en fonction du temps.....	65
Graph 8 : Variation de viscosité apparente en fonction de la concentration de Gelton...	66
Graphe 9 : Variation de viscosité plastique en fonction de concentration de Galton....	67
Graphe 10 : Variation de la yield en fonction de concentration de Galton.....	67
Graphe 11 : Variation de viscosité apparente en fonction de température.....	68
Graphe 12 : Variation de la yield en fonction de la température.....	68
Graphe 13 : variation des caractéristiques en fonction de la profondeur.....	69

Liste des tableaux

I-Partie théorique :

Tableau 1: historique des fluides de forage.....	5
Tableau 2: Produits viscosifiants.....	11
Tableau 3 : Produits réducteur de filtrat.....	12
Tableau4: Produits fluidifiants.....	12
Tableau 5: contrôle de pH.....	13
Tableau 6: précipitation du calcium.....	13
Tableau 7: Boues benthoniques simples.....	14
Tableau 8: Boues bentonitiques avec amincissants organiques.....	14
Tableau9 : Boues bentonitiques avec amincissants organiques.....	15..
Tableau 10: Boues à la chaux.....	16
Tableau 11: Boues au gypse.....	17
Tableau 12: Boues à l'eau de mer.....	17
Tableau 13: Boues de forage salé non saturées.....	18
Tableau14: Boues de forage salées saturées sans amincissant.....	18
Tableau15: Boues de forage salées saturées sans amincissant.....	18
Tableau 16: Boues de forage avec amincissant organique.....	19
Tableau 17 : Boues aux bios polymères.....	20
Tableau18 : Surface spécifiques des particules argileuses (Eslinger et peaver, 1988).36	
Tableau 19 : surface spécifique et C.E.C. de quelques minéraux argileux...37	
Tableau 20 : Groupes polaires.....	40
Tableau 21- Relation entre les fonctions d'un polymère dans un fluide de forage....40.	
Tableau 22 : Type et fonctions des polymères dans les fluides de forage.....	43

II-partie pratique :

Tableau1 : boue de densité 1.8.....	59
Tableau 2 : boue de densité 0.84.....	60
Tableau 3 : boue de densité 2.2.....	60
Tableau 4 : boue à densité 2.5.....	60
Tableau 5 : la formule de la boue à base eau.....	61
Tableau6 : Formule base huile.....	66

Introduction générale

Introduction générale

Le gaz et le pétrole sont deux sources d'énergie qui jouent un rôle primordial dans le développement de l'industrie des pays du monde. Le seul moyen pour les extraire et les exploiter est le forage.

L'extraction du pétrole des gisements très profonds demande des moyens dotés de grandes performances, ces moyens résultent en premier lieu dans le dispositif mécanique employé dans le forage, en deuxième lieu dans les fluides de forages.

Le succès d'un forage de l'écorce terrestre dépend principalement de la qualité du fluide utilisé, ses rôles sont multiples le principal est de forer plus profond et plus rapidement.

→ Pour cela, il faut avoir un programme qui a pour but de déterminer : les types des boues, la qualité et les techniques adoptées aux exigences du forage considéré, a fin d'avoir le prix de revient le meilleurs possible.

Dans le domaine du forage pétrolier, les problèmes posés par les formations argileuses sont bien connus. Lorsque l'on pénètre par forage dans ces formations en utilisant des fluides de forage à base d'eau, il se produit des réactions chimiques complexes au sein de la structure argileuse par échange ionique et hydratation. Ces réactions ont pour conséquences un gonflement et une dispersion des particules argileuses de la formation par le forage.

→ Pour remédier à ce problème, plusieurs solutions ont été proposé parmi elle est l'utilisation des fluides de forage à base d'huile, (à partant) on rencontre de nombreux inconvénients :

Coût prohibitif du fluide, toxicité mais surtout la pollution par les rejets.

Dans ce cas, il faut que les fluides de forage contiennent des additifs et des polymères hydrosolubles adaptés à doter un fluide de forage des caractéristiques nécessaires. Les systèmes les plus largement utilisés actuellement sont ceux qui comportent des polymères et des ions potassium, ces polymères sont souvent des poly-anioniques et/ou des polyacrylamides partiellement hydrolysés.

L'objectif de ce modeste travail consiste en un stage pratique d'un mois durant lequel on a effectué des analyses de routine dans le laboratoire de la société ensuite on a procédé à la

Introduction générale

modification du gelton dans la boue à base huile et la variation de la concentration de la bentonite dans la boue base eau pour étudier par la suite leurs comportements rhéologiques.

Enfin on a relevé des échantillons par intervalle de trois jours chacun selon la profondeur sur un total de dix-huit jours.

Le mémoire est constitué de deux parties : une partie théorique et une partie pratique. La partie théorique est divisé en cinq chapitres. Le premier chapitre est consacré à un aperçu général sur le forage et les fluides de forage, les différents types de fluides de forage sont décrits dans le deuxième chapitre. Le chapitre trois sera consacré aux caractéristiques physico-chimiques des boues, le chapitre quatre aux argiles et le chapitre cinq aux polymères.

La deuxième partie est divisée en trois grandes parties :

Dans la première partie on expose les résultats des analyses de routines, une deuxième partie consacrée aux modifications apportées à la boue base huile et à base eau et enfin aux analyses des échantillons prélevées sur sites.

On termine notre travail avec une conclusion générale.

Présentation de BASP

L'ENSP et Haliburton ont créé une deuxième société mixte de droit algérien. C'est en janvier 2003 que cette société dénommée BASP (Baroid Alegria de Services aux puits) a démarré, qui a pour vocation la conception, la fabrication et la régénération continue des fluides de forage pétroliers.

Cette dernière hérite des contrats et marchés déjà remportés par les deux partenaires dans le cadre d'une alliance technique, ENSP/DFF- Haliburton/Baroid, précédemment conclue. BASP est spécialisée dans les techniques suivantes :

- Les différents systèmes pour boue à émulsion
- Des équipements de traitement des solides
- Une centrale pour la fabrication, la livraison et la régénération des boues.

Services BASP

La présence de l'ENSP/DFF sur le terrain depuis plus de 30 ans a permis d'offrir une variété de services liés aux fluides de forage :

- ✓ La distribution des produits
- ✓ La mise à disposition de techniciens hautement qualifiés.
- ✓ La mise à disposition des cabines répondant aux exigences de leurs clients.

Services épuration mécanique :

- ✓ Fabrication et livraison de boue car elle dispose d'une centrale bien équipée est des cadres formés dans ce domaine et qui maîtrisent l'outil du savoir faire.

Chapitre I

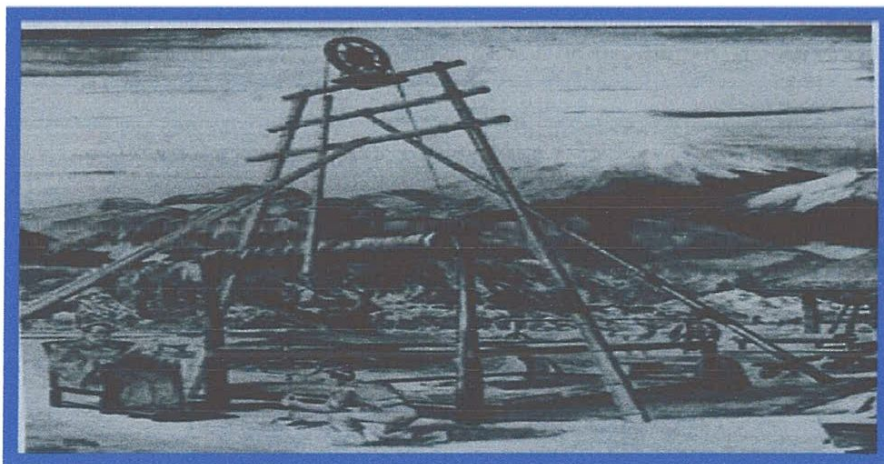
Généralités sur le forage et les fluides

Chapitre 1 : généralités sur le forage et les fluides de forage

I-Généralités sur le forage :

I-1-Historique du forage :

L'histoire de l'exploration pétrolière a commencé en 1889 à Titusville(Pennsylvanie) ou le pétrole jaillissait pour la première fois sur le sol des Etats-Unis d'un puits foré à 69.5 pied dirigé par le colonel Drake. Les chinois avaient déjà invité le forage, il y a plus de mille ans, à l'aide de tige bambous. Ils avaient foré à 1100 mètres et trouvé du pétrole qu'ils utilisèrent pour faire des feux d'artifice! En l'absence de technologie des moteurs, ils n'avaient pas su l'exploiter économiquement. Dès lors qu'il n'y a ni automobile, ni électricité ni pétrochimie, à quoi peut servir le pétrole. Aujourd'hui il est utilisé certes comme carburant pour les moteurs à explosion et pour d'autre d'applications parmi les quelles l'industrie chimique autour de nous



Mais, même si ces événements ont marqué le début industriel du forage pétrolier, il ne faut pas oublier les très nombreux puits forés longtemps avant, pour la production d'eau, et du naphte utilisé pour l'éclairage ou la médecine. Tous ces forages anciens y compris celui de Drake, étaient forés par «battage ».

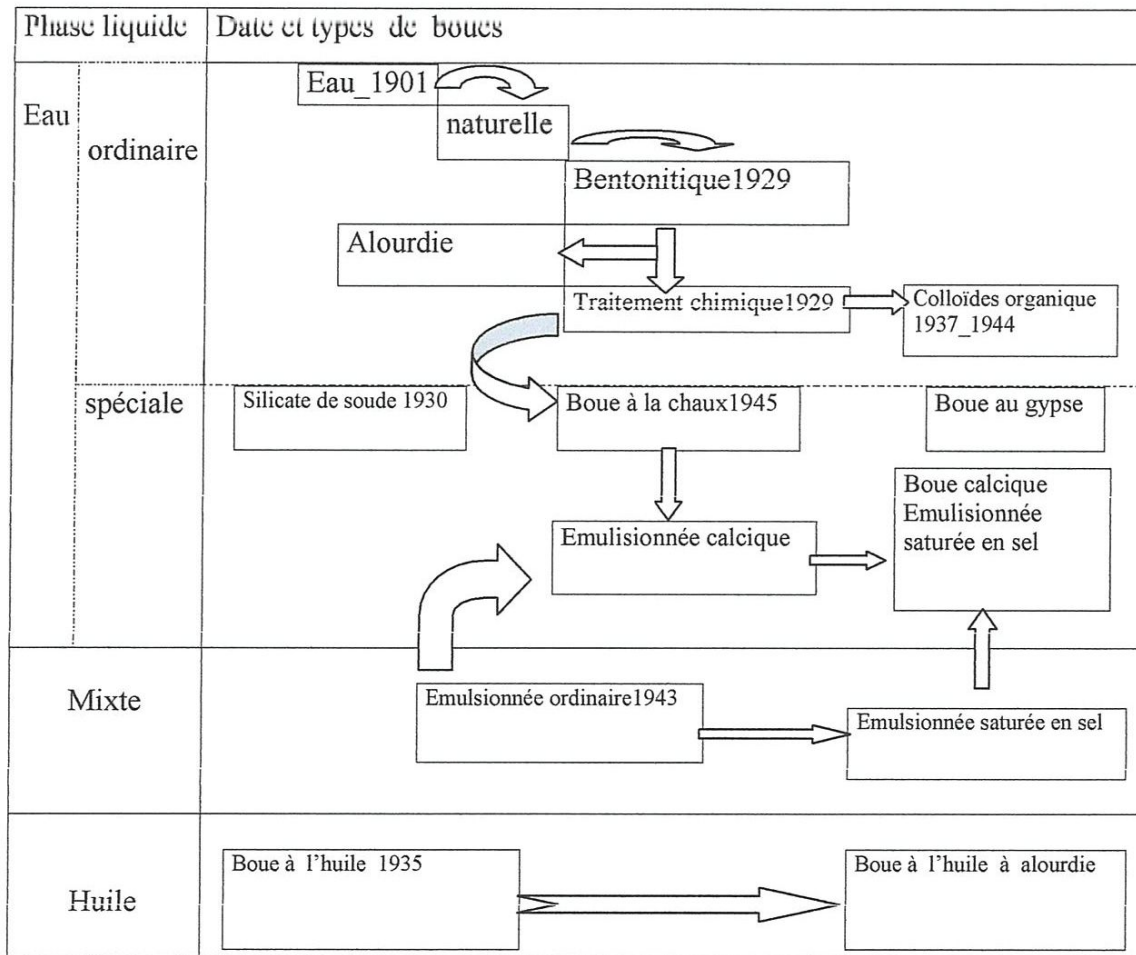
Le forage par battage se faisait au moyen d'un outil massif, comparable au ciseau sculpteurs, fixé au bout d'une tige lourde (masse-tige), elle-même suspendue à un balancier, l'ensemble tombait sous son propre poids et éclatait la roche. Balancier animé par l'action humaine ou animale dans les temps anciens, a profité au XIX^e siècle de l'avènement la machine

Chapitre 1 : généralités sur le forage et les fluides de forage

à vapeur. Mais quelque soit le mode d'entraînement, il fallait périodiquement débarrasser le fond du trou des déblais. Le puits était alors rempli d'eau et la boue résultante du mélange de l'eau et des déblais de roche vidés à l'aide d'un outil cylindrique muni d'un fond en forme de clapet ouvert à descente et fermé lors de la remontée au treuil. Le plus profond forage par battage atteignit 2250m en 1918.

C'est au début du siècle qu'Antony Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas). l'avantage de cette technique et de pouvoir injecter en continu au niveau de l'outil rotatif un fluide pour emporter les déblais hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface. Depuis ce jour, cette technique universellement utilisée et a profité des améliorations par le progrès technique.

Tableau 1 historique des fluides de forage



I-2- Qu'est-ce que le forage :

Dans une vision traditionnelle, le forage est un trou cylindrique vertical, il consiste à percer les couches géologiques sur des profondeurs et des distances pouvant atteindre et même dépasser des dizaines de kilomètres, tout en suivant des trajectoires compliquées. La technique de forage la plus répandue, consiste à attaquer la roche à l'aide d'un outil, le trépan, mis en rotation (forage rotary).

C'est une opération technique complexe, sans cesse perfectionnée pour l'adapter à une variété de cas. Par exemple, lorsqu'on passe du forage vertical au forage dévié, horizontal, multi drains, forage à terre (onshore), au forage à mer (offshore), à travers des hauteurs d'eau de plus en plus grandes (puits deep-water en Angola par exemple).

L'équipement de forage de base comprend une tour, des tiges de forage, un treuil permettant de manœuvrer la garniture, une table de forage qui fait tourner la tige et le trépan, un mélangeur de boue et une pompe et un moteur pour entraîner la table de forage et le treuil.

- Pompes à boue (Mud-pumps) : larges pompes à haute pression qui permet de transféré la boue mixée dans les bassins ou revenant du puits, vers la garniture de forage.
- Bacs (ou bassins) à boue (Mud pits) : réservoir, ouverts ou fermés, contenant la boue
- Ciment: utilisé pour remplir l'espace entre les murs du puits et le casing (tube métallique). Il empêche les mouvements éventuels de fluide (eau, pétrole, ou gaz) entre les diverses couches de roches. Les ciments nécessitent leur propre équipement de mixage et de pompage.

III- Généralités sur les fluides de forage :

III-1-Définition d'un fluide de forage :

Le fluide de forage est un élément indispensable au forage, c'est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile), gazeuses (air ou gaz naturel) contenant en suspension un solide (argile, déblais rocheux, ciment,...) c'est un fluide visqueux.

III-2-Naissances des fluides de forage :

Comme nous l'avons introduit dans la partie précédente, les chinois étaient relativement en avance et ont été les premiers à utiliser les fluides.

Le fluide utilisé à cette époque était l'eau. En assouplissant la roche, elle permettait une pénétration plus facile et facilitait le retrait des déblais. En 1833, un ingénieur français nommé Flauville examinait une opération de forage par battage. Au cours de laquelle les appareils de forage s'enfonçaient dans l'eau. Il réalisa que l'eau, en jaillissant, permettait d'extraire très facilement les déblais hors du puits. Dès lors, le principe d'utilisation d'un fluide en mouvement pour évacuer les déblais du puits était établi.

III-3-fonctions des fluides de forage :

Pendant longtemps, les fluides de forage n'avaient pas retenu l'attention, ce n'était aux yeux des foreurs, qu'un liquide visqueux et salissant dont l'unique rôle était d'assurer l'évacuation des déblais arrachés au fond du puits.

Aujourd'hui, les fluides de forage ont acquis leurs galons et personne ne conteste plus son importance dans la réalisation technique et économique d'un forage ou dans la complétion des puits productif. Les principales fonctions des fluides de forage sont :

III-3-1-Refroidissement et lubrification de l'outil de forage

Lorsque le métal se déplace contre la roche, un frottement et un réchauffement se produisent. Les fluides de forage permettent de lubrifier et de refroidir le trépan, ce qui assure un fonctionnement sans à-coups et prolonge la durée de vie de l'outil de forage.

III-3-2-Transport des déblais rocheux (cuttings) vers la surface :

Où ils sont ensuite partiellement éliminés.

III-3-3- Maintien en suspension des solides forés :

A l'arrêt du forage, le déplacement du fluide de forage dans les tiges est interrompu. Les déblais en suspension dans le fluide risquent de sédimenter au fond du trou, bloquant ainsi l'outil et la garniture. La viscosité intervient alors pour maintenir ces solides en suspension. A l'arrêt de la circulation, un phénomène de gélification se produit et lorsque le fluide recommence à circuler, il se fluidifie.

