



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



Ecole Nationale Polytechnique (E.N.P)

Ecole Doctorale Sciences de l'Eau et Développement Durable

Option Science de l'Eau

Laboratoire de recherche sciences de l'eau (LRSEau)

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Magister en sciences de l'eau

Présenté par

M. Chafai BOUZEGAG

Ingénieur d'état en hydraulique (E.N.S.H Blida)

## **THEME**

# **FORMULATIONS ET LOIS DE COMPORTEMENT DES FLUIDES DE FORAGE**

Soutenu le 09 Mai 2010 devant le jury

Présidente	M <sup>lle</sup> . BENMAMAR	Saida (MCA)	ENP. Alger
Directrice de thèse	Mme. MITICHE-KETTAB	Ratiba (MCA)	ENP. Alger
Examineurs	Mme. CHENNEF	Djaouida (Prof)	RMC. CANADA
	Mme. MOHELLEBI	Faroudja (MCA)	ENP. Alger
	Mr. BERMAD	Abdelmalek (MCA)	ENP. Alger
Invités	Mr. BENCHEIKH	Zahir (D.Tech)	MI SWACO. ALG
	Mr. Benbrika	Samir (D.Tech)	MI SWACO. ALG

ENP. Alger 2010

## Remerciements

*Je remercie d'abord dieu tout puissant qui m'a guidé et me donne le courage  
et l'espoir de terminer mes études.*

*Je remercie vivement mes parents, ma famille,*

*Je remercie vivement ma promotrice R. MITICHE-KETTAB qui m'a  
suivi avec patience pendant la durée de mon travail.*

*Je remercie également tous mes professeurs :*

*Mlle BENMAMAR Saadia de m'avoir enseigné et présidé ce jury*

*Mme CHENEF de m'avoir examiné et honoré ce jury*

*Mr BERMAD de m'avoir examiné et honoré ce jury*

*Mme MOHELEBI de m'avoir examiné et honoré ce jury*

*Je remercie encore Mr Zahir BENCHEIKH et à travers lui tout le  
personnel de la société MI SWACO*

*Tous professeurs et le personnel de L'ENP à leur tête Mr Pr. KETTAB  
Ahmrđ*

*Encore MR ZEGHIDI Hammadi de MPME*

*Et Mr LAMALI Rachid de SONATRACH*

**BOUZEGAG Chafai**

## ملخص

سوائل الحفر تتصرف بطريقة معقدة وغالبا ما يختلف وفقا لصيغ والظروف التي تستخدم فيها. نقترح لتوصيف وتحديد الآثار المترتبة على التفاعلات بين الجسيمات على الخواص على المستوى المجهرى لطين الحفر لسيطرتها، وإتقان التنبؤ بسلوكها في جميع مراحل الحفر ويوصى بصيغ مختلفة (التطهير من الحفرة ، ورفع قطع الصخور). قوانين السلوك الانسيابية لطين الحفر صعب التحديد من الناحية النظرية، وتبقى التجربة في الواقع الطريقة الوحيدة للسيطرة عليها . الهدف هو تحديد تجريبي الخصائص الفيزيائية والخصائص الانسيابية على عينات مختلفة من الحمأة النفطية و القائمة على المياه (في مختبر الشركة الامريكية الجزائرية MI Algérie SPA متخصصة في مجال طين الحفر الموجودة في حاسي مسعود في جنوب الجزائر).

## المصطلحات

سوائل الحفر، والسلوك المعقد، وصياغة الحمأة، والانسيابية، والإضافات، والمحتوى المذاب.

## Summary

The drilling fluids have a complex behavior and often variable according to their formulations and the conditions under which they are used.

One proposes to characterize and quantify the effects of the interactions between the particles on the properties on a microscopic scale of muds of drilling who is the interest of this subject is entitled “formulation and laws of behavior of the drilling fluids”.

Their control and their control make it possible to envisage their behavior with all the phases of drilling and to recommend various formulations (cleaning of the hole, increase of spoil....).

The laws of rheological behavior of muds are difficult to define on the theoretical level, and that the experiment remains currently the only way allowing of the maitriser.

It is in this objective that we will determine in experiments the physical and especially rheological characteristics on various mud samples based on oil and water (within the laboratory of the company MISWACO Algeria SPA specialized in the field of muds of drilling located at Hassi- Messaoud in the Algerian South).

## Key words

Flushing fluid, complex behavior, formulations of muds, rheological characteristics, additions, content of aqueous solution.

## Résumé

Les fluides de forage ont un comportement complexe et souvent variable suivant leurs formulations et les conditions dans lesquelles ils sont utilisés.

On se propose de caractériser et de quantifier les effets des interactions entre les particules sur les propriétés à l'échelle microscopique des boues de forage qui est l'intérêt de ce sujet intitulé « formulation et lois de comportement des fluides de forage » .

Leur contrôle et leur maîtrise permettent de prévoir leur comportement à toutes les phases du forage et de recommander différentes formulations (nettoyage du trou, remontée des déblais ....).

Les lois de comportement rhéologique des boues sont difficiles à définir sur le plan théorique, et que l'expérience reste actuellement la seule voie permettant de les maitriser.

C'est dans cet objectif que nous allons déterminer expérimentalement les caractéristiques physiques et surtout rhéologiques sur différents échantillons de boues à base d'huile et à base d'eau (au sein du laboratoire de la compagnie Algéro\_ américaine MI Algérie SPA spécialisée dans le domaine des boues de forage situé à Hassi- Messaoud dans le Sud algérien).

## Mots clefs

Fluide de forage, comportement complexe, formulations des boues, caractéristiques rhéologiques, ajouts, teneur en soluté.

## Sommaire

### Introduction Générale

#### CHAPITRE I. Historique et état de l'art des fluides de forage

Introduction.....	3
I.1. Historique .....	3
I.2. État de l'art : Synthèse bibliographique .....	6
Conclusion .....	8

#### CHAPITRE II. Introduction aux fluides de forage

II.1. Définition des fluides de forage .....	9
II.2. Introduction .....	9
II.3. Les fonctions principales des fluides de forage .....	9
II.4. Formulation .....	12
II.5. Types de fluides de forage .....	13
Conclusion .....	18

#### CHAPITRE III. Propriétés des fluides de forage

Introduction.....	19
III.1. Densité et masse volumique .....	19
III.2. Alourdissement .....	20
III.4. Propriétés rhéologiques et écoulement du fluide .....	21
III.5. Caractéristiques des fluides de forage .....	21
Conclusion .....	25

#### CHAPITRE IV. Formulation des fluides de forage

Introduction.....	26
IV.1 Les performances requises.....	26
IV.2 Tests de performances des fluides de forage .....	26
IV.3. Problèmes liés aux fluides de forage .....	27
IV.4. Additifs utilisés pour inhiber le gonflement et la dispersion des argiles .....	29
IV.5. Techniques d'évaluation de l'inhibition des argiles .....	33
IV.6. Evolution des familles de polymères utilisés dans le forage .....	35
Conclusion .....	38

#### CHAPITRE V. Rhéologie des fluides de forage

Introduction.....	39
V.1. Grandeurs étudiées en rhéologie .....	39
V.2. Paramètres influençant la viscosité .....	43
V.3. Rhéogrammes .....	44
V.4. Importance de la rhéologie pour la résolution des problèmes de forage .....	45
V.5. Le comportement en pression température .....	45
V.6. Détermination du comportement mécanique .....	47
V.7. Méthodes et instruments de mesure .....	54
Conclusion .....	58

## CHAPITRE VI. Résultats expérimentaux et interprétations

Introduction :	59
VI.1. Intérêt du travail effectué au laboratoire.....	59
VI.2. Travail effectué au laboratoire.....	60
VI.3. Protocole des tests de rhéologie.....	61
VI.4. Exploitation des résultats.....	63
VI.5. Formulation et rhéologie des 3 boues à base d'huile .....	74
VI.6. Formulation et rhéologie des 02 boues à base d'huile relâchées (sans réducteurs de filtrat) : .....	84
VI.7. Formulation, vérification de pH, rhéologie et contamination par les solides d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après le vieillissement .....	94
VI.8. Vérification de pH, le filtrat et rhéologie de deux boues à base d'eau (H.T Polymers Mud) et (simple polymers Mud).....	99
VI.9. Echantillon d'une boue à base d'huile à tester .....	101
VI.10. Paramètres des modèles rhéologiques adéquats aux rhéogrammes expérimentaux des formulations étudiées.....	102
Conclusion .....	106

**Conclusion Générale**

**Bibliographie**

**Annexes**

## Liste des tableaux

<b>N° du tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>page</b>
Tableau II.1	Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage	<b>13</b>
Tableau V. 1	Valeurs de viscosités à 20°C et 1 bar	<b>42</b>
Tableau VI.1	Rhéologie de l'échantillon N° 1 à base de l'eau après l'étuve rotative (AHR).	<b>63</b>
Tableau VI.2	Rhéologie de l'échantillon N° 2à base de l'eau après l'étuve rotative (AHR).	<b>64</b>
Tableau VI.3	Rhéologie avant traitement par l'addition 5 PPb de Gilsonite de la boue conventionnelle / de la boue relâchée à 150 °F	<b>66</b>
Tableau VI.4	Rhéologie après traitement par l'addition 5 PPb de Gilsonite de la boue conventionnelle / de la boue relâchée à 150 °F	<b>67</b>
Tableau VI.5	Préparation des 03 formulations pour un volume de 500 cc chacune	<b>69</b>
Tableau VI.6	Rhéologie des 03 formulations avant le dépôt dans l'étuve rotatif à 120 °F	<b>70</b>
Tableau VI.7	Rhéologie des 03 formulations après le dépôt dans l'étuve rotatif à 120°F	<b>71</b>
Tableau VI.8	Echantillon de chantier à tester	<b>73</b>
Tableau VI.9	Formulations des 3 boues à base d'huile	<b>75</b>
Tableau VI.10	Rhéologie des trois formulations avant le dépôt dans l'étuve rotatif à 150 °F:	<b>76</b>
Tableau VI.11	Rhéologie des trois formulations après le dépôt dans l'étuve rotatif (370 °F) à 150 °F et avant d'ajouter 5 PPb de la chaux	<b>77</b>

## Suite de la liste des tableaux

N° du tableau	Titre	page
Tableau VI.12	Rhéologie de la 1 <sup>ière</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif (370 °F) à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	<b>79</b>
Tableau VI.13	Rhéologie de la 2 <sup>ième</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif (370 °F) à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	<b>80</b>
Tableau VI.14	Rhéologie de la 3 <sup>ième</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif (370 °F) à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	<b>81</b>
Tableau VI.15	Formulation N°01 « WARP (relâchée) »	<b>84</b>
Tableau VI.16	Formulation N°02 « Boue conventionnelle (relâchée) »	<b>85</b>
Tableau VI.17	Rhéologie du produit « Warp » avant et après le dépôt 16 heures dans l'étuve rotative à 200 °F	<b>86</b>
Tableau VI.18	Rhéologie de la boue conventionnelle avant et après le dépôt 16 heures dans l'étuve rotative à 200 °F	<b>88</b>
Tableau VI.19	Formulation d'une boue à base d'eau	<b>91</b>
Tableau VI.20	Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après, à différentes températures, le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F	<b>92</b>
Tableau VI.21	Formulation d'une boue à base de l'eau.	<b>94</b>
Tableau VI.22	Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après, à différentes températures, le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY »	<b>95</b>
Tableau VI.23	Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) après, à différentes températures, le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F après la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY »	<b>97</b>
Tableau VI.24	Vérification de pH, le filtrat et rhéologie de deux échantillons de boues à base d'eau (H.T Polymers Mud) et (simple polymers Mud).	<b>99</b>
Tableau VI.25	le filtrat et rhéologie de deux échantillons de boues à base d'huile	<b>101</b>
Tableau VI.26	Paramètres des modèles rhéologiques adéquats aux rhéogrammes expérimentaux des formulations étudiées.	<b>103</b>

## Liste des figures

N° de figure	Titre	Page
Fig. I.1	Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997)	03
Figure V.1	Déformation de cisaillement	40
Figure V.2	Le comportement thixotrope	52
Figure V. 3	Le phénomène d'hystérésis	53
Figure V.5	Loi d'écoulement de Poiseuille	53
Figure V.6	Rhéomètres à cylindres rotatifs	57
Figure V.7	Rhéomètres rotatifs cône/plateau	58
Fig. VI.1	Courbes d'écoulement d'équilibre de l'échantillon N° 1 à base d'eau après l'étuve rotative (AHR).	65
Fig. VI.2	Courbes d'écoulement d'équilibre de l'échantillon N° 2 à base d'eau après l'étuve rotative (AHR).	65
Fig. VI.3	Courbes d'écoulement d'équilibre avant traitement par l'addition 05 PPb de Gilsonite	68
Fig. VI.4	Courbes d'écoulement d'équilibre après traitement par l'addition 05 PPb de Gilsonite	68
Fig. VI-5	courbes d'écoulement d'équilibre des 03 formulations avant le dépôt dans l'étuve rotatif à 120°F	72
Fig. VI-6	courbes d'écoulement d'équilibre des 03 formulations après le dépôt dans l'étuve rotatif à 120°F	72
Fig. VI-7	Courbes d'écoulement d'équilibre d'un échantillon de chantier	74
Fig. VI-8	Courbes d'écoulement d'équilibre des trois formulations avant le dépôt dans l'étuve rotatif à 150 °F	78
Fig. VI-9	Courbes d'écoulement d'équilibre des trois formulations après le dépôt dans l'étuve rotatif à 150 °F et avant d'ajouter 5 PPb de la chaux	78
Fig. VI-9	Courbes d'écoulement d'équilibre des la 1ière formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	82
Fig. VI-10	Courbes d'écoulement d'équilibre des la 2ième formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	82
Fig. VI-11	Courbes d'écoulement d'équilibre des la 3ième formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après d'ajouter 5 PPb de la chaux	83