III-3-4-Contrôle de la paroi par la pression :

A l'instant où un trou dans le sable est fait par un enfant sur la plage, la tendance naturelle des trous forés est de s'effondrer. La présence d'un fluide de puits exerce une contre-pression sur la roche et la maintient ainsi en place.

III-3-5-Collecte et transport d'informations géologiques :

La boue permet d'obtenir des renseignements 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.
- ✓ Évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue pouvant traduire la venue de fluide géologique.

III-3-6-Corrosion et usure du matériel :

La boue peut accélérer l'usure et la corrosion du matériel de sondage si elle contient des matériaux abrasifs ou favorisant la corrosion bactérienne.

III-4-Cycle de la boue de forage :

La majeure partie de la boue utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu. Le plus important est de maintenir le puits plein à tout moment. Le cycle de la boue est décrit ci-après :

Chapitre 1 : généralités sur le forage et les fluides de forage

- ✓ La boue est mixée et conservée dans les bacs à boue.
- ✓ Les pompes de forage acheminent la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'à l'outil, au fond du puits.
- ✓ La boue emprunte l'espace annulaire pour remonter vers la surface, et y transporter les déblais arrachés par le trépan.
- ✓ En surface, la boue circule au travers d'un système complexe de traitement des solides. Les tamis vibrants composés d'un ensemble de toile métallique vibrante à maintenir les déblais, en fonction du diamètre de passage des grilles. La boue est envoyée vers les bacs de décantation. les solides éjectés sans eaux sont évacués par différentes filières selon la législation (Rejet en mer si c'est autorisé, transport par camion).

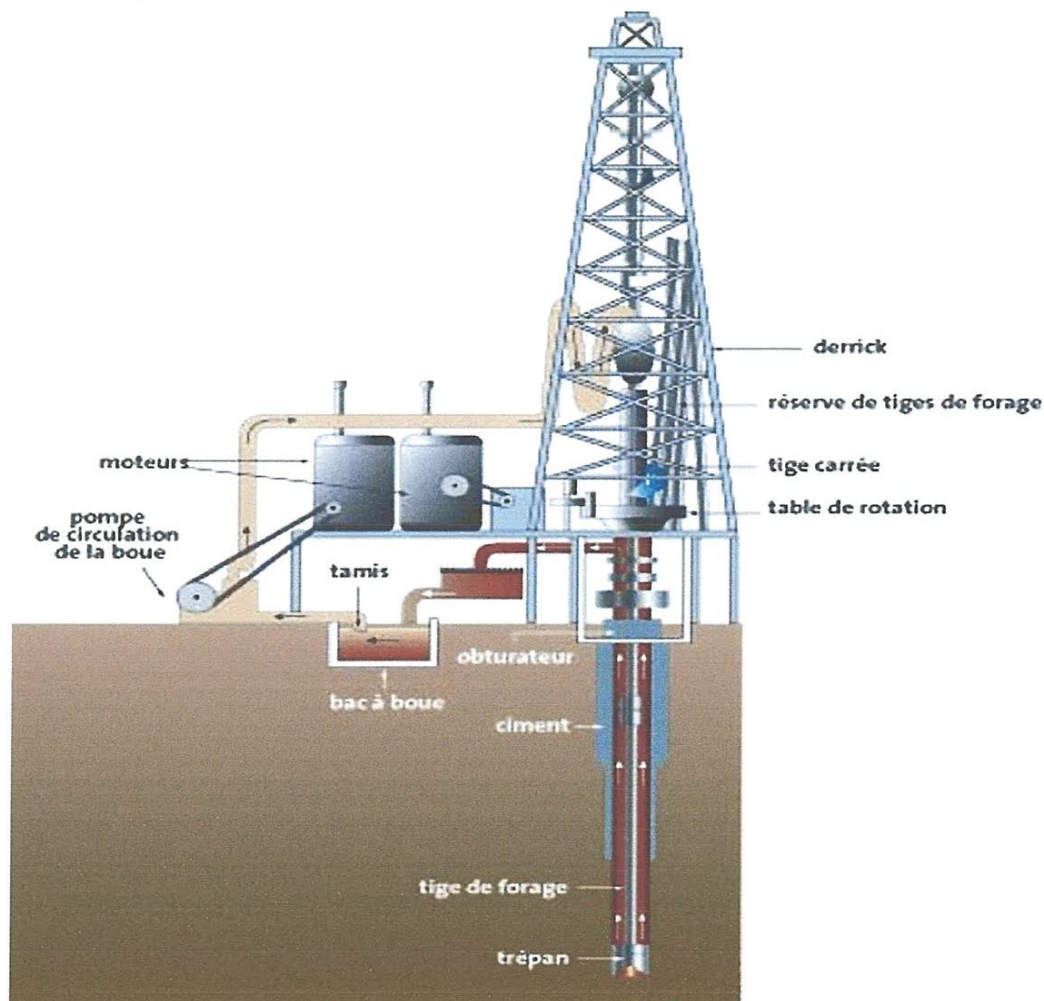


Fig.1 : Le forage

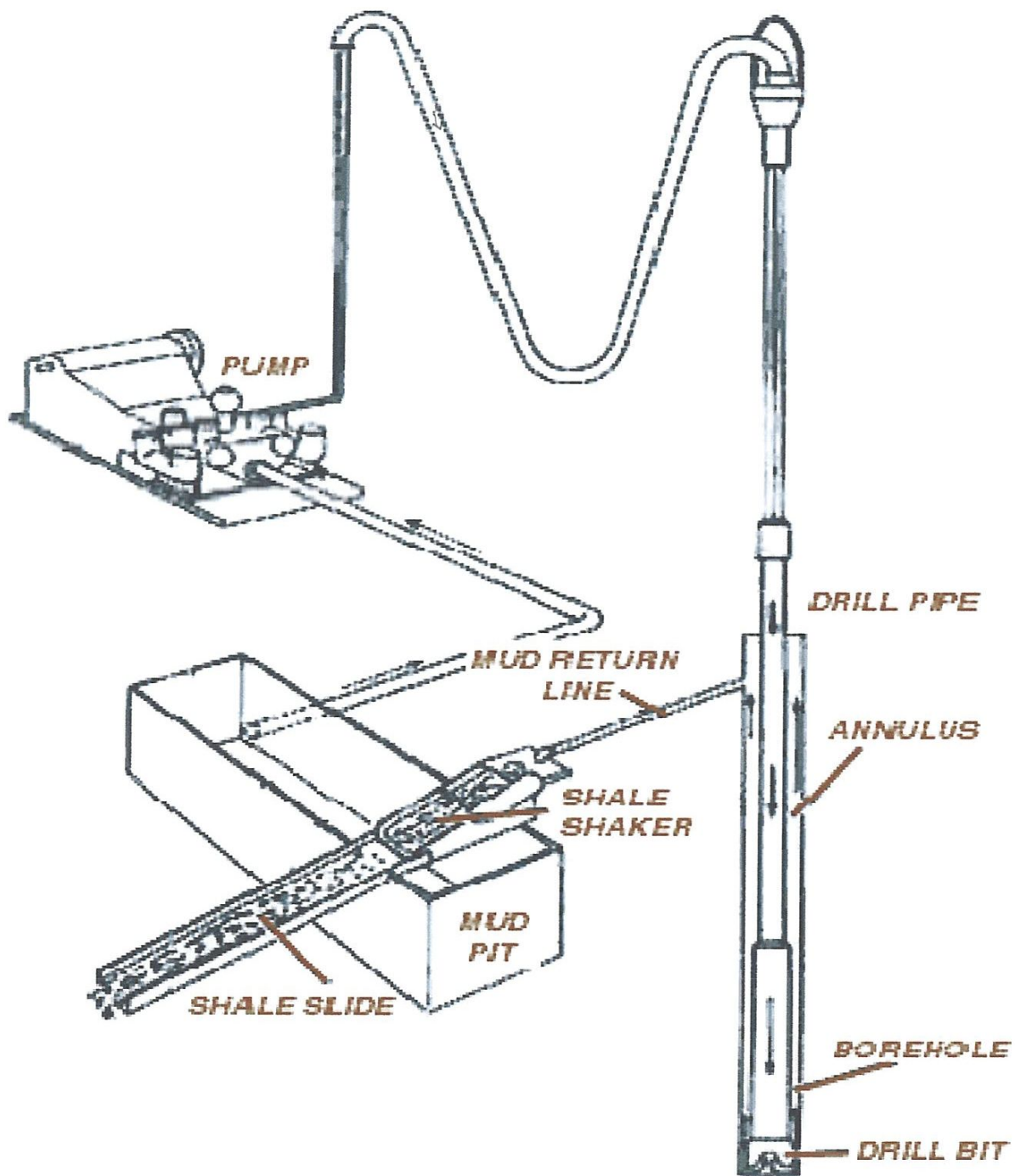


Fig. 2: Cycle de boue de forage

Chapitre II

Type de fluide de forage

I-Introduction :

Les boues sont communément classées par la nature du fluide de base, on utilise :

- ✓ Des boues à base d'eau : dont l'eau est la phase la plus importante en volume.
- ✓ Des boues à base d'huile : dont l'huile est la phase importante en volume et elles contiennent 5% d'eau au maximum.

On peut également forer à l'air, à la mousse et aux boues aérées.

II-Les principaux produits à boues :

II-1-Produits viscosifiants :

dénomination	Rôle	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces, teneur en Cl ⁻ < 25g/l
Argile pour eau salée attapulgite		Boues salées
Bio polymère	Fluidification au cisaillement	Boues à faible teneur en Solide, à faible densité

Tableau 2: Produits viscosifiants

Chapitre2 : Type de fluide de forage

II-2-Produits réducteur de filtrat :

dénomination	Rôle	Domaine d'utilisation
Amidon	viscosifiant	Boues salées saturées température < 150°C
CMC technique Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ²⁺ > 500mg/l Et teneur en Cl ⁻ > 30mg/l
CMC raffiné Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ²⁺ > 500mg/l Et teneur en Cl ⁻ > 30mg/l
Polymère poly anionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boues à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Boues émulsionnées

Tableau 3 : Produits réducteur de filtrat

II-3-Produits fluidifiants :

Dénomination	Rôle	Domaine d'utilisation
tanin		Boue douces Teneur en Ca ²⁺ < 300mg/l Teneur en Cl ⁻ > 20mg/l
FCL (lignosulfonate de fer et de chrome)	Réducteur du filtrat inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevées	Boues douces salées Boues au F.C.L.PH > 9 Température < 200°C
LC (lignites ou lignites chromé)	Renforcement l'action des FCL Température élevées	

Tableau4: Produits fluidifiants

Chapitre 2 : Type de fluide de forage

II-4-contrôle de PH :

Dénomination	Rôle
NaOH soude	Précipitation du calcium Augmentation du rendement des argiles

Tableau 5: contrôle de PH

II-5-précipitation du calcium :

Dénomination	Rôle
Na ₂ CO ₃	Augmentation du rendement des argiles

Tableau 6: précipitation du calcium

II-6-Produits alourdissant :

- ✓ Barite (BaSO₄), densité 4.3
- ✓ Hématite Fe₂O₃ : 4.9 < d < 5.3
- ✓ Galène pbs : 6.7 < d < 3.9
- ✓ Carbonate de calcium CaCO₃ : 2.6 d 2.8, pour les fluides de faible densité.

II-7-produit colmatant :

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables.

III- types de fluides de forage

III-1- boues à base d'eau :

➤ Boues à base d'eau douce

1-Boues benthoniques simples :

Composition moyenne (g/m^3 d'eau douce)	Caractéristiques	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Bentonite 40-60Kg CMC 0-50Kg Soude (selon le PH désiré)	Densité initiale faible (1.03 à 1.05) PH : 8.5-9 Viscosité 15-60cpo Filtrat A.P.I 12-25cm ³	Faible	Boues de démarrage <u>Peut risquer de contamination</u>

Tableau 7: Boues benthoniques simples

2-Boues bentonitiques avec amincissants organiques :

Composition moyenne (g/m^3 d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Bentonite 40-60Kg Tanine 2-4Kg Soude 0.5-1Kg Barite suivant densité désiré	PH 11 Filtrate A.P.I 12-8cm ³ Viscosité Fann 15cpo T <120°C	Moyenne Ca ²⁺ <0.3g/l Cl ⁻ <20g/l	profondeur <3000m Zones à faible contaminations (Gypse, Argile, Anhydrite)
Bentonite 40-60Kg Tanine 2-4 Kg Soude 3-6Kg Produits amylicés (amidon) 5-15Kg	PH 11 Filtrat A.P.I 8-4cm ³ Viscosité fann 15cpo T 120°C		

Tableau8: Boues bentonitiques avec amincissants organiques

3-Boues bentonitiques avec amincissants organiques :

Composition moyennée (g/m ³ d'eau douce)	Caractéristiques	Stabilité aux contaminations	Domaine d'utilisation
Bentonite 50-100Kg Soude 2-4Kg L.F.C. 0-5Kg	pH 9 Bonne résistance en température 200°C	Bonne Cl ⁻ de 50-70g/l	Profondeur 5000-6000m Large domaine d'utilisation réglage des concentrations en fonction des problèmes de contamination (gypse, argile)

Tableau 9 : Boues bentonitiques avec amincissants organiques

Chapitre2 : Type de fluide de forage

4-Boues à la chaux :

Composition moyenne gm ³ d'eau douce	Caractéristique	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
1-fluide à base teneur en chaux Soude 3Kg <u>Tannin</u> 0.5-1Kg Chaux 8Kg Amidon 20-40Kg (suivant filtrat désiré) Bentonite 70-80Kg	Densité:1.05 Viscosité apparente 20-30 pH:11.5-12.5 Gels 0-10:0 Densité: 1.05 Viscosité apparente 20-30	Faible par rapport à la température élevée, H ₂ S, CO ₂ , ciment et CaSo ₄ pb, pf entre 3-5	Argiles siliceuses grés, quartzites du Sénouien du Sahara
2-Fluide à moyenne teneure en chaux Soude 3-5Kg Chaux 10-15Kg <u>Tanin</u> 1-2 Amidon 20-40Kg Bentonite 80-120Kg	Densité 1.05 Viscosité apparente 20-30 Gels 0-10:0		
3-Fluide à haute teneur en chaux Soude 5-8Kg <u>Tannin</u> 2-4Kg Chaux 20-30Kg Amidon 20-40Kg Bentonite 80-120Kg			

Tableau 10: Boues à la chaux

Chapitre2 : Type de fluide de forage

5-Boues au gypse :

Composition moyenne (g/m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux contaminants	Domain d'utilisation
<p>CMC: 1-5Kg (basse viscosité) 0.5-3Kg (haute viscosité) L.F.C 10-30Kg Soude : 1-5Kg Anti mousse 1-3% Bentonite moyenne Rendement 50-180Kg</p>	<p>pH : 9.5-10.5 Bonne résistance en température 200°C</p>	<p>Bonne Cl⁻ de 60à70g/l</p>	<p>Horizons gypse ou anhydrite</p>

Tableau 11: Boues au gypse

6-Boues à base d'eau salée :

6-1-Boues à l'eau de mer :

Composition moyenne (g /m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux Contaminants	Domaine d'utilisation
<p>Bentonite 75-100Kg Agile 30-80Kg (boue salée) Soude 5-10Kg L.F.C 15-25Kg K.C 5-10Kg C.M.C 1-5Kg(raffiné)</p>	<p>D=1.10-1.15 pH 9.5-10.5 Bonne résistance à température 200°C</p>	<p>Bonne</p>	<p>Boues de démarrage Zones argileuse</p>

Tableau 12: Boues à l'eau de mer

Chapitre2 : Type de fluide de forage

6-2- Boues de forage salé non saturées :

Composition moyenne (g/m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux Contaminants	Domaine d'utilisation
Bentonite 50-100Kg Argile saline 10-30Kg L.F.C 20Kg C.M.C raffiné 5-10Kg Anti mousse si nécessaire	pH 8-10	Faible	Utilisation volontaire assez limité

Tableau 13: Boues de forage salé non saturées

6-3- Boues de forage salées saturées sans amincissant :

Composition moyenne (g/m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Sel 360Kg Amidon 30 Argile salin 50Kg	d-1.20-1.40 filtrat 4cm ³ Viscosité fann	Faible	Formation salifères venues d'eau saturée

Tableau 14: Boues de forage salées saturées sans amincissant

6-4- Boues de forage salées saturées sans amincissant :

Composition moyenne (g/m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Sel 300Kg Amidon 30-40Kg Argile 50Kg Chaux 0-10Kg	d≥1.20 Filtrat 4cm ³ Viscosité fann 25cpo Corrosive Résistance moyenne en température 130-140°C	Bonne par rapport au gypse	Zones argileuse peu ou moyennement dispersantes

Tableau 15: Boues de forage salées saturées sans amincissant

Chapitre2 : Type de fluide de forage

6-5- Boues de forage avec amincissant organique :

Composition moyenne (g /m ³ d'eau douce)	Caractéristique	Domaine d'utilisation
Sel 350Kg	d \geq 1.20	Zones argileuses
Argile 50kg	Filtrat 4cm ³	
Amidon 20-30Kg	Corrosive	

Tableau 16: Boues de forage avec amincissant organique

6-6-Saumure special au CaCl₂:

Dans le cadre général de l'étude des moyens à mettre en œuvre pour résoudre les problèmes liés à la présence d'eau chlorurée calcique du Lias et des argiles plastique de Trias :

- Permettre des venues d'eau chlorée calcique sans que les caractéristiques changent considérablement
 - Permettre de passer les argiles plastiques en favorisant leur dispersion sans qu'il y ait gonflement.
- ✓ Grace à l'ensemble des avantages offerts par ce nouveau type de boue, essayer d'atteindre sans pertes le toit du Cambrien et procéder à la cimentation correcte du set dans les meilleures conditions de rentabilité et de technicité.

Propriétés :

Ce fluide étant conçu pour un problème bien particulier, ses propriétés s'en trouvent limitées, notons cependant :

L'eau chlorurée calcique n'affecte pas les propriétés rhéologiques de la boue, milieu proche de la saturation.

Elle accepte un pourcentage élevé de solides argileux mais facilite la dispersion des argiles du terrain, ce fluide est corrosif en présence d'air pour tous les éléments métallique avec lesquels il entre en contacts. Sur l'épiderme son effet est irritant par suite de frottements ou contacts prolongés. Il est donc recommandé de laver abondamment à l'eau douce les parties souillées.

Chapitre2 : Type de fluide de forage

La mise en solution du chlorure de calcium provoque un échauffement considérable pour atteindre 80°C. La manipulation de ce produit doit s'effectuer avec précaution. Cette boue à un effet accélérateur très marqué sur le ciment, sa concentration en sel empêche toute fermentation provenant d'un développement de bactérie.

6-7-Boues aux bios polymères :

Composition moyen (g/m ³)	Caractérisation	Stabilité aux contaminants	Domain d'utilisation
Bentonite 75-100Kg Argile 10-30Kg (boue sale) Soude 5-25Kg L.F.C.15-25Kg L.C 5-10Kg C.M.C raffinée 1-15Kg	Très faible teneur en solides Densité minimum 1.03 Filtration $\geq 12\text{cm}^3$ Utilisable en eau de mer	Moyenne	Dans le cas ou les problèmes de formation peu importants pour améliorer la vitesse d'avancement

Tableau 17 : Boues aux bios-polymères

III-2-Boues à base d'huile :

Il en existe deux catégories boues à huile (avec un % d'eau) et les boues inverses.

✓ Caractéristique :

- La boue à l'huile cause le minimum de dommage aux formations productrices.
- Possède des caractéristiques rhéologiques telles que : les alourdisant sont maintenus en suspension dans les conditions d'utilisations sur chantier ou les déblais de forage sont correctement remontés.
- Faible filtration d'huile.

✓ Utilisations : Les boues à l'huile sont principalement utilisées :

- Pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension.
- Pour les reprises et entretiens de puits productifs.
- D'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs.
- Elles sont également utilisées pour résoudre certains problèmes de forage (argiles gonflantes, coincement,....).

✓ Composition :

Par définition, la boue à l'huile est un fluide de forage dont la phase liquide continue et de la phase aqueuse dispersée ne représente que quelques pourcentage en volume. Elle contient, selon le type de boue à l'huile auquel on a affaire.

1) Huile de base :

L'huile constitue la phase liquide continue de la boue dont laquelle les autres constituants émulsionnés ou mis en suspension. Suivant les types de boues à huile, on utilise des huiles de différentes compositions selon la nature des additifs, de l'huile Diesel et de l'huile brute très asphaltique.

2) Eau :

Toutes les boues à l'huile contiennent normalement un très pourcentage en eau (2 à 5%) Celle-ci est indispensable à la formation des savons, pour contrôler les propriétés physiques de la boue. Cette eau est émulsionnée dans l'huile et ne s'en sépare pas. De ce fait, elle ne risque pas d'endommager les formations. Un excès d'eau joue le rôle de contaminant, il crée une augmentation de viscosité. C'est pourquoi il faut contrôler le pourcentage en eau contenue dans la boue.

3) Agents plastifiants :

Ce sont des produits utilisés pour contrôler la filtration et la viscosité de la boue. Ces produits peuvent être par exemple : asphalte soufflé, acide naphthénique, silicate soude.

4) Agents émulsionnants et stabilisants :

Ces produits sont utilisés pour favoriser la formation et assurer la stabilité d'une émulsion eau-huile. Ils entrent dans la composition de la plupart des boues à l'huile. Ils diffèrent selon le type de boue mis en œuvre.

5) Agents fluidifiants :

Le but de ces produits est de réduire la viscosité de la boue. Ces produits peuvent être acide gras à longue chaîne, bases azotées à longs radicaux, alcools fortement sulfatés, de composition hétéro-polaires solubles dans l'huile.

6) Alourdissant:

En pratique, on utilise comme pour les boues à base d'eau :

- Le carbonate de calcium pour les faibles alourdissements
- Le sulfate de baryum ou la baryte pour les densités élevées.
- La galène pour les densités très élevées.

7) Agents de neutralisation de l'eau :

D'une manière générale, la chaux vive est employée dans ce but. Le sel joue aussi le rôle car l'eau salée s'émulsionne mieux que l'eau douce.

✓ **Conversion, entretien, contamination et traitements :**

Chaque type de boue faisant appel à des additifs différents, il est difficile de définir clairement un mode général de fabrication, d'entretien, et de traitement. Ces précisions figurent sur les notices propres à chaque type de boue.

✓ **Avantages et inconvénients des boues à l'huile :**

Les principaux avantages des boues à l'huile sont les suivants :

- Contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut.
- Insensibilité aux contaminants habituels des boues à base d'eau (NaCl, CaSO₄, ciment, argile).
- Excellentes caractéristiques de filtration statique en température et pression, cake très mince-forage à densité=1.00.
- Meilleurs calibrage du trou.
- Réduction des frottements de la garniture sur les parois d'où diminution du couple de torsion et de l'usure de la garniture.
- Augmentation de la durée de vie des outils à molettes.
- Suppression du collage par pression différentielle.
- Meilleure récupération en carottage.
- Augmentation par rapport au forage en boues à l'eau, de la productivité.
- Moindres dommages à la formation.

Chapitre2 : Type de fluide de forage

Les principaux inconvénients des boues à l'huile sont les suivants :

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- Manipulation salissante.
- Risque de sédimentation des alourdisant.
- Risque d'incendie.
- Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures.
- Prix de revient au m³ plus élevé que les boues à base d'eau.

III-3- Boues inverses :

Ce type de boues, du fait que le filtrat est composé exclusivement d'huile, présente tous les avantages des boues à huiles et permet de pallier certains inconvénients de ces dernières:

- Sensibilité à l'eau.
- Risque d'incendie.
- Manipulation salissante.
- Prix de revient au m³ élevé.

✓ Caractérisation :

Une boue à émulsion eau huile satisfait aux conditions suivantes :

- Cause le minimum de dommages formations productrices.
- Possède des caractéristiques rhéologiques telles que :
 - Les alourdisants sont maintenus en suspension dans les conditions sur chantier.
 - Les déblais de forage sont correctement remontés.
- Les caractéristiques peuvent être contrôlées même à la suite d'apports assez importants d'eau douce aux conditions atmosphériques, aux opérations de forage, à des venues dans le puits.
- La filtration A.P.I à haute pression et haute température est faible. Le filtrat est exclusivement composé d'huile.
- L'entretien et le traitement de la boue sont aussi souples que ceux des boues à base d'eau.

✓ Utilisation:

Les boues à émulsion Eau/Huile sont principalement utilisées :

- Pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages de développement ou d'extension.
- Pour les reprises et entretiens de puits productifs.
- D'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs.
- Pour résoudre des problèmes de forage qui sont :
 - Argiles gonflantes et/ou à fort pouvoir dispersant
 - Puits profonds posant des problèmes de hautes températures, ou de déviation.
 - Instrumentation (collage sur forage,...).

IV-Forage à l'air, à la mousse, aux boues aérées

IV-1-Forage à l'air

C'est de l'air comprimé qui injecté à la place de la boue de forage, assure toutes les fonctions nécessaire au forage avec les différences essentielles suivantes :

- Vitesse de remontée de 900m/min.
- Pas d'envahissement des formations traversées.
- Nécessité d'un obturateur rotatif en tête de puits.
- Impossibilité de forer à l'air, s'il y a des venues d'eau.

IV-2-Forage à la mousse

On essaye de conserver les avantages du forage à l'air et de s'affranchir de la présence d'eau en injectant de la mousse résultante du mélange air+agent moussant.

✓ Avantages

- Débit d'injection d'air 10 fois au moins qu'à l'air (capacité de nettoyer le puits beaucoup plus importante avec la mousse qu'avec l'air).
- Mousse stable vis-à-vis des faibles venues d'eau.

✓ Inconvénients

Mousse stable donc pratiquement impossible de la traiter en continue, les applications étant réservées aux zones désertiques.

IV-3- Boues à base d'eau aérée

Permet de conserver en partie les avantages sur la vitesse d'avancement et la faible usure des outils, tout en ayant la possibilité de contrôler des venues faibles dans le puits.

Chapitre III

Caractéristiques des fluides de forage

I-Introduction :

Les caractéristiques des fluides de forage sont très importantes pour le suivi de l'opération de forage en toute sécurité. Elles se divisent en deux parties.

II-Les caractéristiques physiques des fluides de forage :

II-1-Densité et masse volumique

La densité est le rapport du poids d'un certain volume de solide ou liquide au point du même volume d'eau à 4°C. En unité métrique, la densité est un nombre sans dimension, qui en valeur numérique égale à la masse volumique.

En unités anglo saxonnnes, la densité s'exprime de différentes façons :

- Gravité spécifique (S.G.) : C'est la densité définie ci-dessus
- Masse volumique : Elle est habituellement donnée en livres par gallon (p.p.g.)
- Densité A.P.I. : C'est la pression exprimée en livres par inch carré exercée par colonne de boue de 100 pieds de hauteur (psi/100ft).

La densité est une caractéristique très importante des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations et les fluides qu'elles contiennent empêche l'écoulement des formations et les venues de fluides. Elle ne doit pas être trop élevée pour que la pression hydrostatique soit inférieure à la résistance des roches en tout point du découvert, afin de ne pas créer des fractures dont une conséquence est la perte de circulation puis la venue possible d'un fluide. En conséquence nous serons amenés à augmenter ou diminuer la densité des boues pour satisfaire ces impératifs. Alors qu'aucun traitement de boue en cours ne peut affecter la densité.

a) Un accroissement en cours de forage est l'indice :

- D'un enrichissement de la boue en particules solides (actives ou inertes) en provenant de la formation.
- D'une venue de fluide de densité supérieur à celle de la boue (eau salée saturé en NaCl et / ou autres chlorures).

b) Une diminution en cours de forage est l'indice :

- D'une venue de fluide de densité inférieure à celle de la boue (eau, huile, gaz).
- D'un bullage de la boue causé par une prise d'air accidentelle dans le circuit ou par une action secondaire d'un additif en présence dans la boue.

II-2- La rhéologie des boues :

La rhéologie est l'étude des écoulements et des déformations des corps sous l'effet des contraintes qui leur sont appliquées. Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par un certain nombre de caractéristique viscosité, gels, dont le contrôle et la mesure ont une grande importance pratique car elles conditionnent:

- Le bon rendement des pompes et la pression de refoulement.
- Le maintien des zones fragiles soumises à l'action de la circulation.
- L'élimination des déblais en surface, ect...
- Le nettoyage du puits.

II-2-1-Signification des paramètres rhéologiques

II-2-1-1- Viscosité

La viscosité dans les fluides de forage est la résistance d'un fluide au glissement interne de ces molécules les unes sur les autres. On distingue:

- La viscosité apparente:

C'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique.

$$V_a = L_{600}/2 \quad (II-1)$$

V_a : la viscosité apparente (cps).

L_{600} : la lecture sur le rhéomètre à une vitesse de rotation de 600 tr/min. *de quoi ?*

➤ La viscosité plastique:

Elle dépend de la teneur en solide de la boue et elle est liée à la taille et à la forme des particules. Elle représente physiquement les forces de frictions mécaniques existantes dans la boue, celles-ci sont dues aux frottements des solides les uns sur les autres, aux frottements des solides avec les liquides qui les entourent, et à la viscosité de la phase liquide.

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (\text{II-2})$$

V_p : la viscosité plastique (cps).

L_{300} : la lecture sur le rhéomètre à la vitesse de rotation de 300 tr/min.

II-2-1-2-Contrainte de seuil (The yield value ou the yield point) :

Lors de l'utilisation de la boue de forage il apparaît une tension limite au-dessous de laquelle il n'y a pas d'écoulement, cette tension représente la yield-value. Elle est due surtout aux interactions physiques ou chimiques existantes entre les particules en suspension. Celles-ci vont dépendre de la distance entre les particules, donc de leurs nombres et par conséquent de la concentration en solides.

$$Y_v = L_{300} - V_p \quad \text{En: lb/100ft} \quad (\text{II-3})$$

Y_v : la yield-point

II-2-1-3-Gels

Suspension colloïdale telle que l'application d'une contrainte inférieure à une certaine valeur n'entraîne aucune déformation. La valeur limite de la contrainte est le gel strength.

C'est la contrainte minimale qui provoque le début d'écoulement d'un fluide plastique.

- Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue.
- Le gel 10 Représente la résistance du gel après agitation et un repos de la boue de 10min.

L'expression des gels, selon les méthodes normalisées, dépend de la géométrie des appareils de mesure. On ne peut donc comparer que des mesures effectuées sur le même appareil.

II-3-Filtration

Le mécanisme de filtration peut être schématisé de la manière suivante:

Nous avons d'une part une formation poreuse et perméable et d'autre part une suspension argileuse dans de l'eau qui, sous l'effet d'une pression différentielle, tendra à pénétrer dans la formation.

- ✓ Si toutes les particules de la boue sont plus petites que les pores, du milieu perméable toute la suspension traversera le milieu perméable.

Ce cas extrême est entre autres celui des pertes de circulation. Les caractéristiques rhéologiques peuvent freiner ou même arrêter le phénomène.

- ✓ Si une partie des particules est plus grosse que les pores du milieu perméable elle sera retenue tandis que le liquide et les particules les plus fines pénétreront dans la formation.

Après un temps plus ou moins long les particules les plus fines colmateront le dépôt formé par les particules grossières et ainsi sera formé un film plus ou moins imperméable qui laissera filtrer peu ou pas de phase liquide. Ce phénomène est appelé filtration, le liquide qui passe filtrat et le dépôt solide sur la paroi cake.

- ✓ Si toutes les particules sont plus grosses que les pores du milieu perméable, seul le liquide filtrat pénètre dans la formation. Ce cas diffère peu du précédent car c'est la perméabilité du gâteau (cake) qui intervient dans la valeur de filtration et non pas celle de la formation.

II-4-Emulsion :

Une émulsion peut être définie comme un système contenant deux phases liquides l'une étant finement dispersée (phase dispersée ou discontinue) dans l'autre (phase continue) sous forme de fines gouttelettes.

Dans les boues émulsionnées à base d'eau, de l'huile est dispersée dans la boue à l'eau.

Dans les boues émulsionnées à base d'huile (parfois dénommées boues émulsionnées inverses), l'eau est dispersée dans la phase continue l'huile.

II-4-1-Principe et rôle des émulsions :

a) Boues à émulsion directe BED

Pour émulsionner une boue, on y ajoute de huile (gas-oil, etc....) et parfois un agent émulsifiant.

Les argiles et les colloïdes organiques étant eux-mêmes des émulsifiants de huile dans l'eau, si l'on ne désire pas une émulsion très fine il n'est généralement pas nécessaire de recourir à un produit spécial.

L'addition d'huile dans une boue s'effectue lentement, de l'ordre de 500 à 1000 litres à l'heure, directement dans le circuit. Les concentrations d'huile usuellement employées se situent entre 5 et 12 % en volume.

✓ Pourquoi ajoute-t-on de l'huile dans une boue à l'eau ?

Les raisons sont brièvement les suivantes :

- Permettre le dépôt d'un cake fin, résistant et à grand pouvoir lubrifiant, réduisant les frottements du train de tiges sur les parois du puits, permettant un poids plus élevé sur l'outil à lecture égale à l'indicateur de poids, donc une plus grande vitesse d'avancement.
- Alléger la boue grâce à la faible densité de l'huile (0.85).
- Imperméabiliser le cake et obtenir ainsi de plus faibles filtrats API.
- Réduire la dispersion d'argiles dans la boue et par là le volume des dilutions.
- Augmenter la durée de vie des roulements de l'outil par une meilleure lubrification de la boue.

b) Boue à émulsion inverse

Contrairement aux émulsions directes, les émulsions eau dans huile nécessitent la présence d'émulsifiants puissants. Plusieurs boues de ce type sont commercialisées, chaque fabricant possédant ses propres émulsifiants.

Le pourcentage d'eau peut atteindre 50% de la phase liquide dans ce type de boue. Ce type de boue est utilisé parce que son filtrat est constitué uniquement par de l'huile ce qui permet de résoudre certains problèmes de forage et d'exploitation.

III-Les caractéristiques chimiques des fluides de forage

Les caractéristiques physiques des boues (densité, rhéologie, filtration) sont directement ou indirectement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans la boue, il en découle la nécessité de contrôler chimiquement la présence de la concentration de ces corps.