## Suite de la liste des figures

N° de figure	Titre	Page
Fig. VI-12	Courbe d'écoulement d'équilibre du produit « Warp » avant le dépôt dans l'étuve rotative	87
Fig. VI-13	Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures du produit « Warp », après le dépôt dans l'étuve rotative	87
Fig. VI-14	Courbe d'écoulement d'équilibre de la boue conventionnelle avant le dépôt dans l'étuve rotative	89
Fig. VI-15	Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures boue conventionnelle, après le dépôt dans l'étuve rotative	89
Fig. VI-16	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau avant vieillissement	93
Fig. VI-17	Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures boue à base d'eau après le vieillissement.	94
Fig. VI-18	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau avant le dépôt dans l'étuve rotative avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY »	96
Fig. VI-19	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau après le dépôt dans l'étuve rotative avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY »	97
Fig. VI-20	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau après le dépôt dans l'étuve rotative et après la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY »	98
Fig. VI-21	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau (simple Polymers Mud).	100
Fig. VI-22	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau (H.T Polymers Mud).	100
Fig. VI-23	Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'huile	102

### ❖ Symboles

YP : Yield point  
Y : Taux de deformation  
 $\dot{\gamma}$  : Vitesse de cisaillement  
 $\tau$  : Contrainte de cisaillement  
 $\tau_0$  : Contrainte seuil statique CSS  
 $\eta$ : Viscosité absolue  
 $\mu$ : Viscosité apparente (dynamique)  
 $\mu_p$ : Viscosité plastique  
( $\tau_{0c}$  et  $\mu_{0c}$ ): Paramètres du modèle de Casson : AC, BC  
 $R^2$ : coefficient de corrélation  
d: densité  
h : hauteur  
d : diamètre

### ❖ Unités

cP : Centipoise  
Pa : Pascal  
lbs/100ft : Livre par 100 pieds carres  
ppg : livre par gallon  
psi : livre par pouce carre  
F° : Degre Fahrenheit  
V : Volt

### ❖ Conversion :

$\dot{\gamma}$  (s-1) = 1.7 N (trs/min).  
Pa = 2.0885. lbs/100 ft<sup>2</sup>.  
Pa.s = 103. cP.  
T (°C) = [T(°F) – 32]/ 1.8.

## Introduction Générale

Un puits de pétrole ou de gaz ne peut être foré sans la circulation continue de fluide de forage qui permet de faciliter le forage et de préserver le trou jusqu'à sa protection par le tubage. Ces fluides constituent par conséquent le pivot de toutes les opérations de forage moderne.

Bien que le coût du fluide ne représente que moins de 8% des dépenses totales, il ne figure pas moins qu'il constitue un élément vital pour le succès de l'ensemble des opérations, pour la construction et pour l'exploitation d'un puits.

La technologie des fluides de forage est dominée par trois facteurs principaux : la performance, la rentabilité, et le souci environnemental et sécuritaire. Il est clair que l'objectif principal du fluide de forage est de réaliser les meilleures performances qui permettront de mener à bien la totalité des opérations de construction et d'exploitation du puits. Cependant, il doit être disponible, rentable, et non nuisible que ce soit pour la santé et la sécurité des utilisateurs que pour l'environnement.

Trouver le juste équilibre entre ces trois facteurs, constitue le défi majeur que doit relever l'industrie des fluides de forage qui fournit cette technologie, et les foreurs qui l'utilisent.

A l'origine, l'objectif principal de ces fluides était le nettoyage du trou par le transport des déblais de forage du bas du trou jusqu'en surface. Cependant, le développement des techniques de forage a appelé ces fluides à remplir des fonctions nettement plus nombreuses et complexes. Ainsi, il existe de nos jours, une grande variété de ces fluides avec une large gamme de composition, afin de satisfaire les différentes exigences émanant du trou.

Pour accomplir au mieux ces tâches, les fluides de forage doivent présenter des propriétés physico-chimiques bien définies. En plus de la densité et la filtration, les propriétés rhéologiques comptent parmi les plus importantes.

Le but du travail entrepris est d'abord d'explorer et de décrire les propriétés rhéologiques des boues formulées, afin de mettre en valeur leurs performances et d'évaluer la qualité des viscosifiants proposés, puis de modéliser la variation de ses propriétés de manière à pouvoir prévoir le comportement rhéologique de ces fluides.

L'effort est donc consacré plutôt à la description et à la modélisation qu'à l'interprétation chimique ou physique des phénomènes observés.

Selon ce raisonnement, ce travail est conduit suivant l'ordre des étapes suivantes la mise en évidence des modifications opérées et l'étude des propriétés rhéologiques des boues formulées, puis enfin, la modélisation des paramètres rhéologiques étudiés.

Cette étude est réalisée en collaboration avec la compagnie Algéro\_ américaine MI Algérie SPA spécialisée dans le domaine des boues de forage et située à Hassi- Messaoud) -

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titus ville (Pennsylvanie). La technique classique du forage, inventée par Lucas (Nguyen, 1993) au début du 20ième siècle pour les opérations de forage au Texas, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Des apports considérables ont été apportés lors des forages spéciaux (forages hautes pressions et hautes températures,

forages horizontaux et multidrains, forages à la mousse et à l'air, etc.). Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930.

La complétion implique un certain nombre d'opérations, y compris l'insertion du tubage et l'enlèvement de l'eau et des sédiments de la conduite afin que le fluide de forage ne rencontre pas d'obstacle.

## **But du travail**

Le but de ce travail peut être résumé dans les trois points suivants

- Amélioration de l'état des connaissances sur les fluides de forage.
- Formulation des boues et l'influence des ajouts sur les caractéristiques rhéologiques.
- Influence de la teneur en soluté sur les caractéristiques rhéologiques.

## CHAPITRE I. Historique et état de l'art des fluides de forage

### Introduction

L'histoire des fluides de forage est très attachée au développement de l'industrie pétrolière. C'est en 1901, sur le champ de spindletop près de Beaumont sur les côtes du golf du Texas, que furent introduits pour la première fois les fluides de forage, par le capitaine Lucas. Il a ainsi mis la première pierre de ce qui est aujourd'hui le grand édifice de l'industrie des fluides de forage.

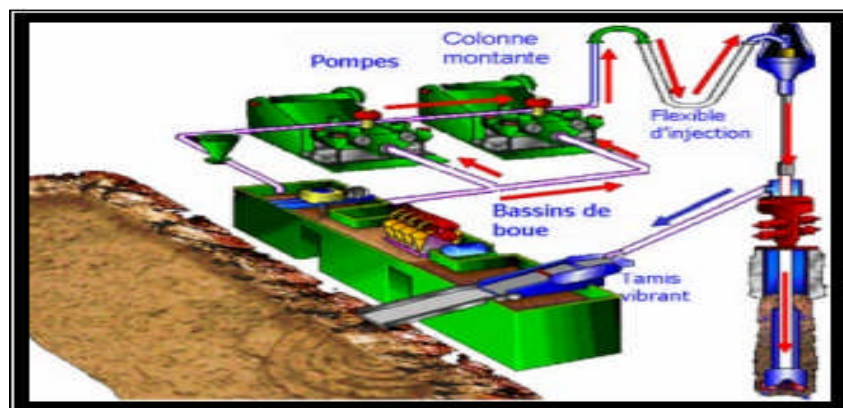


Figure I.1 : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997)

### I.1. Historique

En fait, le premier fluide de forage moderne a été obtenu en faisant passer un troupeau de bétail dans un borbier, les foreurs en ont utilisé la boue résultante. C'est de cette petite histoire qu'on a infligé aux fluides de forage leur surnom le plus connu « boue de forage » ou simplement « boue » (M. Zamora et M. Stephens, 1998).

En réalité, bien avant 1901, on utilisait déjà un mélange d'eau et d'argile, et la grande histoire des fluides de forage peut être divisée en quatre périodes :

- **Période artisanale (avant 1901)** : où ces fluides étaient constitués essentiellement d'eau ;
- **Période empirique (de 1901 à 1928)** : on ne s'intéressait qu'à la densité, la viscosité et l'eau surnageant la boue ;
- **Période expérimentale (de 1928 à 1955)** : l'étude expérimentale prend de l'ampleur et le progrès devient très vite sensible ;
- **Période technique (à partir de 1955)** : le développement devient très rapide, les fluides de forage de plus en plus performants et appelés à jouer des rôles de plus en plus complexes (C. Garcia et P. Perigot, 1968).

Pourquoi cette division ? Avant 1901, les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et l'on n'attachait aucune importance à ces fluides. Le capitaine Lucas passe pour être le premier homme qui s'intéressa à la constitution de la boue. Cependant, jusqu'en 1928, la littérature est pauvre en articles concernant la boue et il semble que jusqu'à cette époque on n'attachait d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), à la viscosité (appréciée visuellement) et à l'eau libre surnageante. Mais déjà en 1920, on utilisait le sulfate de baryum pour alourdir les boues et s'opposer aux éruptions d'huile ou de gaz.

A partir de 1928, de nombreux chercheurs se penchent sur l'étude expérimentale des fluides de forage et les progrès deviennent très vite sensibles. La première société de boues est créée aux États-Unis.

En 1929, on commence à employer les bentonites pour augmenter la viscosité et on emploie les phosphates pour la diminuer.

Ainsi, de 1930 à 1947, les recherches ont été concentrées sur la composition et les propriétés des fluides de forage. Une moindre attention a été apportée à la vitesse d'avancement. L'objectif était de forer le puits, de procéder à sa complétion (processus qui consiste à amener un puits en phase productive après qu'il ait été foré) et de le mettre en production.

En 1930 et 1931, le viscosimètre marsh fait son apparition sur les chantiers et le viscosimètre Stormer dans les laboratoires.

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

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

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

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

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

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

De 1947 à 1957, la recherche s'est plus focalisée sur les tests des produits de base utilisés dans les fluides de forage, en essayant de lier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage du trou (Lummus et Azar,

1986). Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs, parmi lesquels celui du choix des fluides de forage. Ces fluides dits complexes, du fait de leur nature même, et appelés plus classiquement boues de forage, sont le plus souvent des émulsions/suspensions, de divers constituants dont les fonctions sont multiples.

En 1949, apparaît le viscosimètre Fann qui facilitera la mesure des caractéristiques rhéologiques des boues de forage.

En 1955, la mise au point des lignosulfonates de ferrocrome permet l'emploi de la boue au gypse qui va progressivement détrôner la boue à la chaux.

A partir de 1955, les progrès sont très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes. (C. Garcia et P. Perigot, 1968).

A la fin des années 1950, l'utilisation sur chantier d'une grande variété de produits soumis à des spécifications rigoureuses réglementant les propriétés des fluides, a permis de développer la chimie des fluides de forage. Cependant, il a été impossible de lier automatiquement les problèmes du forage aux fluides, vu la complexité des problèmes liés aux argiles.

Depuis le début des années quatre-vingt-dix, un regain d'intérêt exceptionnel surgit pour la confection de nouveaux produits et formulations dans le domaine de fluides de forage.

Cela a été sans doute motivé par les exigences des réglementations environnementales visant la restriction des produits toxiques et non biodégradables, et pour les besoins des nouvelles techniques de forage très répandues de nos jours. Ces techniques, comme le forage horizontal, à grande portée ou multilatéral, sont caractérisées par de grands angles de déviation. Cela nécessite de meilleures performances de la part des fluides de forage, essentiellement en ce qui concerne le nettoyage du trou et la stabilité des parois.

Ces fluides doivent en plus assurer une meilleure tenue vis-à-vis des conditions du bas du trou : hautes températures, hautes pressions et les différents contaminants.

Grâce à leurs propriétés inégalables pour ce qui est du pouvoir lubrifiant, de la stabilisation des parois, du pouvoir d'inhibition, de la stabilité aux hautes températures, hautes pression et aux contaminants ainsi que leur non corrosivité, les boues à base d'huile passent pour les fluides imbattablement efficaces pour les forages suscités. Malheureusement, ces boues sont de prix assez élevé, et surtout d'une grande toxicité, en particulier celles à base diesel (taux élevé en aromatiques).

De grands efforts en recherches et développement sont consacrés au seul but de trouver un substitut valable pour ces fluides à base d'huile. Dans ce sens, deux orientations principalement ont été adoptées :

La première est celle de la toute nouvelle génération de boues formulées à base de fluides synthétiques comme les esters, les éthers, les polyalphaoléfinés, les glycols, les glycérols, les glycosides, les oléfinés isomérisés, et les alkylbenzène linéaires.

L'objectif de ces boues est d'avoir les performances des boues à base d'huile, la simplicité de manipulation des boues à base d'eau et une toxicité nulle ou minime.

La recherche dans cette voie vise à améliorer les performances et la biodégradabilité.

La deuxième orientation consiste à améliorer les propriétés des boues à base d'eau par l'ajout d'adjuvants spécifiques. Les caractéristiques ciblées sont en particulier : l'inhibition des argiles, l'anti-bourrage de l'outil, le nettoyage du trou et la suspension des cuttings, le pouvoir lubrifiant, ainsi que la sauvegarde de la couche productrice. Trois classes de boues en sont issues : les boues aux polymères, les boues aux polymères, et les boues cationiques. Généralement, ces boues sont très performantes, mais chacune ne peut substituer la boue à base d'huile que dans les tâches bien définies.

Là aussi, beaucoup de recherches se penchent sur la confection d'additifs permettant de meilleures performances et sur la plus grande gamme de propriétés possibles.