Ces corps peuvent provenir de la formation forée (chlorures, sulfates, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc....), dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants. Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse, boue à la chaux etc....).

Dans tous les cas, le technicien des boues doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans la boue et leur concentration. Ceci permet de déceler la nature des contaminations, de définir le traitement et/ou de contrôler l'équilibre chimique des boues.

III-1-pH

Le pH est un nombre qui caractérise la concentration en ions H^+ d'une solution aqueuse, il exprime l'acidité ou la basicité de cette dernière.

La mesure du pH est basée sur la décoloration de certaines substances organiques, elle consiste à mettre au contact de la boue ou du filtrat une bande de papier qui prend rapidement une certaine teinte qu'il faut comparer avec une gamme calorimétrique étalon pour obtenir la valeur du pH.

III-2-L'alcalinité

L'alcalinité de la boue est due à la présence d'ions hydroxydes OH^- , carbonates HCO_3^- , dont la teneur est un facteur de stabilité de fluide.

Chapitre IV

Les argiles

I- Définition

Le type de minérales d'argiles joue un rôle essentiel dans de nombreux domaines de la technologie des fluides de forage. Le groupe des argiles peut être décrit chimiquement comme silicate d'aluminium. Etant donné que les éléments constituant les argiles représentent plus de 80% de la masse terrestre (8.1% d'aluminium 27.7% de silice et 46.6% d'oxygène). On comprendra facilement qu'à chaque étape du forage d'un trou, on rencontre des argiles.

Les formations les plus souvent forées sont des argiles dans lesquelles le type et la quantité de minéraux argileux présents, représentent un des aspects les plus importants déterminant les caractéristiques chimiques et mécaniques de la roche. Car celles-ci influencent la stabilité du puits.

Il est donc important de bien comprendre le rôle de la chimie des argiles dans la sélection des systèmes des fluides de forage et de la stabilité du puits.

Les argiles sont des aluminosilicates plus ou moins hydratés et la majorité des minéraux argileux appartiennent au groupe des silico-aluminates phylliteux. Ils sont organisés en couches planes infinies constituées d'unités structurales tétradriques et octaédriques reliées par leurs sommets. Ce type de structure à très grande surface spécifique associée à des caractéristiques physico-chimiques très particulières, explique la capacité des argiles à admettre de nombreux échanges de cations et d'anions dans le réseau ou adsorbés en surface. La structure de base des silicates phylliteux comme de tous les silicates est l'ion SiO_4 ou le silicium est tétra coordonné par rapport à l'oxygène.

Fréquemment de faible granulométrie, les argiles sont des minéraux, souvent mal cristallisés et hydratés, de forme lamellaire ou fibreuse. Ils sont souvent présents en mélanges complexes d'espèces. Les minéraux argileux sont formés par l'empilement de feuillets, eux même constitués d'un empilement de couche.

II- Caractéristiques de base

Il existe un certain nombre de caractéristiques des minéraux argileux qui les distinguent en tant que groupe. Ils sont essentiellement composés de silice, d'alumine, d'eau, et souvent de quantités non négligeables de fer, de magnésium et de plus faibles quantités de sodium et de potassium. D'autres caractéristiques comme la petite taille des particules, une grande superficie et la réactivité chimique à la surface, sont toutes liées aux détails de la structure.

Les minéraux argileux sont construits à partir de deux structures de bases simples:

A. Couche octaédrique :

Cette structure est composée de deux feuilles d'oxygènes ou hydroxyle compactes dans lesquelles des ions d'aluminium, fer ou magnésium sont incrustés dans une structure octaédrique.

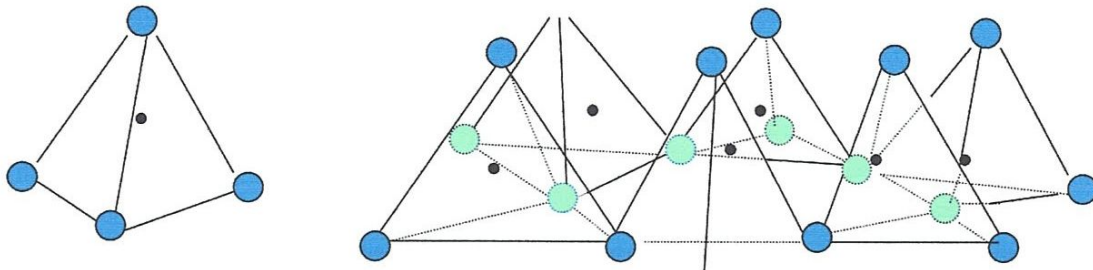


Fig3 : structure laminaire des octaédrique (Eslinger et peaver 1988)

B. Couche tétraédrique :

Dans chaque couche tétraédrique, un atome de silice se trouve au centre d'un tétraèdre, à équidistance des 4 atomes d'oxygène ou d'hydroxyle, s'il est nécessaire d'équilibrer la structure, les groupes tétraédriques et silice sont disposés en un réseau hexagonal qui se répète à l'infini pour former une feuille de la composition $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$.

Les unités de base des feuilles tétraédriques et octaédriques peuvent se combiner avec le groupe hydroxyle de la couche tétraédrique contribuant à former ainsi la couche octaédrique. Les combinaisons et les modifications chimiques ont créés 26 minéraux argileux différents. Les minéraux argileux sont formés de différents rapports de couche silice/couche octaédrique.

III- Classification :

Les principaux critères de classification sont basés sur les paramètres suivants :

- La combinaison de feuillets
- Le type de cation dans l'octaèdre.
- La charge de la couche.
- Le type de matériel dans l'espace interfolié (cation, molécules d'eau...)

Quelques critères secondaires sont le polytypisme (ou mode d'empilement), la composition chimique, le type d'espèces argileuses et le mode d'empilement pour les inters stratifiés. Selon le nombre de couches octaédriques (O) et tétraédriques (T), on distingue trois principaux types de minéraux :

- 1) Les minéraux de type 1 : 1 (ou T-O) à couche d'octaèdres et une couche de tétraèdres.
L'équidistance caractéristique est d'environ 7.1\AA . Ce type correspond au groupe de la kaolinite.
- 2) Les minéraux de type 2 : 1 (ou T-O-T) à une couche d'octaèdres encadrée par deux couches tétraédriques. L'équidistance caractéristique varie de 9.4 à 15\AA selon le contenu de l'inter feuillets. Ce type correspond aux groupes du talc, des smectites, des vermiculites et celui des micas.
- 3) Les minéraux de type 2 : 1 : 1 (ou T-O-T-O) à une couche d'octaèdres encadrée par deux couches tétraédriques, et un inter feuillet constitué par une couche d'octaèdres, l'équidistance caractéristique est alors d'environ 14\AA . ce type correspond au groupe du chlorite.

IV- Propriétés des argiles :

Les minéraux argileux se caractérisent par trois propriétés principales :

- Leur forme et leur surface spécifique.
- Leur capacité d'adsorption d'eau et de gonflement.
- Leur multiple possibilité d'échanges ioniques.

IV-1-Forme et surface spécifique :

Les argiles se présentent sous trois formes :

- ✓ En flocons, caractérisés par une même dimension dans les deux directions et une épaisseur équivalente à $1/20^{\text{ième}}$ de la longueur.
- ✓ En latte, avec une dimension plus longue, épaisseur toujours équivalente à $1/20^{\text{ième}}$ de la longueur.
- ✓ En aiguille, deux dimensions identiques et la $3^{\text{ième}}$ beaucoup plus grande.

Les argiles sont définies depuis le XIX siècle comme des minéraux de petites tailles. Ces minéraux ne sont donc pas identifiables au microscope optique. En fait, la majorité des argiles ont des caractéristiques communes, ce qui justifie a posteriori la définition. La fine taille des argiles leur confère une surface importante par rapport au volume des particules. La surface relative augmente avec la diminution du diamètre. La surface des argiles est supérieure par rapport à celles de minéraux de même taille mais de forme différente. Le rapport épaisseur/largeur est de l'ordre de 20 pour les argiles. Les propriétés des argiles sont principalement contrôlées par leur surface. Le tableau 17 donne les valeurs caractéristiques des surfaces des grandes familles argileuses, et la surface interne, correspondant à l'espace interfoliaire. Les smectites ont les surfaces totales maximales :

Surface Smectites>Vermiculites>>>Illites>Kaolinites=Chlorites.

Type d'argiles/surface spécifique (m ² /g)	Interne	Externe	total
Smectite	750	50	800
Vermiculite	750	1	750
Chlorite	0	15	15
Kaolinite	0	15	15
Illite	5	25	30

Tableau18 : Surface spécifiques des particules argileuses (Eslinger et peaver, 1988)

IV-2-Capacité d'adsorption et de gonflement

-Degré d'hydratation

Le degré d'hydratation varie d'une famille argileuse à une autre. Certains minéraux argileux ont la capacité d'incorporer dans leur structure des molécules d'eau. Cette eau modifie la dimension de la couche en provoquant son gonflement. Ces argiles sont appelées argiles gonflantes. Les smectites, vermiculites et minéraux inter stratifiés offrent des capacités d'expansion beaucoup plus importantes que celles des autres espèces argileuses.

Les minéraux gonflants ont une structure de base à 10. Selon l'hydratation, une couche d'eau de 2.5 à 5.2 Å d'épaisseur se développe. Cette hydratation conduit à une augmentation de volume pouvant atteindre 95%. Notons qu'il existe des minéraux comprenant de l'eau adsorbée mais qui n'ont pas pour autant de propriétés de gonflement.

-Surfaces argileuses

Les minéraux argileux se caractérisent par une surface électrique non neutre. Il existe deux types de charge (1) une charge permanente ou structurelle liée aux substitutions ioniques (Al^{+3} pour Si^{+4} dans T, Mg^{2+} ou Fe^{2+} pour Al^{3+} dans O), de signe négatif, (2) une charge de surface variable selon le pH du milieu, liée aux réactions chimiques qui se produisent à la surface des minéraux où suite à l'adsorption de surfactants, de signe (+) ou (-).

Chapitre 4 : les argiles

La charge de surface est liée à l'hydrolyse de liens rompus Si-O et Al-OH le long des surfaces. A faible pH, l'argile se caractérise par une capacité d'échange anionique : H^+ se lie davantage par rapport à OH^- , une charge positive se développe, à fort pH, une capacité d'échange cationique (CEC) se développe : les OH^- se lient davantage que H^+ et une charge négative se développe.

IV-3- L'échange cationique

Dans le cas des argiles, la charge de surface résulte des substitutions isomorphes au sein même des feuillets, et cette charge est fixée. Elle peut être modifiée par différents cations compensateurs. Ainsi, si la solution contient ces cations spécifiques, la charge de surface est susceptible d'évoluer. Toutefois, plus la capacité d'Échange Cationique de l'argile est grande, plus les cations compensateurs sont mobilisables, et l'on reste alors dans une configuration de type charge fixe. On parle généralement pour les argiles, notamment les argiles gonflantes qui possèdent une CEC élevée, de la charge de surface plutôt que d'un éventuel potentiel de surface.

Minéral	Surface interne (m^2/g)	Surface externe (m^2/g)	Surface totale (m^2/g)	C.E.C. (milliéquivalent/100)
Kaolinite	0	10-30	10-30	5-15
Illite	20-55	80-120	100-175	10-40
Smectites	600-700	80	700-800	80-150
Vermiculite	700	40-70	760	100-150
Chlorite	-	100-175	100-175	10-40

Tableau 19 : surface spécifique et C.E.C. de quelques minéraux argileux

Chapitre V

Chimie des polymères

Chapitre5 : Chimie des polymères



I- Introduction

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. 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.

II- Structure fondamentale des polymères

Un polymère consiste en une unité de base (monomère) où plusieurs unités chimiquement reliées entre elles (polymérisées) pour former une chaîne. Les unités peuvent être identiques ou radicalement différentes.

Après polymérisation les groupes peuvent être modifiés chimiquement. Un certain nombre de variations peuvent être visualisées à partir de ce schéma simple. Certaines sont énumérées ci-après :

1. Type de monomères.
2. Nombre de monomères reliés pour former une chaîne c'est-à-dire le poids moléculaire.
3. Nombre de réticulations ou ramification dans la chaîne.
4. Type et ampleur des modifications chimiques ultérieures.

Les facteurs qui déterminent le comportement d'un polymère particulier sont assez complexes et souvent des modifications relativement simples dans la structure d'une molécule peuvent altérer considérablement ces propriétés. Ceci confère aux polymères une versatilité inhérente qui se reflète dans leur variété d'application.

Chapitre 5 : Chimie des polymères

Leurs variations structurales les plus importantes sont :

- A. **Le poids moléculaire ou longueur de la chaîne :** Il peut varier par la limitation du nombre de groupes de fin de chaîne ou par la dégradation chimique de chaînes plus longues ainsi que la distribution des poids moléculaires.
- B. **Type de groupes réactifs :** La réaction chimique dépend essentiellement du type des groupes qui sont attachés à la molécule et du nombre des groupes. Ils y a souvent plus d'un type de groupes réactifs. La distribution des groupes sur la chaîne du polymère affecte aussi les propriétés et la réactivité. Souvent, en raison de la nature complexe des polymères, on ne connaît pas les détails de la structure, mais les diverses conditions de la réaction peuvent produire des différences dans la structure qui peuvent influencer les performances du polymère.

Les groupes qui peuvent être attachés aux polymères peuvent être divisés en trois :

- I. Non anioniques.
- II. Anioniques ou chargés négativement.
- III. Cationiques ou chargés positivement.

Plus d'un type de groupes peuvent être présents dans la molécule. Les types de groupes sont donnés dans le tableau 20.

La nature de la charge de certains groupes dépend du pH du système et changera de non anionique à cationique ou anionique parce que les groupes sont respectivement faiblement basiques ou faiblement acides.

Chapitre 5 : Chimie des polymères

Classe	Groupe	
	Nom	Formule
Non anionique	Hydroxyle liaison éther ester	-OHR-O-R-O-CH ₃
Anionique	OH phénolique Carboxyle Sulfonique Phosphate	C ₆ H ₅ OH-C ₆ H ₅ OCOOH- COO ⁻ -SO ₃ H-PO ₃ ⁻ -PO ₃ H-PO ₃ ⁻
Cationique	Amine	-NH ₃ -NH ₄ ⁺

Tableau 20 : Groupes polaires

III- Relations entre la structure des polymères et leurs fonctions dans les fluides de forage :

On présente les traits généraux nécessaires ^à un polymère pour être performant dans une fonction particulière au sein d'un fluide de forage.

Le tableau 21 résume les relations entre les fonctions d'un polymère dans un fluide de forage et les traits essentiels de la structure des polymères.

Fonction	Caractéristiques principales
Viscosité	Poids moléculaire élevé
Viscosité et gélification	Poids moléculaire élevé et structure à haute ramification.
Viscosité dans des solutions salées	Poids moléculaire élevé et types non anioniques ou anioniques à haute substitution.
Déflocculation, dispersion, ou fluidification	Poids moléculaires élevés avec groupes chargés pour adsorption aux argiles.
Floculation	Groupe hydrophobe et groupes hydrophiles sur la même molécule.
Surfactant	Particules à fore colloïdale.
Additif de filtrat	

Tableau 21- Relation entre les fonctions d'un polymère dans un fluide de forage

III-1-Viscosifiants

Les propriétés visqueuses conférées à l'eau par un polymère sont dues aux interactions eau/polymère et polymère/polymère. Plus les molécules sont longues, plus il est difficile de séparer les molécules les une des autres plus elles deviennent enchevêtrées.

Ces forces qui engendrent la viscosité peuvent être interrompues par apport d'énergie ou de cisaillement. Les solutions qui ont un tel comportement sont dites pseudo plastiques ou fluides « fluidifiants par cisaillement ».

Les molécules linéaires, comme celles dérivées de la cellulose, tendent à être plus sensibles à la dégradation mécanique que les polymères à ramifications. Des conditions de haute température rendent le polymère sensible à une dégradation chimique.

Le sel a pour effet de réduire la force de répulsion des sites chargés de la molécule, produisant ainsi une contraction du polymère avec une perte non négligeable de la viscosité.

Cet effet peut réduire l'efficacité du polymère de 30%. L'effet peut être minimisé dans la mesure où le polymère peut être d'abord hydraté en eau douce. Bien sûr l'effet sera minime sur les molécules non anioniques.

La solubilité et les dimensions moléculaires peuvent être modifiées par réaction avec des ions multivalents, telle que la réaction entre les CMC et le calcium.

La stabilité de ces polymères anioniques aux cations multivalents est assez compliquée et dépend surtout des cations présents, des concentrations et du pH de la solution.

Généralement, la combinaison de PH élevé et d'alcalinités élevées, tend à rendre le système moins stable du fait de la précipitation d'hydroxyde de métal complexe de polymères.

III-3-Floculant

Les floculants 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 adsorber plus fortement sur les sites ioniques et ainsi floculer de façon plus efficace.

III-4-Surfactants

Les surfactants sont des polymères dans lesquels chaque molécule contient deux assemblages d'atomes ou groupes. Un groupe est polaire s'il est attiré vers les surfaces polaires, telle que l'eau et est appelé hydrophile ou groupe « aimant l'eau ». L'autre est non polaire, hydrophobe ou groupe « haïssant l'eau ».

La nature de surfactant est liée au type de groupe hydrophobe ou hydrophile et à la combinaison des groupes. Quand des groupes sont polymériques, une famille complète de molécules peut être produite avec un équilibre entre les groupes hydrophobe et hydrophiles changeant progressivement de série. La propriété particulière des surfactants qui est utilisée dans les fluides de forage est la capacité de ces molécules à exister à l'interface des surfaces hydrophobes et hydrophiles.

III-5-Additifs 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 défloculents, 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 gâteau, est visqueuse, cela réduira aussi le filtrat. Des exemples de ces polymères sont la CMC à poids moléculaires élevé ou la gomme de xanthane. Ces deux mécanismes sont des fonctions secondaires de ces deux types de polymères et particulièrement les flocculant 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.

IV- Quelques polymères utilisés dans les fluides de forage

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

Chapitre 5 : Chimie des polymères

Les polymères sont construits à travers un atome d'oxygène reliant les atomes de carbone d'une autre unité de glucose pour former un lien glucosique.

Une gamme considérable de polymères peut être fabriquée en modifiant des produits naturels. Ils contiendront tous le même groupe de monomères mais différeront par leur poids moléculaire, leur type de liaison et leur modification chimique. Les différentes structures peuvent être reliées aux différentes fonctions des molécules.

Types de polymères	description	Exemple	Fonctions
Éther de Carboxymethyl Cellulose (CMC)	Groupes COO ⁻ anioniques à polymère linéaire polysaccharide poids moléculaire élevé	CMC haute viscosité CMC basse viscosité	Viscosifiant additif du filtrat. Additif de filtrat.
Éther d'hydroxyethyl Cellulose (HEC)	Groupe d'éther non ionique à polymère linéaire polysaccharide poids moléculaire élevé	HEC	Viscosifiant particulièrement pour les saumures
Amidon	Polysaccharide fortement ramifié forme une solution colloïdale normalement- COO ⁻ on ionique ou anionique	Lais, pomme de terre, tapioca etc.... avec modifications chimiques variables	Contrôle du filtrat dans les solutions salées
Polysaccharide à gommes bactériennes	Polysaccharide structure complexe ramifiée quelques groupes anioniques. Poids moléculaire élevé	Gommes Xanthan	Viscosifiant surtout dans l'eau salée et là où des propriétés de suspension sont nécessaires
Gommes naturelles provenant d'arbres et buissons	Polysaccharide ramifié poids moléculaire élevé structure complexe avec quelques groupes anioniques	GUAR Gomme arabique	Viscosifiant
Lignosulfonate	Sulfonates soluble à l'eau dérivée de la lignine sels métalliques	Lignosulfonate de calcium Lignosulfonate de calcium chrome Lignosulfonate Ferrochrome	Fluidifiant dé flocculant contrôle du filtrat

Tableau 22 : Type et fonctions des polymères dans les fluides de forage

IV-6-Inhibiteur de corrosion

Un agent actif de surface peut former une pellicule sur les surfaces métalliques pour les isoler de l'environnement corrosif. Des produits chimiques, comme les alkali-diamines éthylatés à longues chaînes, peuvent être utilisés dans ce but.

V- Forces physicochimiques :

Elles existent des forces et des interactions entre les solides en suspension et les polymères solubles d'ans l'eau.

Interaction argile eau :

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

Interaction polymère-eau :

De même que pour les argiles, les polymères à poids moléculaire élevé soluble d'ans l'eau, créent une gaine d'eau en association autour de molécule.

Interaction argile-argile :

Il existe une interaction entre les particules d'argile en terme d'attraction nette ou répulsion entre les particules dans un état soit de floculation soit de défloculation respectivement.

Interaction argile-polymère :

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

Poids moléculaire :

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

Ainsi une molécule peut adsorber plus d'une particule d'argile et donc former une association entre les particules d'argile. par conséquent les polymères à poids moléculaire élevé agissent en tant que flocculant. Les polymères à poids moléculaire faible peuvent modifier la charge des particules d'argiles individuelles de façon à ce qu'elles ont une charge égale et qu'elles soient défloculées.

Adsorption sur l'argile :

La puissance et le site de l'adsorption sont fonctions du caractère chimique du polymère. Les polymères à charge négative peuvent être adsorbés sur les sites cationiques créés sur les bords. La plupart des polymères utilisés dans les fluides de forage appartiennent à ce groupe. L'adsorption est plus importante pour les substances à poids moléculaire élevé.

Interaction polymères-polymère :

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

Parti pratique

I- Introduction

Notre travail pratique au sein de la BASP est divisé en trois grandes parties qui consistent à effectuer les analyses de routine faites par le laboratoire d'analyse et une deuxième partie sur la modification des différents pourcentages en Gelton de la boue à base huile où on a contrôlé la viscosité apparente, la viscosité plastique et la « yield en poids » ainsi que le gel zéro et le gel 10 et enfin à la modification de pourcentage en bentonite sur une boue à base d'eau et contrôler la réponse en « la viscosité marche, apparente, plastique et la yield ». Dans la troisième partie nous avons effectué des analyses d'échantillons de la boue au puits chaque trois jours sur un cycle totale de 18 jours parce qu'un problème technique est survenu au niveau du puits lequel l'outil de forage ne tournait plus.

II- Les équipements

II-1-Densimètre

La densité est calculée en fonction de la pression hydrostatique et la profondeur du puits.

La pression dont le rôle est capitale, exercée sur les parois des puits dépendent de la profondeur à laquelle s'exerce et de la densité. (En pratique on parle de densité alors qu'il s'agit de poids volumique exprimé en Kgf/dm^3 . La pression sera obtenue en Kgf/cm^2 , pour l'obtenir en bars il faudra multiplier par 0,981).

$$D = H \cdot 10 / p \quad (\text{densité}) \quad (\text{II-1})$$

D : densité

H : profondeur

P : pression hydrostatique

Les densités pratiquement mises en œuvre varient de 0,90 à 2,40. Des valeurs inférieures à 0,90 sont utilisées dans le cas de boues aérées et d'autres supérieures à 2,40 le sont dans le cas de venues à très haute pression mais, hors de ces valeurs, les expériences sont réduites et relèvent du cas particulier. Ceci d'autant que 2,40 est la densité moyenne au-delà de laquelle les roches diamantaires "craquent".

a/ Mode opératoire:

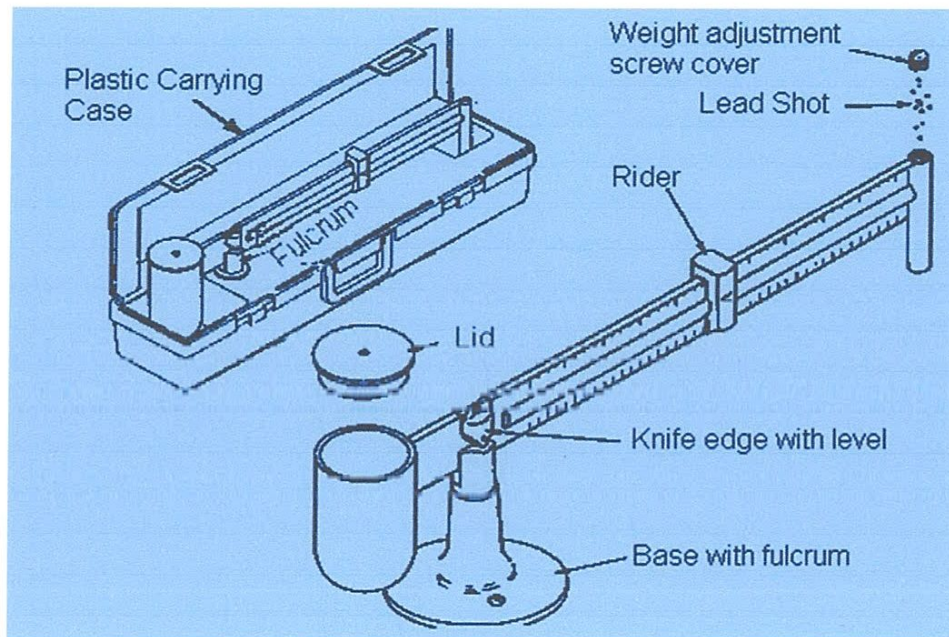


Fig. 1 : densimètre

- remplir le godet de boue.
- Mettre le couvercle et évacuer l'excès de boue du trou central.
- Nettoyer à l'eau et sécher.
- Placer le levier sur le couteau.
- Déplacer le curseur jusqu'à ce que le bras soit horizontal, ce que l'on contrôle à l'aide du niveau à bulle incorporé.
- Lire directement la densité sur le bras.

b/ Avantages des densimètres :

Ce sont des appareils de chantier robustes, permettant de mesurer des densités de 0,95 à 2,20.

Les résultats ne sont pas affectés par les changements de température (étant donné la précision requise).

c/ Sources d'erreurs :

- Coupe insuffisamment remplie.
 - Boue émulsionnée avec de l'air ou micro-bullée.
 - Les mesures ne doivent être exprimées qu'à la seconde décimale.
- La précision des densimètres ne permet pas d'annoncer une valeur précise
- Mauvais étalonnage de l'appareil.
 - Ajustage obstrué par de la boue séchée ou mauvais tamisage de la boue.
 - Attente trop longue entre la fin du remplissage de l'entonnoir et le début de l'écoulement (la gélification de la boue entraîne une augmentation de la durée de l'écoulement).
 - Échantillon de boue non représentatif, la boue doit être prélevée à un endroit où elle est bien agitée, sinon le gel déjà créé fausse la mesure.
 - Mesure inexacte de la durée d'écoulement : un chronomètre est indispensable.

II-2-Déterminations expérimentales des caractéristiques rhéologiques

II-2-1-VISCOSIMETRE MARSH

a/ Principe

C'est un appareil du type statique : on mesure le temps en secondes que met une certaine quantité de boue pour s'écouler à travers l'ajutage de l'appareil qui n'est autre qu'un entonnoir normalisé. La boue s'écoule dans un godet gradué.

b. Mode d'emploi

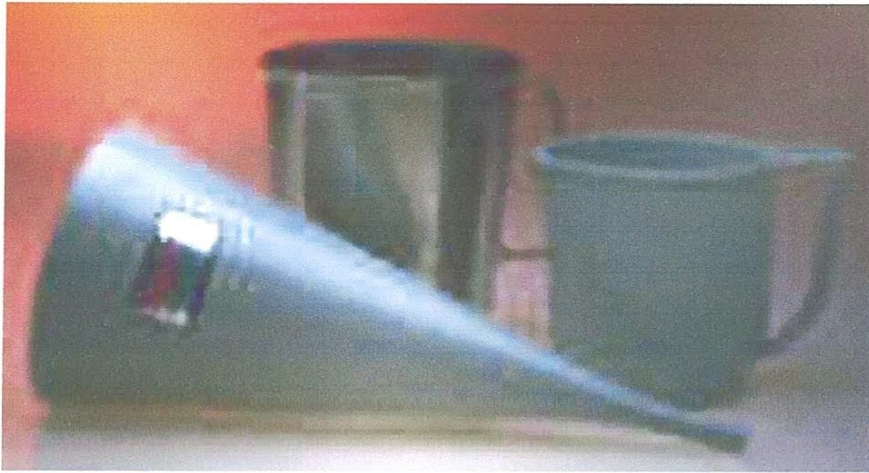


Fig. 2 : viscosimètre marche

Prendre l'entonnoir et fermer l'ajutage à l'aide du doigt.

- Prélever de la boue dans la goulotte et verser sur le tamis de l'entonnoir jusqu'à ce que le niveau de boue affleure la surface de ce tamis (ceci correspond à un volume de $1 \times 500 \text{ cm}^3$).
- Tenir l'entonnoir par la poignée latérale, déclencher un chronomètre et laisser couler dans le godet gradué.
- Stopper le chronomètre lorsque le niveau de boue atteint 946 cm^3 ($1/4$ de gallon dans le godet).
- Le nombre de secondes lu au chronomètre représente la viscosité Marsh de la boue.

NOTA:

Certaines Sociétés stoppent le chronomètre après écoulement de $1 \times 000 \text{ cm}^3$ de boue, d'autres après écoulement de 500 cm^3 . Certaines firmes américaines remplissent l'entonnoir, avec 500 cm^3 de boue et notent le temps que met ce volume de boue à s'écouler. Cependant la méthode normalisée est celle exposée plus haut. Si l'on emploie une méthode différente, il faudrait préciser le volume de boue versé dans l'entonnoir et le volume de boue mesuré dans le godet.

II-2-2- Le VISCOSIMETRE FANN :

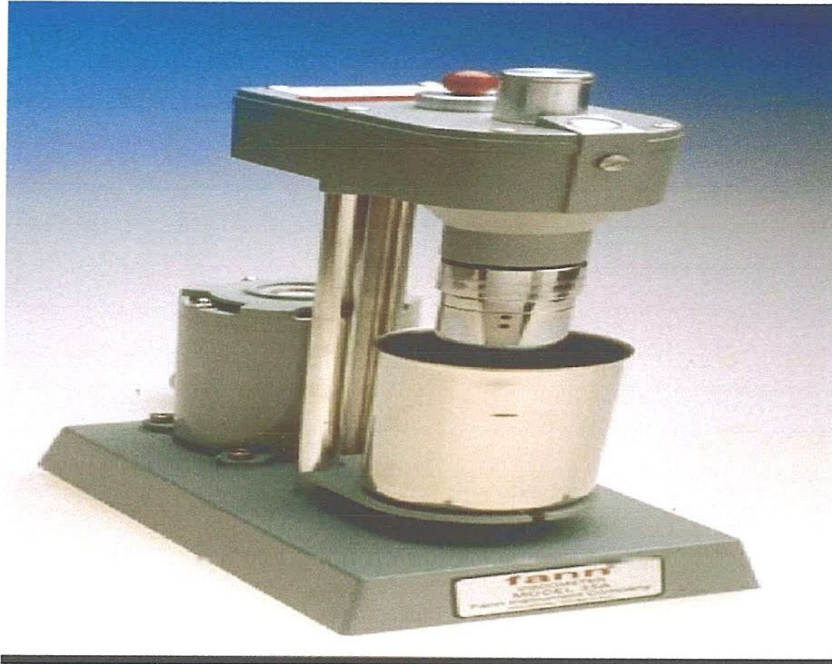


Fig3 : viscosimètre Fann (6vitesse)

a./ Principe :

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Soit deux vitesses de rotation (600 - 300 Tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique).
- Soit six vitesses de rotation (600 - 300 - 200 - 100 - 6 - 3 Tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique.
- Soit un appareil à vitesse variable entraîné par un moteur électrique.

Ces appareils sont normalisés par L'API.

Les appareils à deux vitesses sont de moins en moins utilisés dû à leur faible échantillonnage. On détermine en fonction du taux de cisaillement (déduit de la vitesse de rotation) la tension de cisaillement (déduite de la lecture de la graduation).

Gâteau de filtration **II-3 FILTRATION**

Lorsque la boue se trouve au contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide s'écoule en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle "cake". Il est extrêmement important de connaître les caractéristiques de filtration.

En effet, les haut filtres peuvent éviter les formations délicates (argile, marnes) et favoriser les éboulements. De plus, le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage du tricône lors des manœuvres de changement d'outil.

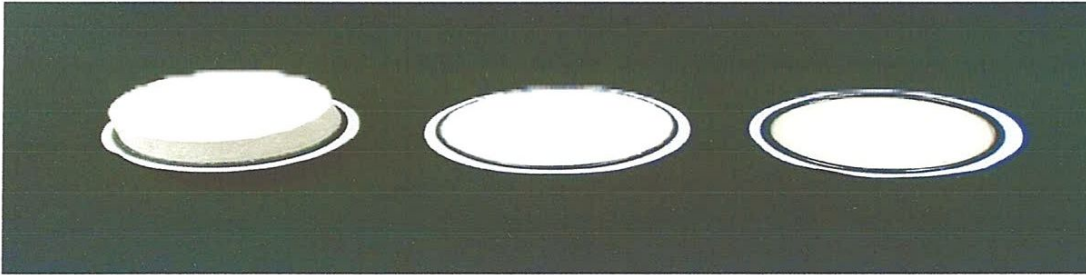


Fig.4: gâteau de filtration

II-3-1-Rôle de filtrat:

L'emploi d'un réducteur de filtrat est considérable dans le forage d'un puits.

Le filtrat doit-être :

- suffisamment élève pour augmenter la vitesse d'avancement.
- Suffisamment bas pour ne pas éviter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses.
- Il ne doit pas envahir les formations productives.