### **I.2. État de l'art : Synthèse bibliographique**

En 1983, Poley et wilkinson font une étude sur l'effet des cuttings des forages offshore dans les eaux de la mer du Nord, sur l'environnement voisinant. Les auteurs divisent l'étendue de l'impact en trois zones, avec un degré de contamination croissant dans la direction du site de déchargement et une biodégradabilité faible et progressant dans le sens inverse.

En 1984, Bannett propose une huile minérale paraffinique comme fluide de base pour les boues à base d'huile. L'auteur donne la composition de la nouvelle boue, et des résultats certifiés, montrent son efficacité et une toxicité nettement moindre que celle à base Diesel.

Dans le cadre des recherches visant améliorer les boues à base d'eau:

Clark et Co publient déjà en 1976, une discussion sur les boues à base de Potassium / polymère utilisée efficacement par les boues de forage de formations argileuses sensibles. Les auteurs donnent la formulation utilisée (système Chlorure de Potassium / polymère à haut poids moléculaire polyacrylamide partiellement hydrolysé) ainsi que des résultats de laboratoire et de terrain montrent son efficacité dans la stabilisation des argiles.

En 1980, Chesser et Enrigh proposent le sel au sodium du copolymère à bas poids moléculaire Styène sulfoné- anhydride maléique de séquence ABAB et de poids moléculaire 1000 à 5000 comme défloculant et stabilisant des propriétés rhéologiques des boues à base d'eau aux hautes températures hautes pressions.

En 1981, Williams Jr. et Underdown donnent les polymères cationiques aminés, en particulier les polyamines et les polyamines quaternaires, comme d'excellents stabilisants des argiles. Ce pouvoir est amélioré d'avantage avec le mélange polyamine quaternaire / acide fort.

En 1991, Retz et al montrent le mécanisme d'inhibition des argiles par un certain nombre de polymères cationiques, avec une toxicité moindre, et une meilleure compatibilité avec les autres constituants de la boue. Une étude comparative avec d'autres types de boues a été réalisée.

En 1992, Plank liste une série de polymères synthétiques utilisés comme additifs defloculants, fluidifiants, contrôle de filtrat, et rhéofluidifiant, pour les boues à base d'eau, lors du forage à haute température.

La même année, Beihoffer et co décrivent les performances réalisées pour l'inhibition des argiles avec une formulation contenant 10% KCl / 0.4% copolymère cationique diméthylamine – épichlorhydrine.

Aussi, Hemphil et al. rapportent les performances des boues aux polymères cationiques utilisées dans le forage de zone sableuses hautement perméables et des formulations argileuses hautement dispersibles. Les résultats montrent une grande efficacité en ce qui



concerne: la stabilisation des argiles, l'anti- bourrage de l'outil, le filtrat, le cake, la vitesse de pénétration et la résistance aux contaminants solides.

Toujours en 1992, Zakharov et Konovalov proposent des additifs à bas prix et de faible toxicité comme inhibiteurs et fluidifiants. Ces produits sont à base silicone, Phosphore, Aluminium, et de bore, combinés avec d'autres additifs pour boues à base d'eau

En 1994, Strickland met l'accent sur l'importance des boues aux polymères, et compare leurs caractéristiques et performances, avec celle des boues à base d'huile. La comparaison porte sur la stabilité thermique, la stabilisation des formulations, la protection de la zone productrice, la lubrification, la sauvegarde de l'environnement, la corrosivité, et la résistance aux contaminants.

La même année Zakharov et co proposent des additifs particuliers comme réducteurs de filtrat, agent de gélification, régulateur de pH, lubrifiant, fluidifiants et inhibiteurs. Ces additifs sont issus d'une combinaison de produits chimiques avec des déchets industriels sans effet néfaste sur l'environnement.

En 1995, Stamatakis et co proposent des nouveaux inhibiteurs des argiles. Ces adjuvants sont économiques, non toxiques et stables thermiquement. Ils sont notés OCMs (organic cationic materials).

En 1996, Ding Rui et co proposent des additifs aux silicates pour la stabilisation des argiles. Ces additifs solubles dans l'eau, agissent sur les argiles en bloquant les fissurations de surfaces, soit par l'inhibition de l'hydratation ou par réaction.

La même année, Fausto et co, 1996 proposent un additif à base de Zirconium pour le contrôle et la stabilisation des propriétés rhéologiques des boues bentonitiques aux hautes températures. Ce produit de moindre prix et toxicité que les produits conventionnels à base de chrome, semble donner les mêmes résultats.

Toujours en 1996, Hemphill et Larsen publient une étude comparative entre des boues à base d'huile et des boues améliorées à base d'eau

En 1997, Van Oort et co décrivent l'effet des interactions polyglycol- polymères sur la stabilité de ces derniers aux hautes températures hautes pressions dans les boues à base d'eau. Ils rapportent les mécanismes d'interaction et les paramètres influents pour quatre types de ces polyglycols.

Aussi, en 1997, Elward Berry et Darby proposent un nouveau système à base d'eau, non toxique et stable aux hautes températures, grâce à un fluide particulier; Water Based High Temperature Fluid noté (WBHT). Le système est conçu de façon à maintenir la stabilité des propriétés rhéologiques jusqu'à 400 – 475 F° sans le recours aux defloculants.

En 1998, Seaton et co rapportent les performances d'une boue à base d'eau améliorée au glycol. Ce dernier forme une microémulsion dans la phase aqueuse donnant une grande efficacité à la boue formulée.

En 1999, Argillier et co font une recherche approfondie de laboratoire sur le comportement de trois types de boues récente utilisation. Il s'agit d'une formulation Mixed Metal Hydroxide (MMH), et deux formulations pour hautes températures et hautes pressions. Les investigations se sont étalées sur la filtration statique et dynamique avec une simulation de l'invasion de ce type de boues et l'endommagement provoqué sur la zone productrice.

En 2001, Vassilivich rapporte les performances des boues aux polymères pour ce qui est de l'augmentation de la vitesse de pénétration, la diminution de l'endommagement des formations, la prévention des élargissements du trou, et les propriétés de filtration et du cake.

Concernant les systèmes à base de fluides synthétiques:

En 1993, Friedhein et Pantermuehl rapportent les résultats de l'utilisation pour la première fois d'un fluide à base de polyalphaoléfinés. Le fluide a montré de bonnes performances, et des propriétés de biodégradation, de bioaccumulation, de compatibilité avec le matériel, et de stabilité thermique, meilleures que celles à base d'ester ou d'éther.

Encore, en 1993, Candler et co publient une étude comparative entre les trois principaux types de boues. Il s'agit des boues à base de fluide synthétiques ester, éther et polyalphaoléfinés d'une part, celle à base d'huile (diesel et minéral) et certaines boues à base d'eau d'autres part.

La même année Kenny a fait un rapport sur l'utilisation d'une boue à base d'ester dans un forage à grande portée dans une formation argileuse très sensible.

En 1994, Growcocke et al étudient les propriétés physico- chimiques des boues à base de fluides synthétiques en relation avec leur impact sur l'environnement, la stabilité thermique, la rhéologie, la déshydratation des argiles et la compatibilité avec le matériel.

En 1996, Viel et al publient un article sur les boues à base de fluides synthétiques mettant l'accent sur leur grand intérêt pour la sauvegarde de l'environnement.

La même année, Kenny et Hemphill décrivent l'excellente capacité de transport et de nettoyage du trou, d'une boue à base d'ester, utilisée dans les sections 12 1/4 in et 8 1/2 in. Ils ont aussi fait une modélisation du comportement rhéologique de la boue utilisée.

Aussi, en 1996, Friedhiem et Conn étudient les propriétés de la deuxième génération de fluides synthétique pour les boues de forage, utilisée à partir de la deuxième moitié des années 90s. Ils donnent aussi une description de la chimie de ces produits et un aperçu sur les aspects: économiques, technique et environnemental en comparaison avec la première génération.

Toujours en 1996, Growcock et fredick discutent les limites aux hautes températures des boues à base de fluides synthétiques. Ces limites sont les plus sensibles pour la stabilité de l'émulsion (eau- fluides synthétiques) et les propriétés rhéologiques. Les auteurs proposent d'améliorer ces caractéristiques par l'augmentation de la concentration en surfactants et en agents de stabilité rhéologique.

Dans son sixième numéro de l'année 1999, World Oil rapporte une classification des différents types de fluides de forage, avec en plus, la définition, la fonction, le nom commercial, et les fournisseurs de chaque produit. La terminologie utilisée est conforme à celle adoptée par l'institut américain du pétrole API et par l'International Association of Drilling Contractors (IADC).

Dans l'édition du même magazine en décembre 2007, elle publie un rapport sur les appareils de contrôle de solides qui doivent être en mesure de gérer les différentes caractéristiques des solides.

Lorsque les fluides de forage sont utilisés, récupérer un maximum des fluides est une préoccupation accrue.

### **Conclusion**

L'histoire du domaine de fluides de forage est tellement riche qu'on ne peut pas tout situer.

Les grands laboratoires à travers le monde n'arrêtent pas de développer des recherches et des expériences journalières dans le domaine des différents types des fluides de forage, qui permet à toute l'industrie pétrolière de faire face à plusieurs problèmes rencontrés sur le chantier.

### CHAPITRE II. Introduction aux fluides de forage

#### II.1. Définition des fluides de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (Darley et Gray, 1988). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boue, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille (Figure I.1). A la sortie du puits, il subit différents traitements (tamisage, dilution, ajout de produits) de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (Landriot, 1968). (cité par M. KHOUDJA, 2008)

#### II.2. Introduction

Les fluides de forage constituent le pivot de toutes les opérations de forage modernes, bien qu'ils ne représentent que moins de 8% des dépenses totales.

La technologie des fluides de forage est dominée par trois facteurs principaux : la performance, la rentabilité, et le souci environnemental et sécuritaire. Il est clair que l'objectif principal du fluide de forage est de réaliser les meilleures performances qui permettront de mener à bien la totalité des opérations de construction et d'exploitation du puits. Cependant, il doit être disponible, rentable, et non nuisible, que ce soit pour la santé et la sécurité des utilisateurs qu'à l'environnement.

#### II.3. Les fonctions principales des fluides de forage

A l'origine, l'objectif principal des fluides de forage était uniquement de servir de véhicule pour le transport des débris (cuttings) du bas du trou jusqu'en surface. Cependant, au fur et à mesure que les puits sont devenus plus profonds et plus complexes, on a exigé de ces fluides de remplir plus de fonctions.

Les principaux rôles attribués aux boues de forage sont (M. Zamora et M. Stephens, 1998) (H.C.H Darley et G.R.Gray, 1988) :

##### 1) Nettoyage du trou

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris appelés couramment "cuttings" ; donc le premier rôle de fluides de forage est de transporter les débris et les éboulis du fond du trou jusqu'en surface et permettre leur séparation ; la boue doit être capable Aussi de les maintenir en suspension lors des différents arrêts de circulation.

L'aptitude de la boue à entraîner les "cuttings" dépend de sa viscosité et de sa densité, mais aussi de sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire. Si viscosité et densité relèvent des produits employés, il n'en va pas de même de la vitesse de remontée qui dépend du débit des pompes à boue, du diamètre de forage et du diamètre du train de sonde.

Pendant longtemps on a pensé que seul un fluide possédant des gels élevés était capable de s'opposer à la sédimentation des débris ou de l'alourdisant dans le trou. Cette opinion ne prévaut plus et il est actuellement facile de fabriquer des boues à gels nuls sans risques de sédimentation.

### **2) Nettoyage, lubrification, et refroidissement de l'outil et de la garniture de forage**

La circulation de boues refroidit l'outil et le train de sonde, mais si le fluide est capable de lubrifier plus ou moins bien l'outil dans des conditions normales de travail, il lui est parfois difficile de s'opposer à l'usure rapide des roulements des molettes. Généralement, on améliore les qualités de lubrification par addition d'huile émulsionnée dans la phase aqueuse. Cette technique n'a toute fois pas toujours donné les résultats escomptés et cela a conduit à la mise au point de produits anti- friction et extrême- pression qui fonctionnent par dépôt d'un film capable de réduire considérablement les coefficients de frottement et par conséquent de prolonger la vie des outils, du train de forage et de toutes les pièces métalliques en mouvement

### **3) Réduire les frictions entre le train de sonde et les parois du trou ou le cuvelage.**

### **4) Maintien de la stabilité du trou par la prévention des phénomènes de cavage et de resserrement des parois.**

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal.

Le cavage est causé par des éboulements, par dissolution du sel si la boue n'est pas saturée en NaCl, par la dispersion des argiles silles alcalinités sont exagérément élevées, etc.

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

Certains resserrements sont dus à des formations gonflantes (craies, argiles) et sont généralement causés par des valeurs de filtrations trop élevées. Le remède consiste à réduire le filtrat et à modifier la composition électrolytique de la phase aqueuse.

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

### **5) S'opposer aux venues d'eau, de gaz ou d'huile des formations forées.**

La pression hydrostatique doit contrebalancer la pression exercée par les fluides ou gaz contenus dans les formations forées. Cependant en cas de débit des couches, la boue doit

supporter relativement bien la contamination, sans variation brutale des caractéristiques. Ainsi la boue doit posséder des gels suffisamment bas pour permettre d'un dégazage rapide en surface en cas de venues de gaz. D'autre part, cette pression ne doit pas être élevée au point de créer des pertes de boue dans le terrain.

**6) Favoriser la vitesse de pénétration et soutenir le poids du train de sonde et du tubage en plus de ces fonctions, les fluides de forage doivent obéir à certaines restrictions :**

- **Ne pas endommager la zone productrice;** c'est-à-dire ne pas endommager les formations productives.
- **Ne pas affecter le rendement des autres opérations,** telle que la complétion.
- **Ne pas gêner les interprétations électriques et géologiques;** La boue ne doit pas altérer les "cuttings" forés afin de permettre un examen géologique correct. Elle ne doit pas masquer les indices d'huile, par la présence d'extincteurs de fluorescences par exemples. La boue doit aussi être compatible avec le carottage électrique.

**7) Revêtir les parois du puits par un cake protecteur fin et peu perméable les Maintenir en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées.**

Du fait de la différence de pression, le fluide va "filtrer" dans les formations perméables et déposer un film sur la paroi appelé "cake de filtration".

Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation mais ne doit pas être épais afin d'éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil. Le fluide de forage joue donc un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois du puits de par sa densité mais également de par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation.

**8) En fin, la boue ne doit être ni corrosive ni abrasive pour l'équipement, ni toxique ou dangereuse pour le personnel et elle ne doit pas présenter de risque d'incendie.**

Ne pas affecter la santé et la sécurité du personnel, et ne pas nuire à l'environnement. en conservant de faibles teneurs en solides, la viscosité Marsh la plus basse et le filtrat plus élevés. Bien entendu, ces caractéristiques devront être compatibles avec la sécurité et le prix de revient du forage. Signalons que dans certains terrains forés à l'aide d'outils à jet, c'est la boue qui fore, l'outil ne fournissant qu'un travail de calibrage du trou. La présence de boue dans les puits diminue le poids apparent du tubage.

Le fluide de forage doit jouer tous ces rôles tout en restant fluide, stable et recyclable et ce, en dépit des différentes conditions hostiles émanant du trou. Ces fluides sont donc sensés accomplir toutes ces tâches en tout état de figure.

Cependant, une ou plusieurs fonctions peuvent prendre le dessus, selon l'étape ou le type de forage. Ainsi pour le forage horizontal ou celui à grandes profondeurs, le nettoyage et la stabilité du trou sont les plus critiques. Par contre, en formation sableuse ou fragile, le plus important est d'éviter l'endommagement de la zone productive; ou encore le paramètre toxicité, lors des forages marins ou dans les milieux à environnement très sensible (Ryan et Chillingar, 1996).

### II.4. Formulation

#### II.4.1. Gels

Les fluides de forage sont de préférence des fluides à seuil rhéofluidifiants. Comment donner cette caractéristique à un liquide à base d'eau ?

Une solution (peu coûteuse) consiste à ajouter des particules très fines telles que de l'argile; certaines particules d'argile ont tendance à s'agglomérer dans l'eau en formant un réseau tridimensionnel: on obtient ainsi un gel. L'avantage de ces matériaux est que les forces d'interaction qui lient ces particules sont fragiles : une faible agitation suffit à briser le réseau, donc à fluidifier la suspension. On obtient effectivement un fluide rhéofluidifiant avec un seuil d'écoulement.

#### II.4.2. Influence des déblais

L'intérêt des particules argileuses est qu'elles sont souvent générées par le forage lui-même, donc ne coûtent rien. Cependant le forage dans un terrain argileux peut aussi générer une concentration en argile trop importante, et donc un seuil d'écoulement et une viscosité incompatibles avec le pompage. Pour éviter cela, on peut réduire la concentration en solides fins dans le fluide de forage grâce à des appareillages de traitement des solides (centrifugeuses et hydro - cyclones). La concentration en solides fins est alors régulièrement mesurer pour éviter toute dérive.

#### II.4.3. Composition des différents types

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation : l'air, l'eau ou l'huile (Ryan et Chillingar, 1996).

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires.

Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories (Economides et al, 1988, Tableau II.1).

**Tableau II.1:** Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage (Economides et al, 1988).

<b>1</b>	<b>Contrôleur d'alcalinité</b>	<b>11</b>	<b>Lubrifiants</b>
<b>2</b>	<b>Bactéricides</b>	<b>12</b>	<b>Décoiçants (ou dégrippants)</b>
<b>3</b>	<b>Anti-calcium</b>	<b>13</b>	<b>Inhibiteurs de gonflement des argiles</b>
<b>4</b>	<b>Inhibiteurs de corrosion</b>	<b>14</b>	<b>Produits facilitant la séparation</b>
<b>5</b>	<b>Anti-mousses</b>	<b>15</b>	<b>Stabilisant haute température</b>
<b>6</b>	<b>Agents moussants</b>	<b>16</b>	<b>Défloculants</b>
<b>7</b>	<b>Emulsifiants</b>	<b>17</b>	<b>Viscosifiants</b>
<b>8</b>	<b>Réducteurs de filtrat</b>	<b>18</b>	<b>Alourdissant</b>
<b>9</b>	<b>Floculants</b>	<b>19</b>	<b>Saumure</b>
<b>10</b>	<b>colmatants</b>	<b>20</b>	<b>Huile minérale ou organique</b>

### II.5. Types de fluides de forage

Au cours du forage, les propriétés requises du fluide de forage changent en conséquence du changement des conditions du bas du trou. L'efficacité de l'opération de forage dépend donc étroitement de l'adaptation des propriétés du fluide aux différentes

Exigences émanant du trou. Pour cela, il existe différents types de fluides de forages dont les propriétés peuvent être proches ou très différentes.

Selon le constituant de base il existe quatre types de boues de forage : boues à base d'eau, à base d'huile, à base de fluides synthétiques, et les fluides pneumatiques (M. Zamora et M. Stephens, 1998).

Ces fluides de base peuvent aussi être présents dans une même boue.

D'une manière générale, les différents constituants appartiennent à l'une des trois phases pouvant constituer la boue :

- La phase continue qui est le fluide de base dans lequel sont dissous, en suspension et/ou en émulsion, les autres constituants.

- La phase solide constituée des différentes particules solides présentes dans la boue.
- La phase discontinue du fluide émulsifié dans la phase continue.

### II.5. a. Boues à base d'eau

La plus grande majorité des opérations de forage utilisent les boues à base d'eau..

Celles-ci ont la composition générale suivante :

- l'eau occupant la plus grande partie du volume et pouvant contenir de l'huile émulsifiée et des produits chimiques solubles;
- les argiles, ajoutées ou en provenance des formations forées, les colloïdes organiques, et les produits en sursaturation ;
- Les solides inertes qui n'agissent que par effet de masse et sont insensibles à l'action chimique, tels que le sable, le calcaire, la dolomie, et la barytine.

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

Parmi les additifs on peut trouver

- Des viscosifiants: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères;
- Des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses polyanioniques (PAC), ou résines;
- Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylène glycols (PAG);
- Des agents alourdissants comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum BaSO<sub>4</sub>) et la calcite (carbonate de calcium CaCO<sub>3</sub>) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement; et enfin
- Des colmatants, additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales) (Herzhaft, 2001; Peysson, 2004 cité par M. KHOUDJA, 2008)



Selon le besoin et la disponibilité, l'eau peut être douce, salée ou carrément de l'eau de mer ou de l'eau salée saturée. Suivant ce concept, les boues à base d'eau peuvent être divisées en:

### **II.5. a. 1. Boues douces**

Les boues douces ont généralement comme point de départ, et comme base, la boue bentonitique simple. Celle-ci est constituée d'une suspension de bentonite sodique (de 3% à 8%) dans une eau douce. cette suspension présente des caractéristiques et de filtration primaires mais assez intéressantes. Cependant l'utilisation de ces fluides se limite au début de sondage et aux pertes de circulation, car leurs propriétés sont très affectées par la nature des formations (argile dispersée,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{NaCl}$ ) et ne sont pas aptes à affronter les conditions des zones profondes.

Pour pallier ces lacunes, des traitements curatifs sont apportés à ce type de boues, par l'ajout d'additifs spécifique. Les principales modifications sont :

- Traitement avec des produits fluidifiants et défloculants tels que les tanins, les lignines, les lignosulfonates, les tourbes, les acides humiques et les lignites.
- Traitement par des produits réducteurs de filtrats : carboxyméthylcellulose (CMC) et l'amidon.
- Traitement avec des sels de calcium : la chaux  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  et le gypse ( $\text{CaSO}_4$ ).

Les boues ainsi obtenues ne constituent pas de nouveaux types, mais plutôt des boues douces simplifiées obtenues à partir de traitements simples sur une boue déjà préparée. Par contre de nouveaux types de boues à proprement parler, sont formulées à partir du même principe, mais avec des additifs qui rendent la composition plus complexe et développent des propriétés nettement plus performantes, telle que la résistance aux contaminants, aux hautes températures et aux charges argileuses, ainsi que les propriétés inhibitrices et de filtration. Parmi ces fluides ; les boues douces aux dérivées ligneux (lignosulfonates de ferrocrome FCL, lignine chromée LC, humâtes de chrome) ainsi que les boues douce claciques (à la chaux et au gypse) (J.P. Nguyen, 1993) et (R. Dupont, 1968).

### **II.5. a. 2. Boues salées**

Il existe deux principaux types :

- Les boues salées non saturées : comptent les boues salées non saturées simples ( $\text{NaCl}$  entre 10 et 50g/l) obtenues essentiellement par la contamination des boues douces, et les boues à l'eau de mer, très utilisées surtout dans les forages marins (offshore) ou elles sont plus économiques
- Les boues salées saturées ( $\text{NaCl}$  300g/l environs) qui sont prévues dans le cas de forage de sel massif ou des marnes peu dispersibles contenant d'importantes quantités de sel, afin d'éviter les cavages.

Comme pour les boues douces, il y a aussi les boues salées aux dérivés ligneux.

Actuellement, de grandes variétés de boues à base d'eau sont formulées par l'ajout d'additifs spécifiques selon les propriétés requises.

### **II.5. b. Fluides à base d'huile**

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute (Lummus et al., 1953).

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile (IDF, 1988). Ces fluides sont souvent désignés par "Oil -Based Muds" ou OBM. La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole. (M. KHOUDJA, 2008)

### **II.5. c. Boues à base de fluides synthétiques**

L'inconvénient majeur des boues à base d'huile est la grande toxicité de l'huile de base (surtout le Diesel) due à son taux élevé en aromatiques. L'objectif principal des fluides synthétiques est de trouver un substitut synthétique à l'huile de base qui soit apte à conférer les performances et les propriétés inhibitives des boues à base d'huile, tout en ayant une toxicité et un impact environnemental minime. Pour ce faire ces fluides sont synthétisés de façon à éliminer ou à minimiser la teneur en aromatiques, et améliorer leur biodégradabilité. Ces fluides de base sont fabriqués à partir de matières premières synthétisées ou obtenues par le traitement de certaines huiles végétales. Ainsi, leur composition et leurs propriétés peuvent être variées selon le besoin.

Les premiers composés utilisés comme base pour ces boues, sont les esters, les éthers, les polyalphaoléfinés (PAO) et les acétals. La deuxième génération, un peu plus toxique mais moins chère, comprend les oléfines isomérisées (OI) les alphaoléfinés linéaires (AOL) et les alkylbenzène linéaires (QBL). Cependant, bien qu'ils aient atteint les performances des boues à base d'huile, et leur toxicité est nettement plus réduite, il ne reste pas moins qu'elles ne sont pas tout à fait non toxiques, et leur prix est toujours trop élevé, d'où leur utilisation modérée.

### **II.5. d. Fluides de forage à base de gaz (fluides pneumatiques)**

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard. Citons brièvement les fluides gazeux utilisés:

#### **II.5. d. 1. Forage à l'air**

L'air est le fluide de forage qui possède la plus basse densité et le prix de revient le moins élevé, mais le forage à l'air qui a commencé en 1940, devient difficile lors de venues importantes d'eau. Il apporte une solution à des problèmes compliqués parfois impossibles à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle. Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que dans le forage des couches productrices sous faible pression. En Algérie, les premiers forages à l'air ont été réalisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tebessa sur les puits Djebel Foua, Djebel Onk (Abid, 1995) suite aux pertes importantes rencontrées dans la région (S.N.Repal, 1961). D'autres forages ont été réalisés en 1970 à Djebel Lazreg. D'une façon générale, le forage à l'air a réduit le coût du forage de 50 à 60% par rapport au forage à la boue dans le bassin (Hannachi, 1972).

#### **II.5. d. 2. Forage à la mousse**

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

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

Des problèmes de sécurité au sujet de l'utilisation de la mousse en réservoir sont à signaler, notamment des explosions dans le cas où le volume d'hydrocarbures gazeux est compris entre 3 et 10% par rapport à l'air. C'est le cas en 1992, du puits RB-13 en Algérie, où lors d'une opération de reprise de puits (de "work-over") avec une boue à la mousse pour éviter les pertes de circulation, une explosion s'est produite suite à une contamination de la boue par une venue d'huile ou de gaz (Abid, 1995). (M. KHOUDJA, 2008)

#### **II.5. d. 3. Forage à la boue aérée**

Le forage à la boue aérée est utilisé afin d'éviter les pertes de circulation et pour avoir un fluide de forage plus léger. Les avantages sont une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé, une tendance aux pertes de circulation fortement réduite et une vitesse d'avancement plus grande, une assez bonne capacité de refroidissement des terrains traversés et du train de sonde, à moins que la stabilité de la boue aérée ne soit liée à une circulation effective des fluides. (M. KHOUDJA, 2008)

## **Conclusion**

Trouver le juste équilibre entre les trois facteurs (disponibilité, rentabilité, et non nuisibilité), constitue le défi majeur que doit relever l'industrie des fluides de forage qui fournit cette technologie, et les foreurs qui l'utilisent.

## CHAPITRE III. Propriétés des fluides de forage

### Introduction

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres: densité, viscosité, filtrat et réactivité (Ryan et Chillingar, 1996).

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité). A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue.

Les fluides de forage doivent posséder des caractéristiques bien définies pour accomplir correctement leurs différentes fonctions. Ces caractéristiques (tributaires au départ de la composition de la boue), peuvent facilement évoluer au cours de l'utilisation, sous l'influence des formations forées. Cela oblige un contrôle continu, et des traitements correctifs opportuns aux différentes exigences survenues.