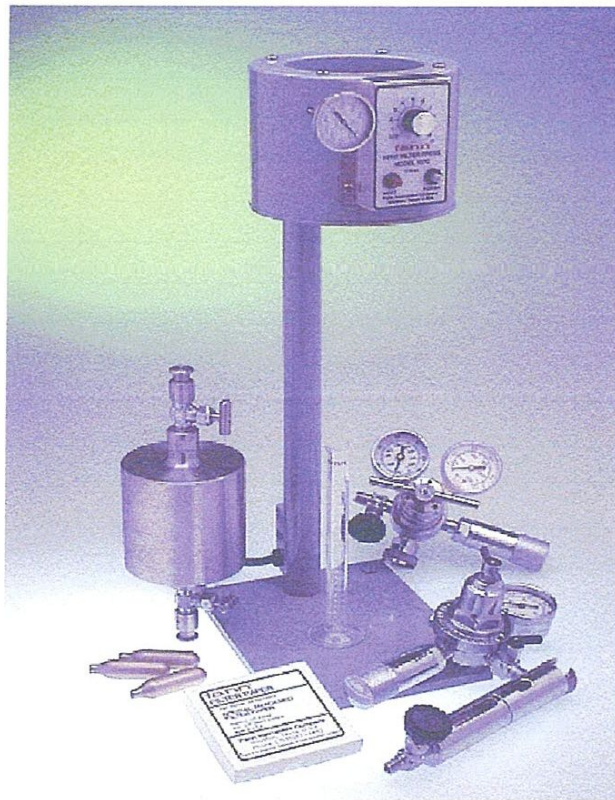


Fig5 : filtre presse API

II-3-2-Mode opératoire:

- pour charger la cellule à boue, dévisser les vis 6 pans femelles et retirer le couvercle.
- Visser la tige de valve dans le corps et remplir la cellule à boue jusqu'à 1 cm de la surface en faisant attention de ne rien raser sur le joint "O" ring et les parties visser de la cellule.
- Mettre soigneusement un disque de papier filtre sur le "O" ring
- introduire avec soin le couvercle de la cellule en s'assurant que les vis coïncident avec l'écran de Corp. de cellule.
- Serrer les vis et bloquer les tiges de valve supérieure et inférieure.
- Introduire la cellule dans le cylindre chauffant et l'enclencher sur le loquet prévu au fond.
- Brancher le cylindre chauffant à une source de courant (110 ou 120 volts).
- Placer le thermomètre dans la gaine thermométrique.
- Amener le bouton du rhéostat à mi-course, laisser chauffer
- puis le régler jusqu'à obtention de la température désirée.
- Faire monter la température en 30 min.
- Monter l'unité de pression sur la tige de valve supérieur et insérer la clavette d'assemblage
- Monter le sparklet et placer une éprouvette sous la tige de valve inférieure.
- Régler le défendeur jusqu'à obtention de la pression désirée et pré-pressée la tige valve supérieure puis inférieure d'un demi-tour à gauche.
- Après 30 min de filtration, bloquer les tiges de valve inférieure
- puis supérieure en tournant à droit.
- Dévisser le mono- détendeur et désaccorder l'unité de pression.

Refroidir la cellule sous l'eau puis purger

II-4-Teste chimique :

Préparez 3 béchers

- Prélever dans erlen Meyer 20cm^3 briseur d'émulsion. (toluène, alcool isopropylique)
- Ajouter 1cm^3 boue
- Ajouter 100cm^3 d'eau distillée

Premier bécher: Pb

- Ajouter 8 à 10 gouttes de phénolphtaléine
- Agiter pendant quelques minutes (agitateur magnétique)
- Ajouter H_2SO_4 jusqu'à point d'équilibre (la couleur transparent)

Deuxième bécher : Cl^-

- Ajouter 8 à 10 gouttes chromate de potassium.
- Agiter pendant quelques minutes (agitateur magnétique)
- Ajouter AgNO_3 jusqu'à point d'équilibre (la couleur rouge brique)

Troisième bécher : Ca^{++}

- Ajouter 5 gouttes NaOH
- Ajouter 8 à 10
- Agiter pendant quelques minutes (agitateur magnétique)
- Ajouter EDTA (acide diaminotétracarboxylique de formule $\text{C}_{10}\text{H}_{16}\text{N}_2\text{O}_8$), jusqu'à point d'équilibre (la couleur bleue rousse)



Fig. 6 : teste chimique

II-5 MESURE DU pH

II-5-1- Mesure du pH par les indicateurs

Pour déterminer le pH, la première méthode mise à notre disposition est celle des indicateurs colorés, basée sur la décoloration de certaines substances organiques. Elle est peu précise mais souvent suffisante sur chantier.

Cette méthode consiste à mettre au contact de la boue ou du filtrat une bande de papier qui prend rapidement une certaine teinte qu'il faut comparer avec une gamme calorimétrique étalon pour obtenir la valeur du pH.

II-5-2- Mesure du pH par PH-mètre électronique

C'est un indicateur de concentration en ions hydrogène avec lequel on mesure le

Potentiel électrique d'une pile où s'effectue une réaction faisant intervenir les ions H^+ .

C'est un appareil fonctionnant sur pile ou secteur. On lit directement sur un cadran la valeur du pH de la solution (boue ou filtrat).

Le principe consiste à immerger une ou deux électrodes dans la solution à mesurer

Il existe un grand nombre de types d'appareils sur le marché; il est nécessaire de se référer à la notice du fournisseur pour l'utilisation de chacun d'eux.

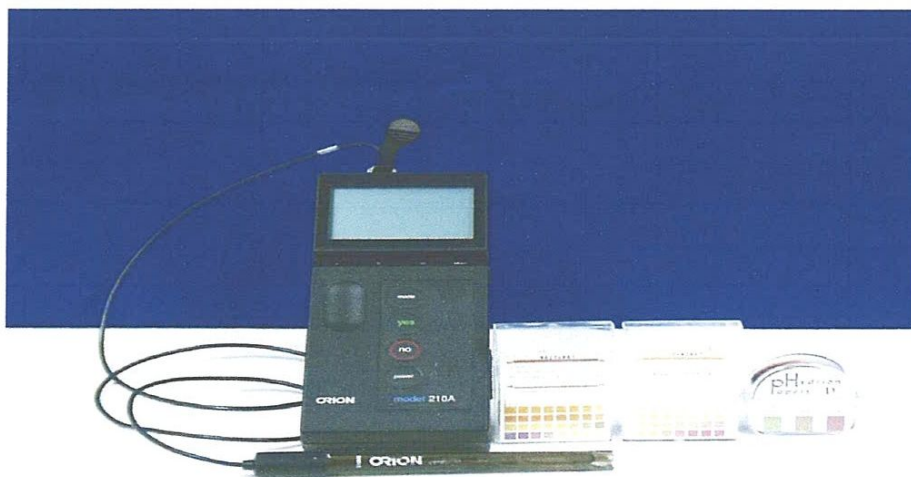


Fig. 7 : ph-mètre électronique

II-6-Tension de rupture ou (stabilité électrique) :

En général le caractère inerte du fluide vient du fait que l'eau qui est présente renfermée en gouttelettes stabilisées par une couche d'émulsifiant et du fait que la stabilité électrique dépend des dimensions des gouttelettes et aux cisaillements appliqués au système : plus la Gouttelette est petite, plus la stabilité et la résistance à la coalescence des gouttelettes sont élevées. La stabilité électrique est mesurée en volt. Une valeur supérieure à 200v est généralement considérée comme acceptable. L'augmentation de la fraction volumique de la phase dispersée (90/10, 80/20, 70/30, 60/40), ainsi que les dimensions des gouttelettes d'eau, et l'insuffisance d'agents émulsifiants, sont les principaux facteurs conduisant à la diminution de la tension de rupture.

II-6-2-Outil de mesure :

La tension de rupture d'une émulsion est mesurée à l'aide d'un appareil employé pour contrôler la stabilité des boues à émulsion inverse.



Fig. 8 : stabilité électrique

II-6-3-Principe :

Un courant alternatif ou continu de voltage croissant est appliqué entre deux électrodes distantes de 1/8 pouces ou 3.2 mm plongé dans la boue à tester l'émulsion eau dans l'huile s'oppose au passage du courant jusqu'à une certaine tension appelée "voltage de rupture".

II-7- Distillation :

Pour déterminer le rapport huile/eau, ou bien le pourcentage volumique des constituants: Huile, eau, solides d'une boue à émulsion inverse. On emploie un distillateur à boue.

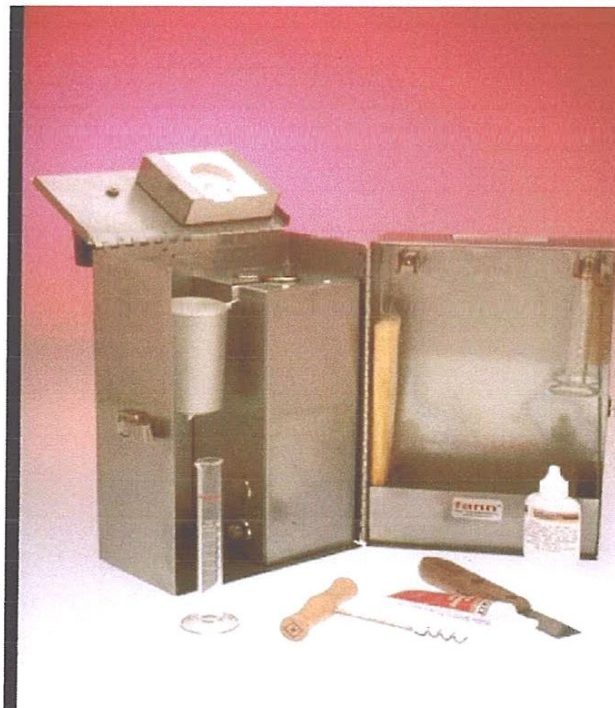


Fig. 9: distillateur à boue

PARTIE PRATIQUE

II-7-1-Principe :

On chauffe un certain volume de 10 ou 20 ml de boue, les vapeurs d'eau et d'huile se vaporisent et se condensent dans un condensateur et on récupère l'eau et l'huile dans une éprouvette graduée directement en pourcentage en volume d'eau et d'huile et par différence le pourcentage en solide.

II-7-2-formules de calcul :

$$\{R(\text{huile})/[R(\text{huile})+R(\text{eau})]\} * 100 = O$$

$$\{R(\text{eau})/[R(\text{huile})+R(\text{eau})]\} * 100 = W$$

O : pourcentage huile dans la phase liquide

W : pourcentage eau dans la phase liquide

R : pourcentage de la distillation

III-Les analyses de routine faites par le laboratoire d'analyses :

Densité	1.8
Rhéologie :	
<u>L600</u> ?	22
<u>L300</u> ?	18
Viscosité apparente	11 ()
Viscosité plastique	04 ()
La yeild	14 ()
Distillat	
Solide	10
Huile	82
Eau	08
XH/XE ?	0.9/0.1

Tableau1 : boue de densité 1.8

paramètres rhéologiques.

PARTIE PRATIQUE

Densité	0.84
Rhéologie :	
L600	9
L300	5
Viscosité apparente	4.5
Viscosité plastique	4
La yeild	01
Distillat	
Solide	2
Huile	96
Eau	2
XII/XE	0.98/0.02

Tableau2 : boue de densité 0.84

Densité	2.2
Rhéologie:	
L600	52
L300	41
Viscosité apparent	26
Viscosité plastique	11
La yeild	30
Distillation :	
Solide	10
Huile	80
Eau	10
XH/XE	0.88/0.12

Tableau3 : boue de densité 2.2

Densité	2.5
Rhéologie :	
L600	61
L300	53
Viscosité apparent	30.5
Viscosité plastique	08
La yeild	45
Distillation	
Solide	8
Huile	86
Eau	6
XH/XE	0.93/0.07

Tableau4 : boue de densité 2.5

Toutes ces analyses sont bonnes et conforment aux normes exigées à l'exploitation.

IV- Effet des propriétés rhéologiques des polymères

IV-1-Effet de concentration des polymères sur le comportement rhéologique

Lorsqu'un polymère anionique est en contact avec l'eau, il commence à s'étirer et à s'hydrater avec une enveloppe épaisse d'eau (3 ou 4 molécules).

Les propriétés visqueuses conférées à l'eau par la solution d'un polymère sont dues aux :
-Interaction eau/polymère par création d'une gaine d'eau en association étroite autour de chaque molécule, ou bien l'adsorption des molécules d'eau à la surface du polymère (liaisons type hydrogène entre l'eau et la charge négative du polymère).

-Interaction polymère/polymère par un mécanisme d'enchevêtrement, d'autant plus prononcé que les chaînes sont longues.

L'augmentation de la concentration du polymère provoque :

- Une diminution des enveloppes de l'eau qui sont entourés de polymère.
- Une augmentation des liaisons hydrogènes résultants.
- Une augmentation de volume occupé.
- une augmentation des interactions.

Par conséquent la concentration de polymère augmente la viscosité. ?

a/ Formule de la boue base eau :

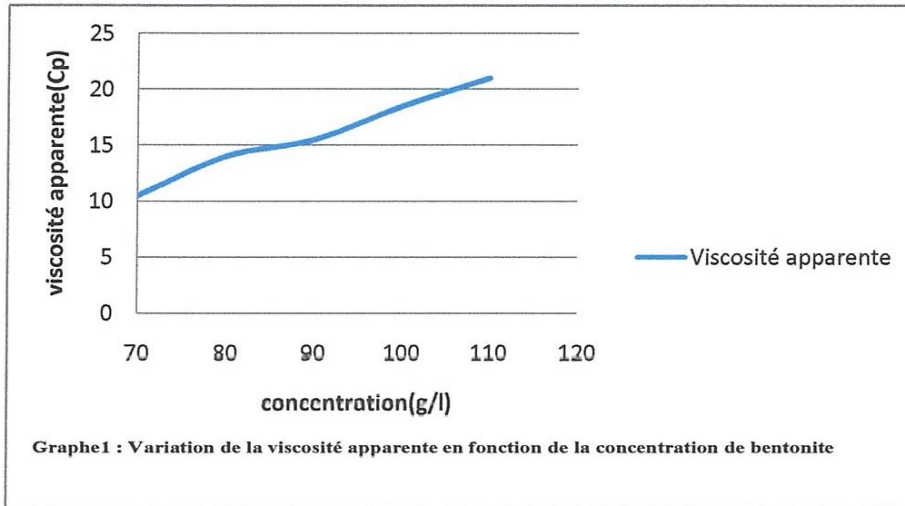
*Préparée 1000cc de la boue ~~à~~ base eau avec une densité de 1.03

Eau douce (cc)	1000
Bentonite (g)	70
Soude caustique (g)	3

Tableau 5 : la formule de la boue à base eau

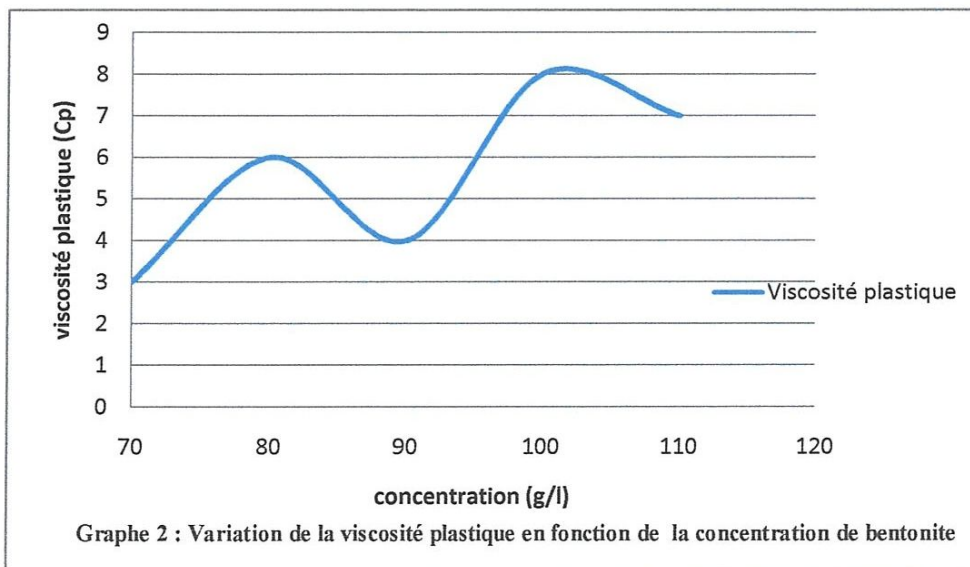
b/ Variation de la viscosité apparente en fonction de la concentration de bentonite

On remarque une augmentation de la viscosité apparente avec l'augmentation de concentration de bentonite du aux fortes interactions polymère -polymère.



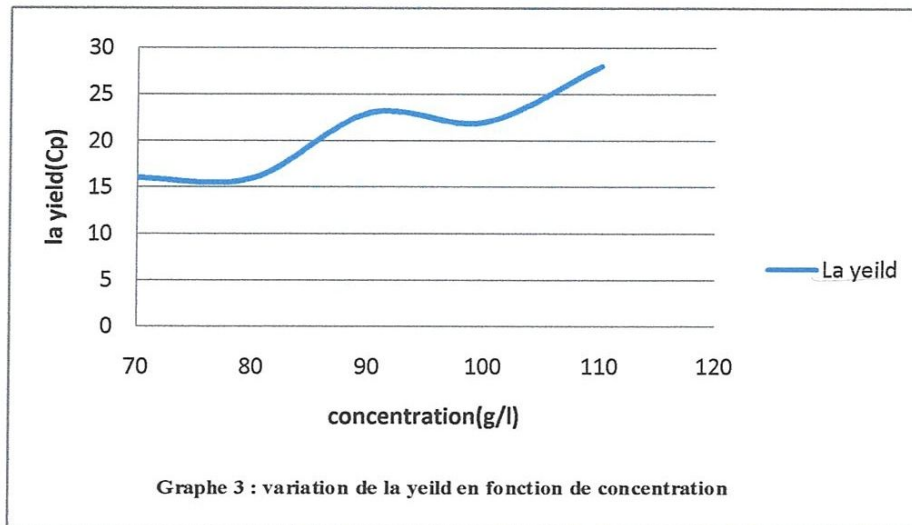
c/ Variation de la viscosité plastique en fonction de la concentration

On remarque une fluctuation des valeurs de viscosité (une augmentation suivie d'une diminution) ceci est normalement du à des erreurs de mesures ou de savoir-faire.(bentonite vieille) puisque la référence donne une courbe croissante.



d/ variation de la yield en fonction de la concentration

En augmentant la concentration de bentonite la yield augmente aussi.