### III.1. Densité et masse volumique

Historiquement, face aux problèmes majeurs rencontrés dans les premiers forages, la densité est le premier paramètre fondamental pour la caractérisation des fluides de forage.

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Cependant elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite (BaSO<sub>4</sub>) a été utilisée dès 1922 (Stroud, 1925).

La pression exercée "P" par une boue, de densité "d", à une profondeur "h", sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante (Garcia et Parigot, 1968)

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

"h" étant en mètres et "P" en kilogrammes par centimètre carré.

La densité est mesurée à l'aide d'un densimètre très simple qui permet la lecture directe (en lb/gal ou kg/l) (J.P. Nguyen, 1993).

Selon le besoin, il est souvent nécessaire d'alléger la boue dans le trou par l'ajout d'eau ou d'huile ou de l'alourdir par l'ajout d'alourdissant tel le sulfate de baryum et le carbonate de calcium. Cependant, cela peut parvenir intentionnellement, respectivement par la venue d'eau, d'huile ou de gaz ou l'enrichissement en solide, à partir des formations forées.

La valeur de la densité doit être ajustée de façon à ce que la pression hydrostatique de la boue contrebalance la pression des fluides des formations poreuses, et la poussée des terrains

mal consolidés ayant tendance à s'ébouler. Cela permettra d'empêcher la venue des fluides des formations, former un cake fin et peu perméable et maintenir la stabilité des parois du puits (C. Labbé,1965).

Une densité trop élevée peut conduire à une diminution de la vitesse de pénétration, et à l'apparition de fractures dans les formations provoquant des pertes de la circulation de la boue.

### III.2. Alourdissement

Avant d'alourdir une boue il faut d'abord connaître le tonnage d'alourdissement nécessaire, ce qui peut être déterminé par la formule simple suivante :

$$x = \frac{df - di}{da - df} da \dots\dots\dots(III.2)$$

Où :

- x: tonnes d'alourdissement à ajouter par mètre cube de boue;
- df: densité finale à obtenir;
- di: densité initiale de la boue à alourdir
- da: densité de l'alourdissement

L'addition d'alourdissement dans une boue augmente le volume de boue. Il faudra s'assurer que l'on dispose de suffisamment de place dans les bacs de stockage. On le calculera comme suit:

$$\Delta v = \frac{x}{da} \dots\dots\dots(III.3)$$

Où :

- $\Delta v$ : Augmentation du volume en mètres cubes.
- x: tonnes d'alourdissement à ajouter par mètre cube de boue.
- da: densité de l'alourdissement ;

### III.3. Allègement

Il est parfois nécessaire de diminuer la densité d'une boue par addition d'eau, d'huile ou de boue.

Le volume de fluide d'allègement peut être déterminé par le calcul suivant:

$$v = \frac{di - df}{df - dg} \dots\dots\dots(III.3)$$

Où :

- v: mètre cube de fluide d'allègement à ajouter par mètre cube de boue ;
- df: densité finale à obtenir;
- di: densité initiale de la boue à alourdir;
- dg: densité de fluide d'allègement

### III.4. Propriétés rhéologiques et écoulement du fluide

Les propriétés rhéologiques et l'écoulement du fluide jouent un grand rôle dans le succès de l'opération de forage, car le transport des déblais et la vitesse de progression en sont très dépendantes.

Une mauvaise performance dans ce sens peut entraîner d'énormes problèmes, tels que le bouchage du trou, le bourrage du fond par les débris, la diminution de vitesse de pénétration, le phénomène de cavage, les pertes de circulation, coincement des tiges, et les risques d'éruption.

Les boues de forage, souvent décrites comme des fluides rhéofuidifiants et thixotropes à seuil, ont une structure interne susceptible de se modifier selon les conditions d'écoulement et/ou de cisaillement, et pouvant mener à des phénomènes non homogènes au sein du matériau. Dans leur travail de caractérisation des fluides de forage par Imagerie à Résonance Magnétique (IRM) Coussot et al., (2004) ont montré qu'au-dessus d'un gradient de vitesse critique, les fluides présentent un comportement rhéofuidifiant avec seuil d'écoulement apparent, et qu'au-dessous de ce gradient critique, on observe un comportement visqueux simple sans seuil d'écoulement. L'utilisation de l'IRM montre qu'en fait, au-dessous de ce gradient critique, un écoulement stable n'est pas possible, la déformation se localise dans une zone dont la dimension peut dépendre de la taille des éléments constitutifs. Le comportement rhéologique apparent observé lors des mesures rhéologiques conventionnelles est donc la signature de cette zone cisailée et ne représente pas le comportement du matériau dans son ensemble.

### III.5. Caractéristiques des fluides de forage

Les caractéristiques recommandées par l'API, les plus utilisées, sont la viscosité, la contrainte seuil et la thixotropie.

#### III.5. 1. La viscosité

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides. D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité (exprimées en cP) : une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme (M. KHOUDJA, 2008).

$$VA = L600 / 2 \dots\dots\dots(III.4)$$

$$VP = L600 - L300 \dots\dots\dots ( III.5)$$

Où L600 et L300 représentent respectivement les lectures à 600 et 300 trs/mn sur le rhéomètre fann 35SA.

VA, VP en cP.

Le rhéomètre utilisé est de type Couette (cylindres concentriques rotatifs). C'est la classe de rhéomètres la plus fréquemment utilisée où la substance étudiée est emprisonnée entre deux cylindres de révolution, coaxiaux, de rayons distants de quelques

mm. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire  $\omega$ , l'autre cylindre demeurant immobile.

La substance se décompose en couches cylindriques coaxiales, animées de vitesses angulaires différentes, variant continûment de 0 (pour la couche en contact avec le cylindre fixe) à  $\omega$  (pour la couche en contact avec le cylindre mobile). Par suite du mouvement relatif des couches les unes par rapport aux autres, il apparaît en tout point de l'échantillon une vitesse de cisaillement et une contrainte de cisaillement.

Sur chantier, les outils disponibles pour contrôler la rhéologie de la boue sont de deux types. Le premier est le viscosimètre Marsh, outil encore très largement utilisé, le deuxième est un rhéomètre Fann 35, réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils.

D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température; il est donc nécessaire de mesurer ou de prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions (Nguyen, 1993). D'où l'importance de l'utilisation de rhéomètres travaillant à haute pression et haute température, type Fann70 (20000 Psi/500 °F) et d'appareils de filtration, type Dynamic Filtration System: Fann Model 90 (2500 Psi/500 °F). (M. KHOUDJA, 2008)

#### III.5. 2. Contrainte seuil

Les solides présents dans la boue de forage influencent un paramètre autre que la viscosité plastique, qui est la contrainte seuil (exprimée en Pa ou en lb/100 ft<sup>2</sup>), plus connue sous le nom de "yield value" ou "yield point".

$$YP= L300 - VP = (VA - VP).2 \dots\dots\dots(III.6)$$

La contrainte seuil représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules. C'est une mesure dynamique. La contrainte seuil dépend du type des solides présents et de leurs charges de surface respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents. (M. KHOUDJA, 2008)

#### III.5. 3. Gels et thixotropie

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

La connaissance des propriétés rhéologiques est d'une grande importance pour la résolution des problèmes de forage et permet de recommander et de prévoir le comportement des fluides au cours du forage. Il faut souvent arriver à un compromis entre les caractéristiques des fluides; une viscosité maximale améliore la mise en suspension des déblais et réduit l'infiltration et l'érosion, tandis qu'une faible viscosité facilite le pompage du fluide, améliore la lubrification et réduit les pertes de charges, accélérant



ainsi l'avancement du forage. De plus, une valeur importante de contrainte seuil permet le bon nettoyage du trou et la mise en suspension des solides. (M. KHOUDJA, 2008)

Dans le cas des puits fortement déviés ou horizontaux, les "cuttings" se déposent plus rapidement que dans les puits verticaux, par conséquent, ils s'accumulent, formant un lit qui atteint un état stationnaire. Ce dépôt de cuttings engendre des problèmes de couple ("torque") surtout lors des manœuvres de remontée sans rotation ou circulation.

Diverses solutions sont possibles telles que (M. KHOUDJA, 2008)

#### **III.5. 3. 1. Augmentation de la vitesse annulaire**

Celle -ci doit être maintenue aussi élevée que possible dans les puits fortement déviés, mais le régime d'écoulement doit être laminaire pour une inclinaison inférieure à 45°.

L'épaisseur du lit de cuttings croît avec l'inclinaison du puits jusqu'à atteindre un état stationnaire. Néanmoins, il décroît lorsque le débit augmente. Au delà d'un certain débit critique, l'épaisseur du lit de cuttings est pratiquement nulle.

#### **III.5. 3. 2. Augmentation de la densité de la boue**

Celle -ci entraîne l'amélioration du nettoyage du trou et la diminution du débit requis pour nettoyer le trou;

#### **III.5. 3. 3. Augmentation de la contrainte seuil**

Permet d'améliorer le nettoyage de l'annulaire (pour un régime laminaire). Pour un angle supérieur à 70° l'effet de YP décroît ;

#### **III.5. 3. 4. Augmentation du rapport YP/PV**

Permet d'améliorer le nettoyage du trou;

#### **III.5. 3. 5. Réduction du gel**

Une boue thixotrope associée à la non-rotation entraîne la formation d'une couche de fluide quasiment immobile au fond du trou, d'où la rétention des cuttings (principalement des fines).

#### **III.5. 4. Filtration et cake**

Lorsque le fluide de forage se trouve en contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois la partie solide qui formera le cake. Cette habilité à former une couche peu perméable permet de contrôler l'invasion de la boue dans la formation poreuse.

La filtration qui se fait lorsque le fluide est en circulation, est appelée filtration dynamique, la filtration statique se fait lorsque le fluide est immobile. Les propriétés de filtration statiques sont mesurées par des appareils standards.

Le débit de filtration et les propriétés du cake (perméabilité et épaisseur) dépendent d'un grand nombre de paramètres : le temps, la température, la pression, la viscosité du fluide, la distribution de la taille des particules solides dans la boue, la composition du fluide, les conditions électrochimiques, l'érosion du cake, et la nature de formation. Cette dernière dicte en grande partie les propriétés de filtration requises du fluide à utiliser. Ainsi une formation stable et peu poreuse peut être forée sans le recours à un contrôle rigoureux de ces propriétés, ce qui est tout à fait le contraire pour les formations argileuses ou marneuses très sensibles à l'eau ou les formations peu consolidées.

D'une manière générale, le filtrat doit être suffisamment élevé pour augmenter la vitesse de pénétration, et suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses, et éviter l'élargissement du trou, les cavages, les éboulements et la formation de cake trop épais pouvant provoquer le coincement du train de sonde. Il est aussi primordial d'éviter que le filtrat envahisse la zone productive. Cela conduirait à une diminution de la perméabilité du réservoir, une obturation de ses canaux, et la formation d'émulsions stables, ce qui peut réduire considérablement sa productivité (R. Dupont, 1968).

Pour toutes ces raisons, les propriétés de filtration du fluide de forage doivent être contrôlées en continu, et ajustées en conséquence.

#### **III.5. 4. L'émulsion**

Dans les boues à base d'eau, la dispersion d'une phase huileuse peut s'avérer très fructueuse, car elle permet :

- Le dépôt d'un cake fin, résistant, et à grand pouvoir lubrifiant, ce qui permet de minimiser les frottements, et d'augmenter la vitesse de pénétration.
- Alléger la boue grâce à la faible densité de huile.
- Imperméabiliser le cake réduire le filtrat et la dispersion de l'argile.
- Augmenter la durée de vie du train de sonde par la diminution des frottements grâce à une meilleure lubrification.

#### **III.6. Propriétés de filtration des fluides de forage**

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (gâteau ou cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé. (M. KHOUDJA, 2008)

Vu l'intérêt des phénomènes de filtration dans l'endommagement du réservoir par les fluides de forage, les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des

tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute pression et haute température. (M. KHOUDJA, 2008)

La filtration du fluide de forage au travers des parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices.

Dans les deux cas l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables.

### **Conclusion**

Les fluides de forage doivent présenter un certain nombre de caractéristiques devant être contrôlées d'une manière plus ou moins rigoureuse ; nous citerons la teneur en sable, la teneur en eau et en huile, le pH, l'alcalinité, la lubricité, la corrosivité, les propriétés électriques, la teneur en électrolytes divers, la tension superficielle et autres.

### CHAPITRE IV. Formulation des fluides de forage

#### Introduction

Les fluides de forage sont des fluides injectés dans les puits en cours de forage, et qui servent à la fois à lubrifier le trépan et à remonter à la surface les déblais produits. Pour cela, leurs formulation doit être en toute précaution pour que la boue donne une bonne stabilité et vérifie les critères imposés.

#### IV.1 Les performances requises

Le fluide de forage doit d'abord être capable d'entraîner les déblais vers la surface, alors que ceux –ci ont tendance à retomber au fond du puits sous l'effet de la sédimentation. Il faut donc donner au fluide une viscosité suffisamment grande pour ralentir au maximum la chute des déblais. ( P. COUSSOT et J-L GROUSSIORD,1991)

De plus, pour bloquer les déblais dans les phases d'arrêt du forage (lorsque le fluide est au repos), il est préférable que le fluide possède un seuil d'écoulement. En première approximation, le déblai ne sédimente plus lorsque le seuil d'écoulement du fluide dépasse la contrainte imposée par son poids apparent. Dans la pratique on constate que le fluide de forage doit avoir un seuil d'écoulement supérieur à 5 (cinq) Pa.

Cependant, ces deux critères ne sont pas encore suffisants. Le transport des déblais est surtout délicat dans les puits inclinés, avec une zone critique entre 40 et 60° d'inclinaison par rapport à la verticale. Les déblais ayant tendance à se déposer sur la paroi du trou sous l'effet de la sédimentation, l'idéal est d'obtenir une vitesse du fluide aussi élevée que possible à proximité de la paroi.

Or, en l'absence de glissement, la vitesse d'un fluide est nulle le long des parois.

Dans le reste du fluide, le profil de vitesse dépend du comportement rhéologique.(P. COUSSOT et J-L GROUSSIORD, 1991)

#### IV.2 Tests de performances des fluides de forage

In situ, les propriétés des fluides de forage sont mesurées et ajustées d'une manière continue pour satisfaire les exigences d'efficacité et de rentabilité. Cependant, pour des raisons pratiques, ces tests ne doivent pas être d'une grande complexité, ou nécessiter beaucoup de temps ou un matériel sophistiqué. Ils doivent juste répondre à la nécessité de connaître et de contrôler sur site, les propriétés physiques et chimiques pour permettre un choix judicieux. En plus des propriétés de base qui sont la densité, les paramètres rhéologiques et la filtration, les mesures s'étalent souvent à d'autres paramètres clés tels que le pH, le pourcentage en solide, la stabilité thermique et électrique.

Deux éditions de l'institut américain du pétrole API (API RP.13B-1 et API RP.13B-2 1991) regroupent les techniques, appareils et normes pour tester et contrôler les boues à base d'eau et à base d'huile respectivement.

Pour les cas critiques, ces mesures peuvent être appuyées par des tests approfondis aux laboratoires, en ce qui concerne la toxicité, le pouvoir d'inhibition, le comportement rhéologique aux hautes températures hautes pression (HTHP), le vieillissement aux hautes

températures, la filtration dynamique, la distribution granulométrique, le pouvoir lubrifiant, ainsi que les propriétés de la formation. .( P.COUSSOT et J-L GROUSSIORD, 1991)

### **IV.3. Problèmes liés aux fluides de forage**

Le forage de certains puits nécessite le passage par des formations dont la pénétration peut s'avérer très pénible. Il s'agit particulièrement des formations argileuses, celles de sable mal consolidé, les formations à haute pression, les zones très salifères et celles riches en contaminant (présence de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S). La difficulté peut être accentuée par la combinaison de plusieurs de ces contraintes dans un même trou, ce qui nécessite le recours à des technologies plus avancées et à de plus lourdes dépenses. Les conséquences vont du simple retard jusqu'à l'abandon total.

Parmi les problèmes étroitement liés aux propriétés et aux performances des fluides de forage le coincement de tiges, l'endommagement de la zone productive, les pertes de circulation, l'instabilité des parois du trou, le mauvais nettoyage, la sédimentation de la barytine, la contamination du fluide par des hydrates de gaz.

Pour ces raisons, on adopte toujours un programme de boues à utiliser, après avoir recueilli toutes les informations nécessaires sur le site. Le programme de boues consiste à déterminer les types de boues et l'ordre de leur utilisation, pour répondre mieux aux exigences du trio: performance, rentabilité et sécurité. Le programme est établi en fonction des différentes prévisions géologiques (différentes formations à forer) ainsi que les possibilités techniques offertes.

#### **IV.3.1. Le problème de gonflement et de dispersion des argiles au cours du forage**

Le problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interactions argile -fluide de forage. L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides. Lors du contact argile -eau. Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine. Van Oort (2003) a proposé de classer les problèmes liés aux argiles selon la teneur en eau, la pression de gonflement et la pression de pore en considérant une quantification du phénomène de transport sur le changement chimique et sur la stabilité mécanique de la roche.

Un fluide de forage idéal donnant une bonne stabilité est obtenu :

- en évitant l'augmentation de la pression de pore due à l'altération du fluide ;
- en réduisant l'effet osmotique causé par l'ajout de sel au fluide et ;
- en utilisant des fluides émulsionnés inverses (Muniz et al., 2004).

Les phénomènes physico-chimio-mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles.

Au préalable, il est nécessaire d'introduire quelques définitions utilisées par les pétroliers des différents types d'argiles avant une brève synthèse des principaux travaux

traitant les problèmes soulevés par les foreurs au sujet des formations argileuses rencontrées au cours du forage.

La première constatation qui peut être faite, est qu'en dehors de la contribution de l'évolution de techniques expérimentales et des essais pour une meilleure simulation, les travaux sur l'inhibition sont restés toujours tributaires des fondements théoriques classiques relatifs aux mécanismes d'hydratation des argiles et des propriétés de filtration et aux interactions argiles -solution.

D'après les résultats reportés précédemment les concepts importants à considérer, relatifs aux propriétés d'hydratation et de gonflement osmotique et macroscopique des argiles, sont :

- le concept de balance d'activité de l'eau (osmose) ;
- la pression osmotique, la pression capillaire et la pression hydraulique des pores ;
- les forces électrostatiques et les gradients osmotiques ;
- la diffusion ionique ;
- le potentiel total aqueux ;
- le potentiel électrique ;
- l'efficacité de la membrane (coefficient de réflexion) ;

Ces propriétés de gonflement dépendent fortement

- de la nature des argiles (composition et structure) de leurs propriétés mécaniques et physico-chimiques (capacité d'échange, porosité), mais aussi
- de la composition et de la concentration des fluides présents dans les pores (gaz ou liquide), ainsi que
- des conditions de température et de pression des différents essais.

Tous les problèmes liés à l'instabilité des parois argileuses en présence d'eau, amènent à privilégier des systèmes émulsionnés inverses comparativement aux systèmes à base d'eau et à développer d'autres technologies de forage (forage à la mousse, forage à l'air). Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de par la nécessité de remplacer les boues à l'huile par des boues à l'eau non polluantes ou par des fluides synthétiques.

En effet, dans certaines conditions de forage (forage des argiles sensibles ou forage des puits profonds), il est techniquement difficile d'avoir les mêmes performances en remplaçant une boue à l'huile par une boue à l'eau. Dans cet objectif, la recherche d'additifs inhibiteurs du gonflement des argiles et respectant en plus l'environnement a considérablement évolué.

### **IV.3.2. Le problème des pertes de charge**

La viscosité et éventuellement un seuil d'écoulement trop élevés entraînent des pertes de charges importantes, c'est-à-dire que les pressions à appliquer sont plus importantes

### IV.3.3. Problème d'aspect environnemental

Les fluides de forage nécessitent des précautions de stockage, d'utilisation, de traitement, et d'évacuation sans lesquels, ils peuvent s'avérer très nocifs pour l'homme et son environnement. Ce dernier peut être affecté par le fluide lui-même ou par les déblais.

Les principales sources de toxicité des fluides de forage proviennent des hydrocarbures, des chlorures, et des métaux lourds. Noter que ces contaminants peuvent se présenter naturellement dans les formations et incorporer le fluide au cours de forage

Les métaux lourds comprennent le chrome, le plomb, le zinc, l'arsenic, le baryum et le cadmium. Ils peuvent avoir comme sources :

- Les additifs des fluides de forage;
- Les inhibiteurs de corrosion ;
- L'enduit des tiges et les formations forées.

Le meilleur moyen de réduire l'impact environnemental réside dans la satisfaction pragmatique des exigences de performances, de composition, de traitement, d'évacuation et de la sauvegarde de l'environnement.

### IV.4. Additifs utilisés pour inhiber le gonflement et la dispersion des argiles

L'incitation à ne plus utiliser pour des considérations environnementales de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) a motivé le développement de la technologie des systèmes de fluides à base d'eau (WBM) qui offrent aussi des avantages économiques. Le problème majeur dans l'utilisation des WBM reste donc lié à l'instabilité des puits, due essentiellement aux interactions des argiles de la formation avec l'eau, mais plusieurs solutions acceptables sont émises. (M. KHOUDJA, 2008)

Ainsi actuellement, un nombre important de systèmes de fluides est proposé par les Sociétés spécialisées. En fait, plusieurs de ces produits commercialisés sont similaires malgré des noms d'usage différents. Voici quelques exemples d'additifs utilisés dans les fluides à base d'eau "WBM", qui ont amélioré les performances des fluides de forage en résolvant certains problèmes rencontrés. (M. KHOUDJA, 2008)

Les sels minéraux (KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, ...) et organiques. La salinité de la phase aqueuse est désignée en fonction des caractéristiques de la formation traversée. En effet, Chenevert (1989) a montré que la force ionique de la phase aqueuse du fluide doit être égale à celle de l'eau présente dans les argiles de la formation afin d'éviter toute réaction d'échange. Une diffusion de molécules d'eau vers la formation pourrait conduire à un gonflement des argiles et par suite à une déstabilisation des parois du puits et à l'inverse, une perte d'eau entraînerait une déstabilisation des parois par "cracking". Le KCl est certainement le sel le plus couramment utilisé pour l'inhibition du gonflement des argiles. Avec le PHPA, le système présente une bonne efficacité pour la stabilisation des cuttings d'argiles (Clark et al.1976 cité par M. KHOUDJA, 2008)

La faible efficacité de la membrane (1–2%) est due à la grande mobilité relative du KCl dans les argiles (van Oort, 2003). De plus, la conductivité hydraulique n'est pas altérée et la pression osmotique générée par les solutions de KCl est modérée (typiquement inférieure à 20 MPa). Cet additif ne colmate pas les pores, ne modifie pas la perméabilité des argiles et ne retarde pas la pénétration de la boue. Il est recommandé en priorité pour la stabilisation des cuttings réactifs contenant une quantité significative de smectites. En effet, l'ion potassium est un bon inhibiteur (Steiger, 1982) qui réduit l'énergie d'hydratation et le gonflement d'argiles, telles que l'illite ou la montmorillonite.

Bien que l'ion Na<sup>+</sup> ne soit pas un aussi bon inhibiteur que l'ion K<sup>+</sup>, l'utilisation de NaCl possède certains avantages sur celle de KCl. NaCl peut réduire l'invasion du filtrat dans les argiles. En effet, proche de la saturation, une solution de NaCl conduit à de grandes viscosités et à une activité de l'eau plus faible que celles observées avec les solutions concentrées de KCl. En combinaison avec les silicates, polyols et méthylglucosides, les solutions concentrées de NaCl permettent d'améliorer l'efficacité de la membrane (cake). D'autres solutions de sels minéraux, tels que CaCl<sub>2</sub>, ou CaBr<sub>2</sub>, ZnCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> ou MgBr<sub>2</sub> et ZnBr<sub>2</sub> sont aussi largement utilisées en tant que fluides de complétion.

Les sels organiques, formiates et acétates alcalins (RCOO-M<sup>+</sup>, avec R = H, CH<sub>3</sub> et M<sup>+</sup> = Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Cs<sup>+</sup>) en solution conduisent à une forte viscosité des filtrats et génèrent une pression osmotique élevée. Ces sels organiques ont un effet bénéfique sur la réduction de la pression de gonflement des argiles (Howard, 1995; van Oort et al., 1996 cité par M. KHOUDJA, 2008)

### IV.4.1. Les polymères cationiques, anioniques et non ioniques

Les polymères cationiques (PHPA, amines,...) ont été développés comme alternative aux sels minéraux (Beihoffer et al., 1990; Retz et al., 1991)

- pour augmenter le nombre des sites d'échange, car KCl possède un seul site (Himes et al., 1991) ;
- pour des raisons de restrictions environnementales contre l'utilisation des sels (sensibilité aux ions K<sup>+</sup> ou aux chlorures) dans plusieurs chantiers à travers le monde.

Avec de faibles poids moléculaires ( $M < 10\ 000$ ), ces polymères sont de bons inhibiteurs du gonflement des argiles. Ils entrent dans les pores, viscosifient les filtrats et retardent leur invasion dans les argiles.

Les hauts polymères ( $M > 10\ 000$ ) n'ont pas l'aptitude de pénétrer dans les pores mais peuvent agir par encapsulation. C'est le cas du PHPA qui s'adsorbe sur plusieurs sites des argiles et réduit la désintégration des cuttings (van Oort, 2003). Selon Clark et al. (1976), les fluides à base d'eau contenant du polyacrylamide et du chlorure de potassium peuvent protéger les argiles et réduisent les problèmes liés à la stabilité du puits. Les amines simples (polymères cationiques) sont utilisées dans plusieurs régions pour des applications spécifiques. Les amines quaternaires évitent le gonflement et la dispersion des argiles par échange d'ions. Leurs inconvénients sont leur coût élevé, leur toxicité (Himel



et Lee, 1951) ainsi que leur incompatibilité avec les additifs anioniques généralement utilisés dans les fluides. (M. KHOUDJA, 2008)

Une nouvelle génération de composés inhibiteurs (Organic Cationic Materials ou 'OCM') est venue répondre aux contraintes imposées par les polymères cationiques. Ces molécules à plusieurs fonctions ont montré une bonne efficacité technique (stabilité thermique, compatibilité avec les autres additifs des fluides et biodégradabilité) et économique pour l'inhibition du gonflement des argiles. Les dérivés d'ammonium tels que les amines, amides, polyamides, imines, nitriles et aminoacides, utilisés dans plusieurs types de fluides à base d'eau (Schlemmer et al., 2003) offrent une performance similaire à celle du cation potassium.