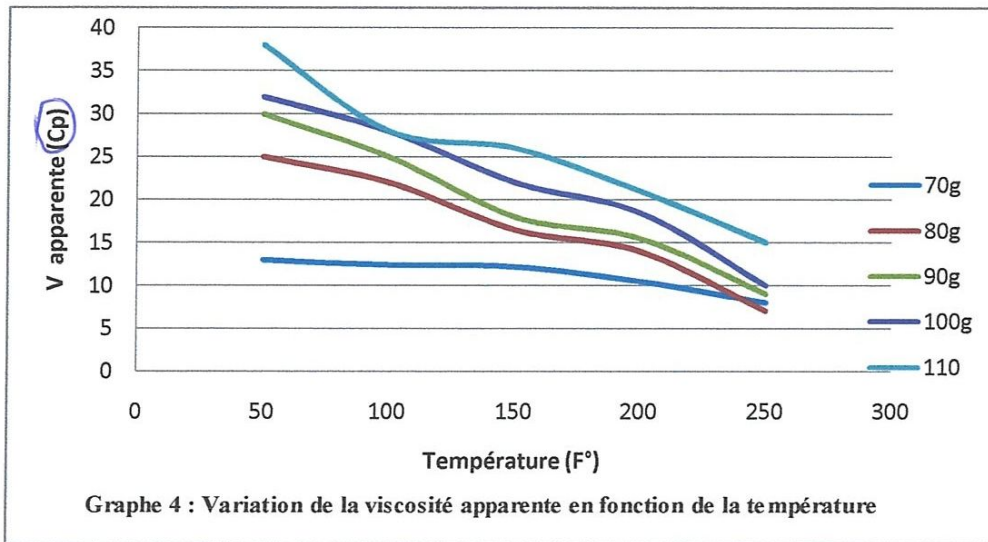
➤ IV-2-Effet de la température sur le comportement rhéologique :

a) Variations de la viscosité apparente en fonction de la température :

Dans le cas de bentonite l'augmentation de la température de la solution des polymères provoquent une diminution de la viscosité à cause de :

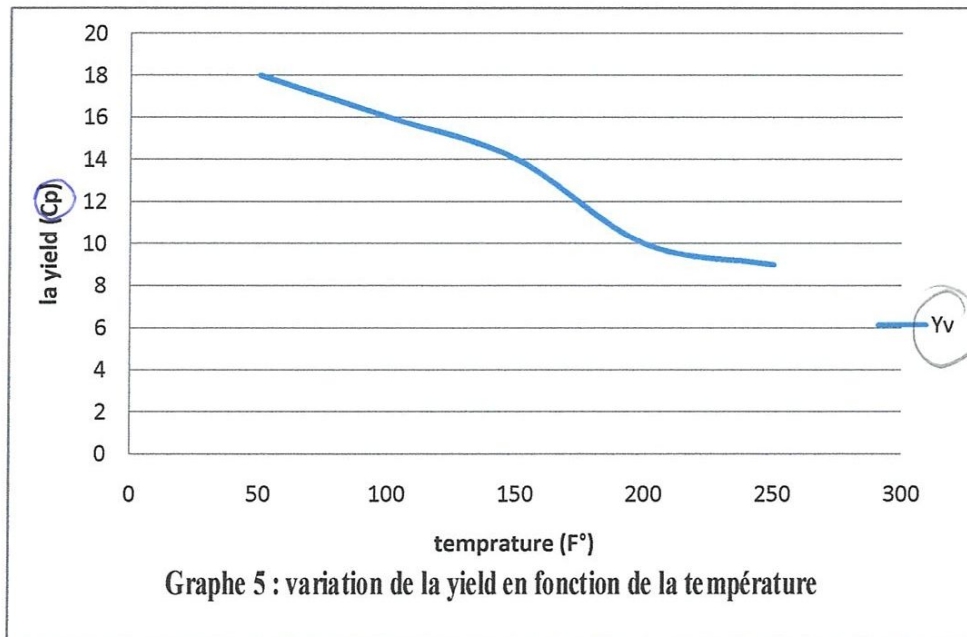
- la diminution des forces intermoléculaires du polymère.
- l'augmentation de la solubilité et l'activité ionique des électrolyses
- la non stabilité thermique des polymères dépend du poids moléculaires.

PARTIE PRATIQUE



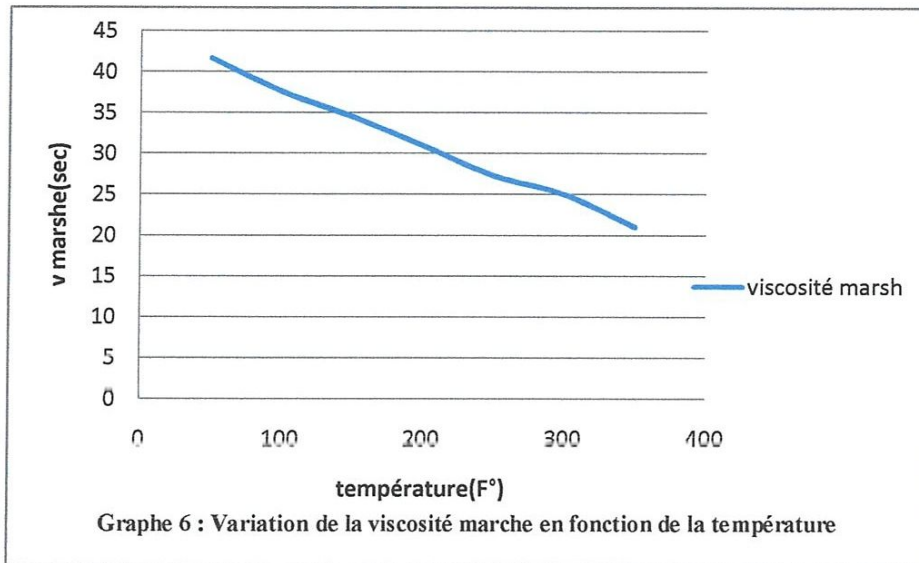
b) variation de la yield en fonction de la température

En remarque une diminution de la yield avec l'augmentation de la température.



c) Variation de la viscosité marche en fonction de la température

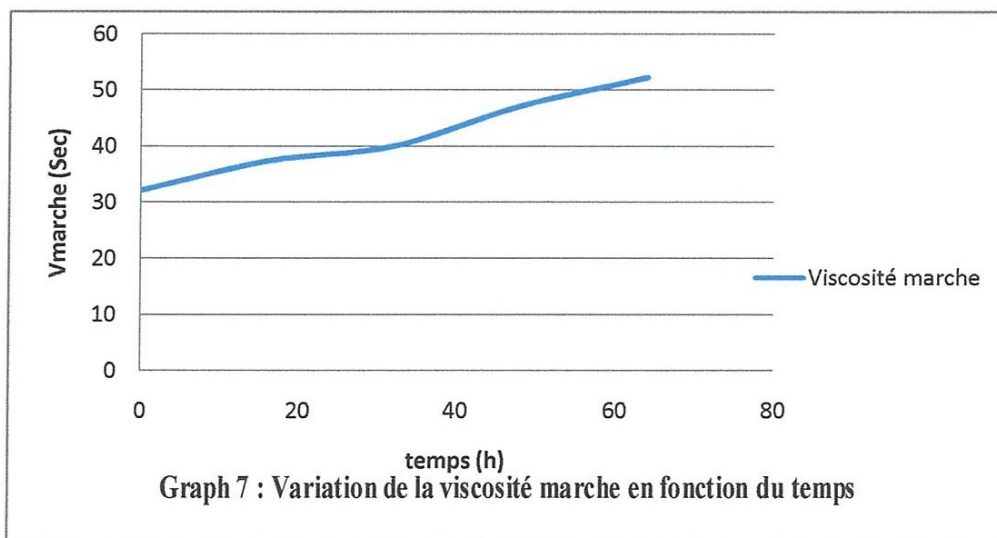
En remarque une diminution de la viscosité marche avec l'augmentation de la température.



IV-3- Effet du temps de repos sur le comportement rhéologique :

A) Variation de la viscosité marche en fonction de temps:

On remarque qu'au fur et à mesure que le temps de repos augmente la viscosité marche augmente aussi suite à l'augmentation des interactions polymère /polymère.



V- Effet des propriétés rhéologiques sur la boue base huile :

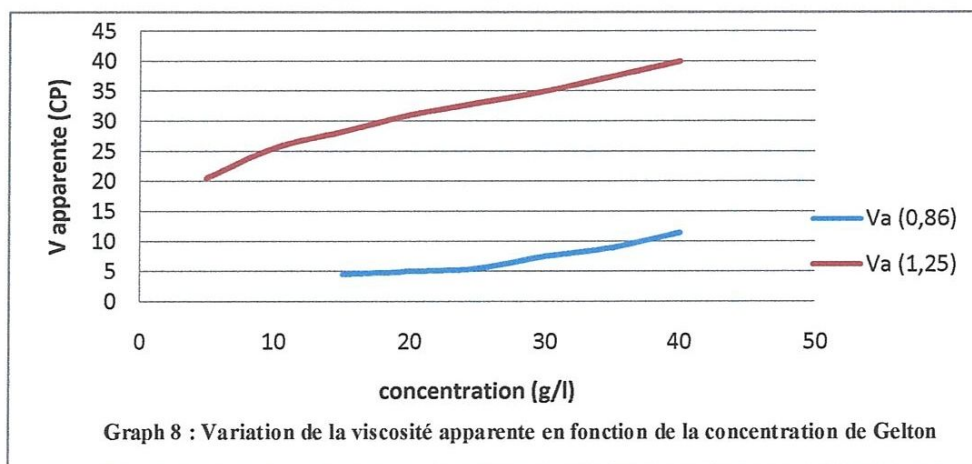
Les compositions	D=0.86	D=1.25
Gasoil (cc)	910	583
Invermul (cc)	16	18
Ezmui (cc)	3	6
Duratone (g)	15	15
Ess(NaCl) (cc)	50	270
Geltone (g)	15	5
Chaux (g)	15	30
Baryte (g)	00	380

Tableau6 : Formule base huile

V-1-Effet de concentration sur le comportement rhéologique:

a) Variation de la viscosité apparente en fonction de concentration en gelton :

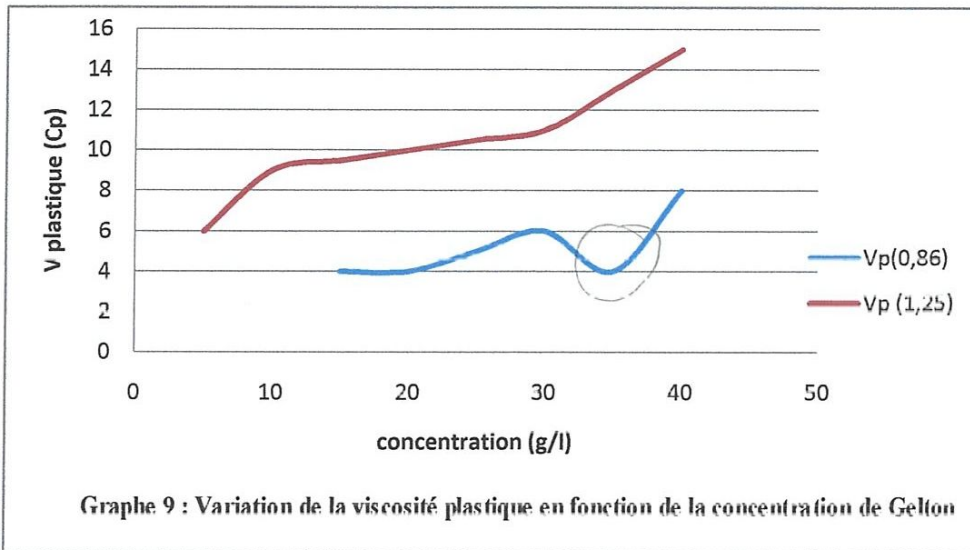
En note qu'une augmentation de concentration en gelton provoque une augmentation de la viscosité apparente. La viscosité apparente (Densité=1.25) est plus grande que la viscosité apparente de (Densité=0.86).



PARTIE PRATIQUE

b) Variation de la viscosité plastique en fonction de concentration de Gelton :

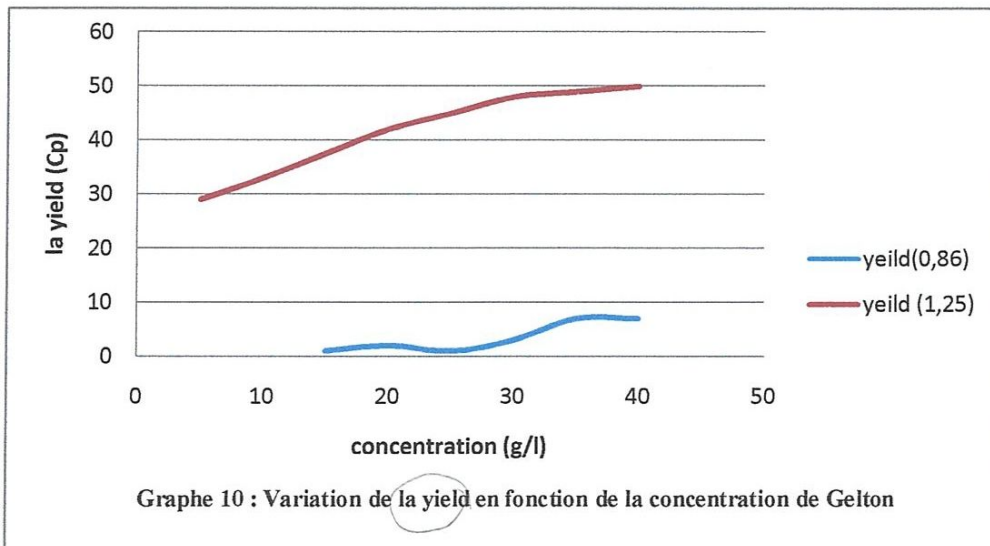
En note qu'une augmentation de concentration en gelton provoque une augmentation de la viscosité plastique. La viscosité plastique (Densité=1.25) est plus grande que la viscosité plastique de (Densité=0.86).



c) Variation de la yield en fonction de concentration de Gelton

En note qu'une augmentation de concentration en gelton provoque une augmentation de la yield.

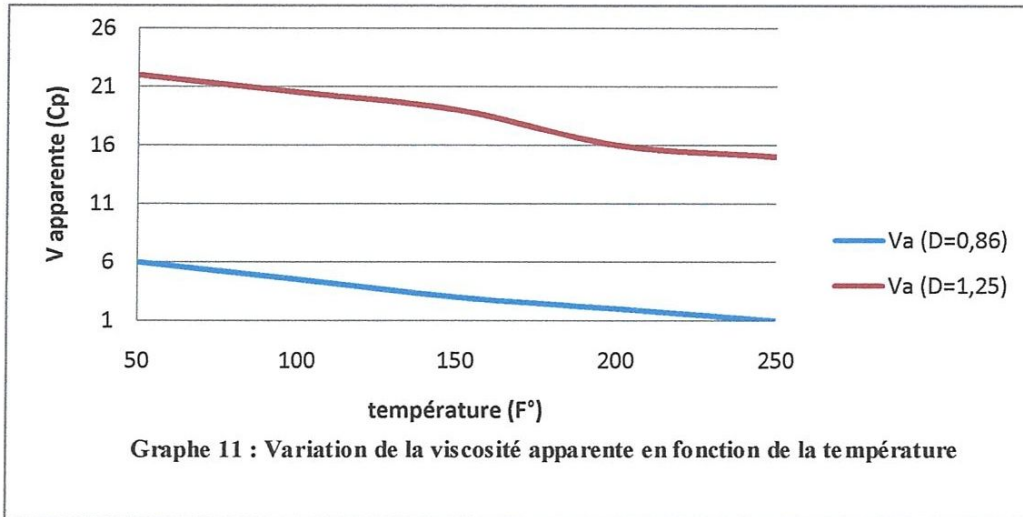
La yield (Densité=1.25) est plus grande que la yield de (Densité=0.86).