Les polymères anioniques (PAC,...) et non ioniques (Polyols,...). Une grande variété de polymères anioniques (ex. PAC) et non ioniques (polyols, glycérols, glucosides, alcools polyvinyliques, hydroxyéthylcellulose) ou amphotères ont été essayés. Ces polymères agissent par encapsulation et/ou réduction de l'activité de la phase limitant la pénétration de l'eau dans les argiles. Toutefois, ils sont généralement peu efficaces par rapport aux polymères cationiques (Stamatakis, et al., 1995 cité par M. KHOUDJA, 2008)

#### **IV.4. 2. Autres additifs**

- Chaux et gypse (Cannon, 1947 ; Hurdle, 1957). Les systèmes de fluides à base de chaux ont un effet bénéfique pour le développement de la cimentation des argiles in situ (Hale et Mody, 1993).
- Les additifs à base d'asphaltes modifiés, de gilsonite ou de graphite (Stratton, 1931; Cagle et Schwertner, 1972). Ces additifs n'ont pas d'effet sur la pression de gonflement. Leurs effets sont liés principalement à leur taille permettant le blocage des pores et par conséquent le retardement de l'invasion du filtrat. Ce type d'additifs est aussi recommandé pour le forage des formations micro-fracturées. Cependant, il sera difficile d'évaluer leur performance au niveau du laboratoire dans des conditions ambiantes (Davis et Tooman, 1998) car utilisés pour l'évaluation de leur pouvoir de stabilisation des argiles, ils ont des comportements variables en fonction de la température et de la pression. Dans le cadre de la nécessité du développement d'équipements pour des essais spécifiques dans des conditions de température et de pression élevées (HP/HT) une cellule "Down-Hole Simulation Cell" a été utilisée. Cette technique a été souvent critiquée pour son coût et la nécessité de réaliser de nombreux essais.
- Nair (2004) a évalué la performance de deux additifs (la gilsonite et du Soltex) utilisés en tant qu'inhibiteurs dans des conditions HP/HT et a montré une faible réduction de la perméabilité sans expliquer les raisons de cette réduction pour les deux produits.
- La Gilsonite est un solide naturel hydrocarboné, classé comme composé du type asphaltite (Davis et al., 1991; Davis et Tooman, 1998; Davis, 2002). Elle a des propriétés meilleures par rapport aux autres asphaltes de par sa faible solubilité, un minimum d'impuretés et un point d'amollissement élevé. Elle réduit la perméabilité suite à des réactions chimiques spécifiques avec les argiles, les rendant pratiquement imperméables.

- Le « Soltex » fabriqué à partir d'asphalte sulfoné, est un composé anionique partiellement soluble dans l'eau. Soltex de part sa large répartition granulométrique contribue à la stabilité des argiles par le colmatage de leurs pores, et est capable de s'attacher sur les argiles chargées, réduisant ainsi la pénétration de l'eau. Davis et Tooman (1998) et Duantem (2003) suggèrent que Soltex pénètre profondément dans les fractures à cause de sa grande solubilité.

Face aux contraintes environnementales, de nouvelles familles de composés sont proposées: les sucres et leurs dérivés (saccharides).

- Les sucres augmentent la viscosité du filtrat et réduisent l'écoulement de l'eau dans les argiles (van Oort, 1994). De plus, ils donnent une faible activité de l'eau et génèrent une pression osmotique permettant leur utilisation pour la déshydratation des argiles. Le problème soulevé par l'utilisation des sucres est leur sensibilité à l'attaque biologique rendant difficile leur conservation et leur stockage sur chantier. Le méthylglucoside et en général les saccharides méthylés, qui sont donc moins sensibles aux attaques biologiques, évitent cet écueil (Simpson et al.1994).
- Le méthylglucoside (MEG) est un dérivé du glucose, fourni en tant que liquide contenant 70% de solides. Fabriqué à partir d'amidon de maïs, il est classé "biodégradable". Les saccharides sont généralement recommandés pour la stabilisation des argiles. Les systèmes formulés "sels+ saccharides" permettent la déshydratation effective des argiles, la réduction du « bit-balling » et l'augmentation de la pénétration (ROP). MI-Swaco propose le système «ULTRADRILL» avec l'utilisation du MEG, ayant la capacité de donner une faible activité au fluide avec une considérable réduction du mouvement des ions. Le système au MEG présente un bon coefficient de lubricité, un bon filtrat et la production de cuttings acceptables pour l'environnement (Chenevert et Pernot, 1998). Ce monomère organique soluble dans l'eau présente de multiples groupes hydroxyles dans une structure cyclique capable de réduire l'activité de l'eau du fluide de forage et peut être une bonne alternative vis-à-vis des OBM. La Société Baker Hughes Drilling Fluids a aussi proposé un nouveau produit, "PERFORMAX", fluide à haute performance de troisième génération, conçu pour remplacer les fluides de forage émulsionnés grâce à leur meilleure inhibition du gonflement des argiles par réduction de la transmission de la pression des pores.

Dans cette même gamme de produit, "HYDRO-GUARD" de Baroid possède aussi un bon pouvoir inhibiteur.

- Les (Poly-)glycérols et (poly-)glycols (Hale et al., 1989; Downs et al., 1993 et Perricone et al., 1989), généralement notés simplement glycérols et glycols sont largement utilisés pour le forage des argiles (Chenevert, 1989; Bland, 1991, 1992 et 1994 ; Reid et al., 1993; Downs et al., 1993; Twynam et al., 1994; Cliffe et al., 1995). Twynam et al., (1994) ont observé l'amélioration de l'avancement avec l'utilisation d'une concentration élevée en glycol. Downs et al., (1993) et Bland (1994) ont étudié l'effet de la température sur le comportement des solutions de glycols (clouding ou TAME: thermally activated mud emulsion).

La présence d'un point de trouble, fonction de la température et de la salinité, conditionne l'utilisation et l'efficacité des systèmes aux glycols. Les glycérols et glycols de masse molaire élevée ( $M > 10\ 000\ D$ ) ne sont pas adsorbés à la surface et ne permettent pas le colmatage des pores. L'utilisation de glycérols et de glycols de faible masse molaire a été souvent recommandée pour la stabilisation des argiles.

- Les systèmes mixtes de polyols (polyglycérols, polyglycols et méthylglucoside) et de sels ( $NaCl$ ,  $CaCl_2$ ) sont souvent plus efficaces pour la stabilisation des argiles comparativement aux composés utilisés séparément (van Oort et al., 1995). Ces systèmes agissent par synergie, augmentent l'efficacité de la membrane argile-fluide.
- Les silicates et les composés à base d'aluminium sont fortement recommandés pour la stabilisation des argiles. Aussi pour des raisons environnementales, les silicates ont été introduits dans l'industrie pétrolière depuis 1990 (Ding et al., 1996; van Oort et al., 1996b; Ward et Williamson, 1996). Ces additifs solubles forment une barrière à la surface des argiles ou dans les micro-fractures et réduisent le transport des ions et la perméabilité effective des argiles.
- Des composés à base d'aluminium, 'Alplex' (Clark et Saddok, 1993; Saddok et al., 1997), ont été aussi développés dans ce sens. Les silicates solubles réagissent rapidement avec les ions polyvalents des argiles ( $Ca^{++}$  et  $Mg^{++}$ ) et forment des précipités insolubles. La barrière formée par la gélification des silicates précipités réduit l'invasion du filtrat. Le mécanisme de gélification/précipitation permet de colmater les microfractures des argiles (van Oort et al., 1996 b). (M. KHOUDJA, 2008)

On peut se satisfaire d'un minimum de paramètres pour une exploitation rapide, mais on peut aussi revenir à l'ensemble des conditions par une modélisation.

#### **IV.5. Techniques d'évaluation de l'inhibition des argiles**

Voici quelques méthodes utilisées à l'échelle laboratoire pour l'évaluation de la performance des différents systèmes de fluides de forage:

- Diffraction des rayons X (DRX) pour la détermination qualitative de la teneur en argiles.
- Capacité d'échange cationique (CEC) et pour la détermination de la réactivité des argiles. Plusieurs techniques sont citées dans la littérature pour la mesure de la CEC des argiles, tels que celle au chlorure de Baryum, avec l'EDTA, avec le sel de chlorure de cobaltihexamine (Bergaya et al., 2006).
- Test au Bleu de méthylène, cette méthode est standardisée dans le domaine du forage et recommandée par l'API (API, 2003) pour l'estimation des solides réactifs dans les fluides au cours du forage.
- Temps de succion capillaire, c'est l'évaluation du temps de parcours du filtrat d'un fluide entre deux électrodes placées à une distance standard sur un papier filtre. Cette méthode est généralement applicable pour le choix et l'optimisation de la concentration en sels ainsi que pour l'étude des propriétés de filtration (Wilcox et al., 1984).

- Etude de gonflement des argiles évaluation du gonflement des argiles par différentes techniques de laboratoire, le plus souvent le gonflement par adsorption (Chenevert, 1969) sur échantillons non confinés. Zhang et al., (2006) ont développé un appareil pour mesurer le gonflement par gravimétrie permettant de quantifier la mesure du mouvement de l'eau et des ions durant les interactions argile/fluide de forage.
- Evaluation de la dureté par Pénétromètre pour examiner la performance d'une variété de solutions de polymères du point de vue capacité de réduire la dureté et l'effet de perte de résistance associé avec le contact par le fluide sélectionné (Reid et al., 1993).
- Test au Triaxial. Cette méthode est utilisée pour la mesure de la pression des pores et l'évaluation des paramètres mécaniques (contrainte de rupture, module de Young et de cisaillement et le coefficient de Poisson).
- Downhole Simulation Cell (DSC) pour l'étude du comportement des roches argileuses sous la variation des contraintes (Salisbury et Deem, 1990).
- Test d'Oedomètre pour l'étude de l'influence de la modification de la pression et du potentiel chimique (Hale et Mody, 1992; Mody et Hale, 1993).
- La mesure du constant diélectrique. Cette méthode permet de quantifier les minéraux gonflants avec la possibilité de les corrélérer avec la surface spécifique (Leung et Steig, 1992).
- Slake durability test (SDT). C'est une technique standard pour l'étude de la durabilité des argiles et les roches fragiles similaires : ASTM D 4644-97 - Réapprouvé 1992 (Likos et al., 2004).
- Test de transmission de pression pour les argiles confinées et non confinées (Van Oort, 1994).
- Forage en miniature. Appareil de forage en miniature pour étudier les paramètres et analyser les problèmes sur des carottes d'argiles. Les deux contraintes majeures sont liées à la disponibilité des carottes d'argiles ainsi que de son coût élevé.
- Test de dispersion des argiles. C'est le test le plus utilisé actuellement dans les études d'inhibition des argiles (Mody et Hale, 1993). Il consiste à tester le fluide sur les échantillons d'argile sous forme de cuttings de dimension connue (quelques mm) et mise en hot rolling pendant 16 h.
- Le principe est d'évaluer la variation de la granulométrie des cuttings avant et après hot rolling.
- Test sur pastilles d'argiles comprimées. Cette technique permet d'étudier l'influence de la variabilité de la composition des argiles. Le principe est de considérer l'aspect et d'évaluer la variation de la granulométrie des cuttings dont la qualité initiale est affectée par le broyage et l'ajout d'eau.
- Jar Slake Testing. C'est un test simple et qualitatif désigné pour évaluer la durabilité relative des argiles en contact avec un fluide sélectionné. Ce test est souvent utilisé sur chantier et ne nécessite pas un équipement spécial ou cher. Six catégories qualitatives (Slake Indices) sont utilisées pour décrire la durabilité de l'échantillon de référence selon son apparence physique après immersion dans des solutions de fluide.
- DSCA. Cette technique permet de mesurer les contraintes in-situ en intensité et en orientation.

Chaque technique citée a un apport important. Cependant, plusieurs méthodes sont critiquées du point de vue faisabilité, coût, précision et conditions d'utilisation, ce qui fait

que de s techniques rapides et aisées sont toujours recherchées, afin de prendre en charge l'évaluation de la panoplie de produits et d'additifs proposées pour l'inhibition des argiles au cours des opérations de forage.

Les tests de dispersion en étuve rotative (hot rolling) et des pastilles d'argiles comprimées seront utilisés dans la partie expérimentale pour une comparaison avec une nouvelle méthode proposée.

#### **IV.6. Evolution des familles de polymères utilisés dans le forage**

Depuis les années 1990, les polymères ont apporté une alternative à l'utilisation des OBM, largement critiqués à cause des problèmes déjà cités (pollution et toxicité). Actuellement, les foreurs tentent d'exiger des polymères utilisés dans les WBM des caractéristiques inspirées des propriétés des OBM.

L'introduction des polymères dans les fluides de forage à l'eau (WBM) date de la première utilisation en 1930, d'amidon de maïs ajouté à de la boue bentonitique pour contrôler les caractéristiques de filtration. Cet ajout est suivi par l'introduction de carbox yméthylcelluloses (CMC), de tanins (Ex : québracho) et de lignosulfonates, tous régulièrement utilisés depuis 1945.

Toutes ces substances utilisées, produites naturellement ou extraites par des procédés simples (Muller, 1990), avaient pour objectif de protéger la bentonite de la floculation par le sel. L'addition des colloïdes organiques naturels dans les fluides de forage a apporté de grandes améliorations aux propriétés et caractéristiques des fluides classiques à base d'eau en terme de filtration et d'inhibition.

Les polymères utilisés, souvent conçus pour une situation particulière de forage, sont devenus de plus en plus sophistiqués. 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.

Les familles de polymères utilisés dans les fluides de forage doivent répondre à plusieurs critères:

- la résistance à la température (**Wilcox, 1984**) et la biodégradabilité, ainsi que la résistance à la contamination par les ions ;
- la compatibilité avec l'ensemble des additifs du fluide ;
- la protection des formations forées: stabilisation des argiles (**Hale et Mody, 1993**), et le minimum d'endommagement des formations productrices ;
- la lubrification et la protection contre la corrosion.

Face à toutes ces exigences, de meilleures formulations ont été recherchées pour répondre aux besoins de chaque forage spécifique. Ainsi les polymères cationiques sont utilisés pour le forage des argiles gonflantes 'Gumbo'. Les WBM à base de sels

d'ammoniums quaternaires se révèlent être de meilleurs inhibiteurs que les WBM conventionnels (Beihoffer et al, 1990).