V-2-Effet de la température sur le comportement rhéologique :

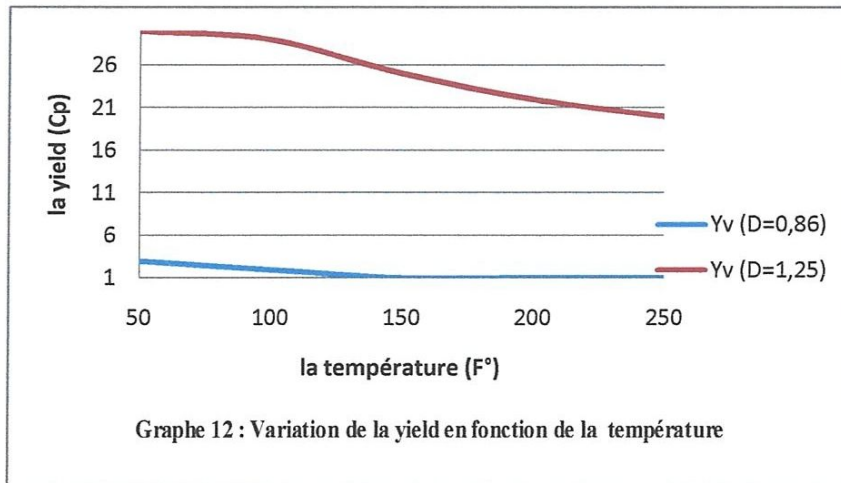
a) Variation de la viscosité apparente en fonction de la température

On remarque que la viscosité apparente diminue avec l'augmentation de température.



b) Variation de la yield en fonction de la température :

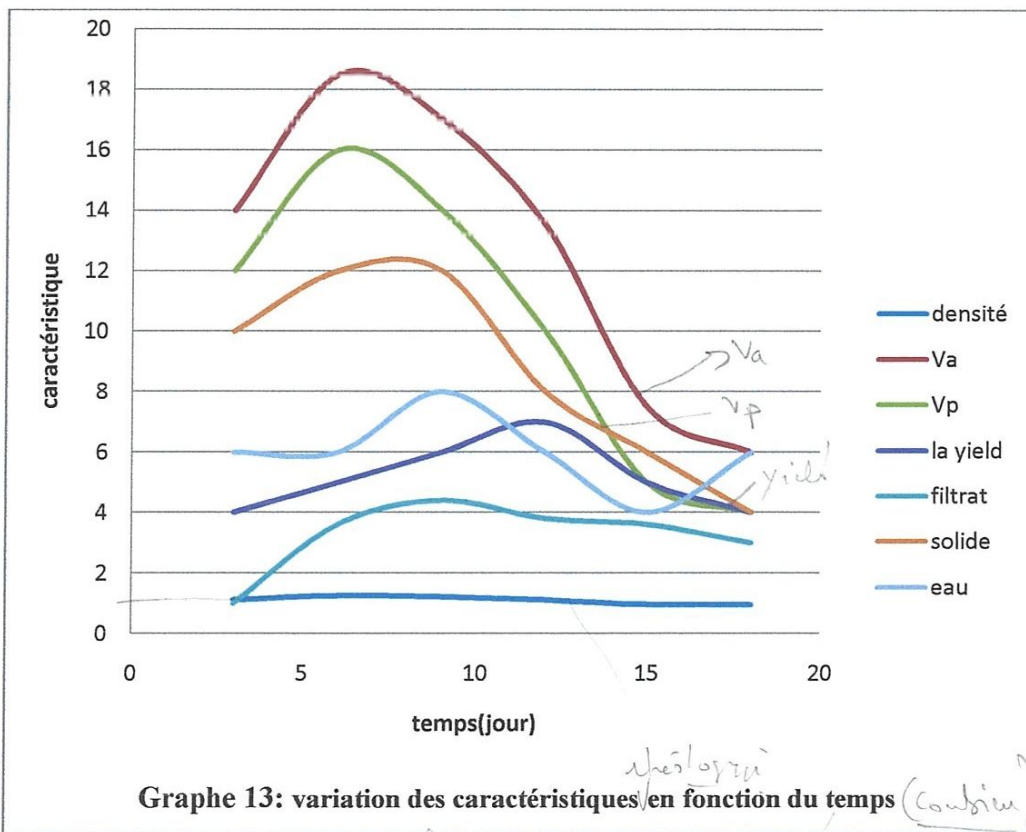
On remarque que la yield diminue avec l'augmentation de la température.



VI- Analyse des échantillons prélevés sur sites:

Au cours de notre stage un problème technique est survenu au niveau du puits de forage l'outil de forage ne tourne plus et la couleur de la boue a changé.

Nous avons effectué des prélèvements de la boue chaque trois jours sur un cycle de 18 jours en fonction de sa profondeur.



a/ Densité :

On remarque une faible densité de l'ordre d'un dixième qui reste cependant significatif lors de son exploitation au puits.

b/ du point de vue rhéologique :

Les viscosités apparente et plastique subissent un accroissement anormal dans le deuxième échantillon du sixième jour alors qu'elles récupèrent leurs valeurs normales dans les autres échantillons ce qui reste à comprendre. ?

c/ On remarque pour le filtrat dans ^{le} deuxième échantillon (sixième jours) une obstruction du filtre qui a provoqué l'éclatement du cake ^{ya} qui reste à comprendre. Les autres échantillons sont normaux.

d/ les analyses effectuée sur la phase solide et l'eau restent dans la normale.

Conclusion

CONCLUSION

Au terme du stage que nous avons effectué dans la BASP de Hassi-messaoud plusieurs remarques sont à retenir.

Pour les analyses de routines à savoir de la densité, la rhéologie, les analyses de filtration, les tests chimiques, le pH et la stabilité électrique répondent toutes aux normes exigées par la norme API. Toutefois ces analyses nous ont permis de manipuler des matériaux et opérer sur des appareils de mesure pour la première fois.

Dans une deuxième étape les analyses d'augmentation de la concentration en gelton dans la boue à base huile a montré que les viscosités plastique et apparente ainsi que la yield augmentent aussi et diminuent avec l'augmentation de la température.

Aussi une augmentation de la concentration en bentonite dans la boue à base eau provoque une augmentation de la viscosité apparente, plastique et la yield et qu'une augmentation de la température entraîne leurs diminutions et un temps de repos assez long fait augmenter la viscosité.

L'interprétation la plus proche en est que les boues se comportent comme des fluides plastiques : au repos ils possèdent une structure tridimensionnelle rigide difficile à vaincre et sous l'action de la température ou une force de cisaillement (ici le yield en poids) la boue s'écoule et des viscosités sont mesurées. Aussi une augmentation de la concentration que se soit en bentonite dans la boue à base eau ou en gelton dans la boue à base huile provoque une augmentation de leurs viscosités puisque la structure de la boue est plus enchevêtrée.

Enfin les analyses au puits de dix-huit jours sur un intervalle de trois jours chacun a montré que les viscosités apparente et plastique subissent un accroissement anormal dans le deuxième échantillon du sixième jour. Plus tard après avoir fini le stage on a confirmé avec l'ingénieur qu'il y'avait une infiltration d'une matière intruse des roches en contact avec le puits, son aspect physique était si identique à la boue que les résultats faussés.

Pour conclure, notre travail nous a permis de découvrir des techniques de mesures et des matériaux que nous n'avons pas eu l'opportunité de connaître au cours de notre formation. Il est souhaitable de mentionner que ce travail ouvre d'autres débouchés pour les formations à venir si d'autres matériaux comme le barasan d et autres seront mis à leurs dispositions.

Annexe

ANNEXE

Les différentes unités

Les différentes unités en rhéologie sont données dans les tableaux suivants :

Symbole	Nom	Correspondance
°F, °C	Fahrenheit, Celsius	$1^{\circ}\text{F} = -17.22^{\circ}\text{C}$
Ft, cm	Foot, centimètre	$1 \text{ ft} = 30.48 \text{ cm}$
Lb, g	Pound, gramme	$1 \text{ lb} = 453.59 \text{ g}$
bbl, m ³	Barrel (oil) mètre cube	$1 \text{ bbl} = 0.15899 \text{ m}^3$
Pas Kgf/m ³	Pascal Kilogramme, force/mètre cube	$1 \text{ pas} = 0.10197 \text{ Kgf/m}^3$
Cp	centpoise	$1 \text{ Cp} = 0.01 \text{ g/m}^3$
Dyne	Dyne	$1 \text{ Dyne} = 10^{-5} \text{ N}$

Tableau 1: les différentes unités

Note :

Pas = pascal

N = Newton ($1 \text{ N} = 1 \text{ Kg m s}^{-2}$)

P = poise

St = Stokes

EZMUD: Viscosifiant

Description de produit :

EZMUD, c'est un copolymère émulsion du polyacrylamides/ polyacrylate (PHPA) partiellement hydrolysés, est employé pour stabiliser la formation réactive d'argile et de schiste. EZMUD agit en tant que stabilisateur de schiste par l'adsorption sur des découpages et les argiles sur le mur de forage, empêchement la dispersion. En raison de son poids, EZMUD viscosifie rapidement avec des concentrations accrues. EZMUD est aisément soluble en eaux salées fraîches, ou saumâtres, et il peut être employé pour préparer des solides forant librement des fluides.

Applications/Fonction :

- Stabiliser la formation sensible de l'eau.
- Augmenter les propriétés rhéologiques de fluide de forage.
- Fournir l'onctuosité de boue dans les situations à base pression.
- Floculer les solides forés une fois utilisés concentrations.

Avantage :

- Rendements rapidement avec le cisaillement minimum.
- N'exige pas des biocides.
- Écurie dans les environnements monovalents de sel (NaCl, KCl, ect....).
- Peut être détruit avec les oxydant une fois désirée.

Propriétés typiques :

- Apparence Fluide Laiteux Blanc avec la synérèse minimale (agrégation).
- Point d'inflammabilité, PMCC>200°F.
- Densité 1.05.

Capacité d'échange cationique

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

ANNEXE

La carboxyméthylcellulose :

La carboxyméthylcellulose (CMC, gomme de cellulose) est un polymère dérivé de la cellulose naturelle, utilisé couramment depuis de nombreuses années en tant qu'additif alimentaire

I- L'effet de la concentration de bentonite sur la comportement rhéologique :

Bentonite (g)	70	80	90	100	110
L600	21	28	31	39	42
L300	19	22	27	31	35

Tableau 2 : effet de la concentration sur la viscosité

Viscosité apparente	Viscosité plastique	La yield	La concentration (bentonite)
10.5	3	16	70
14	6	16	80
15.5	4	23	90
18.5	8	22	100
21	7	28	110

Tableau3: effet de concentration sur la rhéologie

II-Effet de la température sur le comportement rhéologique :

$C_1=70g/l$

Va (Cep)	8	10.5	11.2	12.4	13
T° (F°)	250	200	150	100	50

$C_2=80g/l$

Va (Cep)	7	14	16.5	22	25
T° (F°)	250	200	150	100	50

ANNEXE

C₃=90g

Va (Cep)	9	15.5	18	25	30
T° (F°)	250	200	150	100	50

C₄=100g

Va (Cep)	10	18.5	22	28	32
T° (F°)	250	200	150	100	50

C₅=110g

Va (Cep)	15	21	26	28	38
T° (F°)	250	200	150	100	50

Tableau 4 : effet de la température sur la viscosité apparente en défèrent pourcentage en bentonite

C=70g/l de bentonite

T° (F°)	50	100	150	200	250
Yv (Cep)	18	16	14	10	9

Tableau 5: effet de la température sur la yield

ANNEXE

III- Effet de la température sur la viscosité marche :

Viscosité marche (s)	Température (f)
41.7	50
37.6	100
34.5	150
31	200
27.3	250
25	300
21	350

Tableau 6: effet du temps sur la viscosité marche

IV-Effet du temps sur le comportement rhéologique :

Viscosité marche (s)	Temps (h)
32.21	0
37.40	16
40.1	32
47.2	48
52.3	64

Tableau 7 : l'effet du temps sur la viscosité marche

V-Effet de température sur comportement rhéologique :

Va (D=0.86)	6	4.5	3	2	1
Va (1.25)	22	20.5	19	16	15
T°	50	100	150	200	250

Tableau 8: effet de la température sur la viscosité apparente

ANNEXE

Yv (D=0.86)	3	2	1	1	1
Yv (D=1.25)	30	29	25	22	20
T°	50	100	150	200	250

Tableau9 : effet de la température sur la yield

VI-Les caractéristiques des boues à base huile :

➤ **Densité=0.85**

Tableau 1 : pour densité=0.86 avec défèrent pourcentage de Gelton dans les conditions :
Température=250F et pression=500psi

C₁ =15g

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	9
L300	5
L200	3
L100	2
L60	1
L30	1
L6	1
L3	0
Gel 0/Gel 10	1/2
Stabilité électrique filtrat	1064 4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

ANNEXE

C₂=20g

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	10
L300	6
L200	4
L100	3
L60	2
L30	2
Gel 0/Gel10	2/3
Stabilité électrique	1064
filtrat	4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

C₃=25g

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	11
L300	6
L200	5
L100	3
L60	3
L30	2
Gel 0/Gel 10	3/4
Stabilité électrique	1064
filtrat	4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

ANNEXE

C₄=30g

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	15
L300	9
L200	7
L100	5
L60	4
L30	3
Gel 0/Gel 10	2/3
Stabilité électrique filtrat	1064 4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

C₅=35g

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	18
L300	11
L200	9
L100	7
L60	5
L30	4
Gel 0/Gel 10	3/5
Stabilité électrique filtrat	1064 4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

ANNEXE

$C_6=40$

Pourcentage de solide	2
Pourcentage d'huile	96
Pourcentage d'eau	2
La rhéologie	
L600	13
L300	15
L200	12
L100	9
L60	7
L30	5
Gel 0/Gel 10	5/7
Stabilité électrique	1064
filtrat	4
Teste chimique	
Pb	1.9
AgNO ₃	4.2
EDTA	0.1

Tableau 10 : les résultats des analyses en fonction de modification de gelton a boue de densité=0.85

Densité=1.25, Gelton=5g

dans les conditions : Température=250f, Pression=500psc

Pourcentage de solide	9
Pourcentage d'huile	79
Pourcentage d'eau	12
La rhéologie	
L600	41
L300	35
L200	20
L100	11
L60	9
L30	7
L6	5
L3	4
Gel 0/Gel 10	7/9
Stabilité électrique	10141
filtrat	5.8
Teste chimique	
Pb	3.7
AgNO ₃	
EDTA	0.3

ANNEXE

Gelton=20

Pourcentage de solide	9
Pourcentage d'huile	79
Pourcentage d'eau	12
La rhéologie	
L600	51
L300	42
L200	26
L100	19
L60	16
L30	14
L6	9
L3	7
Gel 0/Gel 10	10/14
Stabilité électrique	10141
filtrat	5.8
Teste chimique	
Pb	3.7
AgNO ₃	
EDTA	0.3

Gelton=25

Pourcentage de solide	9
Pourcentage d'huile	79
Pourcentage d'eau	12
La rhéologie	
L600	70
L300	59
L200	41
L100	34
L60	28
L30	24
L6	17
L3	14
Gel 0/Gel 10	20/25
Stabilité électrique	10141
filtrat	5.8
Teste chimique	
Pb	3.7
AgNO ₃	
EDTA	0.3

ANNEXE

Gelton=30

Pourcentage de solide	9
Pourcentage d'huile	79
Pourcentage d'eau	12
La rhéologie	
L600	80
L300	65
L200	55
L100	48
L60	42
L30	33
L6	25
L3	22
Gel 0/Gel 10	29/35
Stabilité électrique	10141
filtrat	5.8
Teste chimique	
Pb	3.7
AgNO ₃	
EDTA	0.3

Tableau 11 : les résultats des analyses en fonction de modification de gelton a boue de densité=1.25

ANNEXE

	Ech 1	Ech 2	Ech 3	Ech 4	Ech 5	Ech 6
Densité	1.13	1.26	1.22	1.12	0.97	0.95
Solide	10	12	12	8	6	4
Huile	84	82	70	86	90	90
Eau	6	6	8	6	4	6
XH/XE	93/7	93/7	80/20	93/7	96/4	94/6
L600	28	37	34	27	15	12
L300	16	21	20	17	10	08
L200	11	16	17	16	9	07
L100	8	12	15	12	8	07
L60	11	15	15	11	6	6
L30	8	11	11	8	4	5
L6	3	4	5	4	3	2
L3	2	3	3	3	2	1
Gel0/Gel10	4/7	5/9	6/10	3/5	1/2	2/3
Stabilité électrique	1206	1104	1114	1229	1166	1143
Cl ⁻	14.2	22.72	9.585	13.49	8.165	7.81
Ca ⁺	2	0.4	2	2	1.2	1.6
Pb	0.8	1	1.3	2	4	0.5
AgNO ₃	4	6.4	2.7	3.8	2.3	2.2
EDTA	0.5	0.1	0.5	0.5	0.3	0.4
Filtrat	1	3.6	4.4	3.8	3.6	3
Ph	10.80	10.28	9.99	10.60	10.69	10.65

ANNEXE

Tableau 12 : Analyse des échantillons prélevés sur sites

Va	14	18.5	17	13.5	7.5	6
Vp	12	16	14	10	5	4
Yield	4	5	6	7	5	4
Densité	1.13	1.26	1.22	1.12	0.97	0.95
filtration	1	3.6	4.4	3.8	3.6	3
Solide	10	12	12	8	6	4
Eau	6	6	8	6	4	6
huile	84	82	70	86	90	90

Tableau 13 : les résultats des analyses des échantillons prélevés sur sites

Bibliographie



Les livres

- A.Choquin –paramètre et contrôle du forage édition : 1982
- CH.Frendinand- les mesures en cours de forage édition : 1982
- CH.Frendinand- complétion et reconditionnement des puits édition : 1986
- C.Garcia et P.parigot- boues de forage édition : 1968
- J.P.Nguyen -Le forage édition : 1993
- Milpark.cks série technique- manuel technique de forage (tom1) édition : 1990
- M.moureau et G.brace – dictionnaire du forage édition : 1986

Les mémoires

- k.lamia- influence de polymère sur ^{le} comportement rhéologique –magistère 2010
- s-kamele etR-sabere. Les Caractéristiques la boue de forage-2004

Les cites électronique

www.targmne.com

www.igm.fr

www.lindqvist-international.com