Les polymères anioniques tels que les lignosulfonates de fer ont été largement utilisés en tant que défloculants. Le lignite chromé en association avec les lignosulfonates, permet la réduction du filtrat. Les dérivés ligneux (polyphénols) sont utilisés pour les forages profonds ( $T > 220^{\circ}\text{C}$ ). Les dérivés polyacryliques, généralement fortement anioniques, forment un colloïde protecteur et donnent aussi une bonne stabilité thermique.

Les paramètres qui gouvernent l'efficacité des polymères sont de deux types (Muller, 1990)

i) les paramètres imposés par l'environnement tels que pH, salinité (nature et concentration en sels), température, oxygène,

ii) les paramètres ajustables liés à la structure même du polymère (nature et longueur des chaînes principales et latérales, nature des groupes fonctionnels chargés et/ou neutres, et densité de charge).

L'étude de mélanges argiles-polymères-électrolytes montre que les dimensions des polymères dépendent à la fois de la salinité et de la masse molaire et ont une influence majeure sur leur efficacité à inhiber la dispersion des déblais (Lecourtier et Degouy, 1994). L'augmentation de la masse molaire des additifs (polymères) peut entraîner une floculation des particules argileuses provoquant un mauvais contrôle de la filtration, alors qu'une augmentation des charges du polymère améliore la dispersion de la bentonite et par conséquent ses qualités de réducteur de filtrat.

##### **IV.6.1 Les polymères utilisés dans les fluides de forage**

L'industrie pétrolière est grande consommatrice de polymères hydrosolubles pour diverses opérations de forage telles que fracturation, modification de perméabilité, cimentation, colmatage et contrôle de mobilité des phases aqueuses (Muller, 1990). Plusieurs travaux de laboratoire ainsi que des observations sur chantier, ont montré que l'avancement du forage est affecté quand le fluide renferme des polymères.

Les fluides à faible teneur en solides (Low-Solids Muds) sont le plus recherchés, surtout lors du forage des phases réservoirs. Mais la bonne approche expérimentale consiste d'abord à étudier le comportement des solutions diluées, pour s'intéresser ensuite à des solutions de concentrations plus élevées où les interactions entre les chaînes deviennent prépondérantes.

Ce type d'enchevêtrements dans les solutions de polymères est à la base des performances observées au laboratoire et sur chantier. Les produits disponibles sur le marché peuvent provenir d'un mélange de substances ayant des effets synergiques.

L'introduction de polymères synthétiques depuis les années 1990 dans le domaine des WBM et des OBM, est une bonne alternative pour la résolution des problèmes rencontrés dans le forage avec les boues classiques. De plus, une grande attention a été portée à leurs avantages environnementaux (Darley et Gray, 1988; Young, 2001; Turner et Macnab, 2003).

Dans les fluides de forage, La gomme de xanthane est largement utilisé en tant que viscosifiant vu sa qualité rhéologique, sa résistance vis-à-vis de la salinité, sa bonne stabilité thermique et sa biodégradabilité. Le xanthane est un polysaccharide produit par une bactérie appelée "Xanthomonas campestris" intervenant dans le métabolisme de certains végétaux. L'obtention du xanthane suit un processus complexe. Les différentes étapes de mise en oeuvre conditionnent les propriétés finales du polymère: composition finale de la poudre, masse molaire, composition chimique du motif, rhéologie, etc... (Simon, 2004).

Sa formule brute moyenne est  $(C_6H_{10}O_5)_n$  avec  $n = 830$  à  $2800$ . La structure primaire de la gomme xanthane consiste en une chaîne principale de cellulose. Deux groupements carboxyliques confèrent à la gomme xanthane un caractère anionique. Les contre-ions les plus couramment rencontrés sont  $Na^+$ ,  $K^+$  et  $Ca^{2+}$

Trois fonctions apparaissent sur les cycles de la chaîne latérale du motif (un groupement acétate sur le cycle le plus proche du squelette principal, un acide glucuronique sur le cycle intermédiaire et un acide pyruvique sur le cycle terminal). En milieu aqueux, les atomes ( $Na^+$  ou  $K^+$ ) se dissocient de la molécule de xanthane qui acquiert alors une charge négative due aux ions carboxylique ( $COO^-$ ). À l'état solide, la chaîne principale se présente sous forme d'une hélice droite dont le pas mesure 4,7 nm et totalise 5 unités répétitives.

Dans le domaine des fluides de forage on peut classer les polymères selon leur charge ionique ou non-ionique ou selon leur fonction (viscosifiants, réducteurs de filtrat, inhibiteurs, etc.).

Ces additifs (polymères et argiles) ont souvent des fonctions principales et des fonctions secondaires. Ainsi, les polymères de charge négative et de masse molaire faible, sont des fluidifiants, alors que ceux de masse molaire plus élevée, peuvent former des liaisons entre particules et agir comme floculants.

Les réducteurs de filtrat agissent selon l'un des trois mécanismes suivants;

- ajouter des particules colloïdales qui peuvent se déformer et se comprimer pour boucher les pores du cake. Les structures de l'amidon et de certains dérivés d'asphaltes ou de lignines correspondent à cette description;
- des polymères fluidifiants tels que les composés cellulosiques (CMC ou PAC) ou les lignosulfonates, défloculent le gâteau formé qui va se tasser pour donner une couche plus mince imperméable, ce qui réduit le filtrat;
- si la phase fluide qui traverse le gâteau est visqueuse par ajout de polymères, comme les CMC de masse molaire élevée ou les gommes xanthane, cela réduira également le filtrat. Ces deux derniers mécanismes sont liés aux fonctions secondaires des deux types de polymères, fluidifiants et viscosifiants.

**Du point de vue rhéologique**, les solutions concentrées en polymères ont souvent un comportement pseudo-plastique ou rhéofluidifiant. Plus le taux de cisaillement est

élevé, plus la viscosité est faible. Ceci est le comportement idéal pour les fluides de forage, du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil alors que des viscosités plus élevées sont requises dans des zones à taux de cisaillement plus faible (espace annulaire) pour transporter les déblais vers la surface.

#### **Conclusion**

D'une façon générale, il ressort que l'évaluation des performances des additifs utilisés dans les fluides de forages nécessite des essais en laboratoire et souvent des montages et appareillages spécifiques pour la bonne simulation des conditions réelles.

L'analyse des équations empiriques établies et l'estimation des données des essais contribuent souvent à l'explication des mécanismes et des problèmes rencontrés sur chantier.

La bonne simulation des conditions opératoires sur chantier est souvent coûteuse. A défaut de pouvoir prendre en compte l'ensemble des conditions pour une bonne compréhension du comportement des formations sensibles ou fragiles vis-à-vis des fluides utilisés, une sélection de certaines conditions d'utilisation peut être une bonne voie pour l'étude des performances des systèmes proposés.

Bien que les restrictions et réglementations environnementales aient toujours constitué un fardeau pour l'industrie du forage, il ne demeure pas moins, qu'elles ont considérablement contribué au développement des fluides de forage. En particulier, en ce qui concerne les tests de toxicité, la réduction des déchets, et les techniques de traitement, d'évacuation et de refoulement (dans les formations) des fluides de forage et des cuttings.



## CHAPITRE V. Rhéologie des fluides de forage

### Introduction

La rhéologie, terme proposé par Eugène Bingham en 1928; la rhéologie est une branche de la physique qui étudie l'écoulement ou la déformation des corps sous l'effet des contraintes qui leur sont appliquées, compte tenu de la vitesse d'application de ces contraintes ou plus généralement de leur variation au cours du temps. En régime laminaire, il existe une relation entre la contrainte de cisaillement ( $\tau$ ) et la vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$  : c'est l'équation rhéologique d'état:  $\tau = f(\dot{\gamma})$

Cette relation permet de connaître toutes les propriétés rhéologiques du matériau, en particulier la viscosité qui est une mesure de la résistance du fluide à l'écoulement. Ces propriétés dépendent de la nature et des caractéristiques de ce matériau, ainsi que de la température et de la pression extérieures.(G. Couarraze et J. L. Goroussiord ,1991)

Le but de la rhéologie est la détermination expérimentale de cette équation. On utilise des rhéomètres qui permettent de mesurer  $\tau$  et  $\dot{\gamma}$  ;

La rhéologie se décompose en plusieurs sortes d'études :

- **Rhéologie expérimentale** détermination expérimentale des relations de comportement (entre contraintes et déformation ou vitesse de déformation)
- **Rhéologie structurale** explication des comportements à partir de la structure du matériau
- **Rhéologie théorique** fournir des modèles mathématiques en nombre limité des comportements indépendamment de la structure microscopique

### V.1. Grandeurs étudiées en rhéologie

#### V.1.1. Viscosité dynamique et autres définitions

On considère l'expérience suivante où le mouvement de cisaillement que subit le fluide peut être considéré comme laminaire plan

On tire sur la feuille d'aluminium afin que celle-ci soit animée de la vitesse  $v_0$ .(voir annexes)

#### V.1.2. Contrainte de cisaillement

C'est la force que l'on exerce par unité de surface du fluide :

$$\tau = F / S \dots\dots\dots (V.1)$$

Unité : pascal

### V.1.3. Gradient de vitesse

Que se passe-t-il au sein du fluide ?

- Si  $v_0$  n'est pas trop grande, les molécules de miel en contact avec l'aluminium sont entraînées par lui à la vitesse  $v_0$ , en une couche mince.
- Les forces de Van der Waals permettent de transférer une partie de l'énergie cinétique de cette couche aux molécules en dessous qui sont entraînées mais à une vitesse moindre : plus ces forces d'interactions sont fortes, plus le fluide est visqueux et plus la vitesse décroît vite quand on s'éloigne de la couche du dessus.
- Le mouvement se propage en s'atténuant au sein du liquide : il est nul au contact de la plaque support qui est fixe.

Le gradient de vitesse va traduire l'évolution de la vitesse au sein du fluide :

$$\text{Gradient de vitesse} = dv / dz \dots \dots \dots (V.2)$$

Unité : en  $s^{-1}$

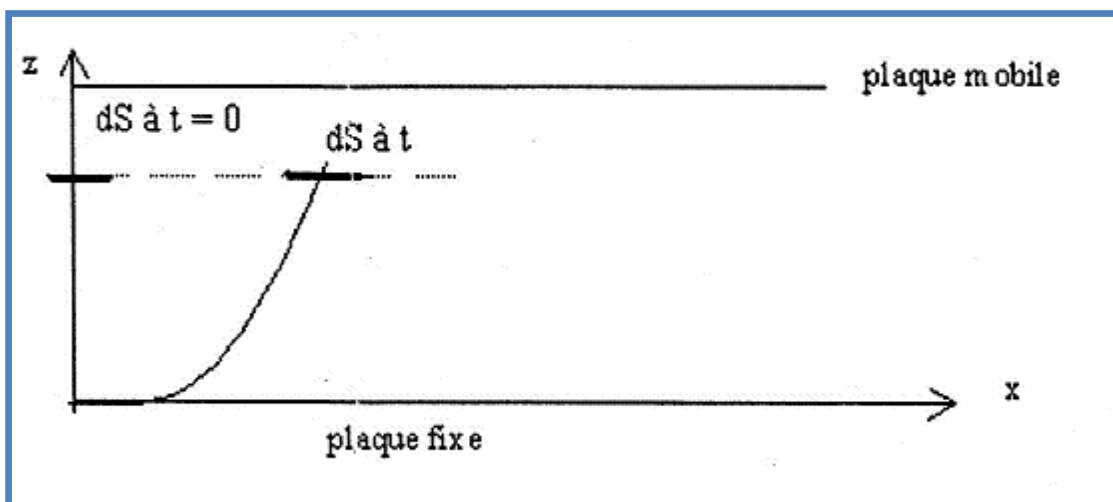
Cette grandeur dépend de la contrainte de cisaillement appliquée et de la nature du fluide.

### V.1.4. Déformation de cisaillement

Considérons un petit élément de surface d'une nappe du fluide  $dS$  situé à la cote  $z$  (voir figure V.1)

A l'instant  $t$  après le début de l'expérience, elle a parcouru une distance  $x$  qui dépend de  $z$  (et de  $t$ )

A la cote  $z + dz$ , elle aurait parcouru  $x+dx$ .



**Figure V.1 : Déformation de cisaillement**

La déformation de cisaillement traduit la variation de la distance parcourue par  $dS$  en fonction de son éloignement à la plaque support fixe :

$$E = d x / dz \dots \dots \dots (V.3).$$

Unité : aucune

**V.1.5. Vitesse de cisaillement**

Calculons la variation de la déformation au cours du temps appelée vitesse de cisaillement:

$$dE / dt = d ( dx / dz ) / dt = d( dx / dt ) / dz = dv / dz \dots \dots \dots (V.4)$$

Cette grandeur est donc identique au gradient de vitesse (tout du moins dans le cas simple ici traité d'un mouvement laminaire plan)

**V.1.6. Viscosité dynamique**

Dans l'expérience, lorsqu'on augmente F, en fait on augmente  $\tau$  on sein du fluide, lorsqu'on augmente  $v_o$ , on augmente E au sein du fluide.

La façon dont  $\tau$  varie en fonction de E dépend de la viscosité.

On appelle viscosité dynamique :

$$\mu = \tau / E \dots \dots \dots (V.5)$$

Unité : Pa.s ou poiseuille dans le système international. (Symbole Pl)

Unité usuelle : la poise : 1 poise = 1 /10 Pl (symbole Po)

**V.1.7. Viscosité cinématique :**

$$\nu = \mu / \rho \dots \dots \dots (V.6).$$

Où,  $\rho$  est la masse volumique du fluide.

Unité dans le système international : Pa.s.kg<sup>-1</sup>.m<sup>3</sup>.

; C'est aussi le m<sup>2</sup>.s<sup>-1</sup>.

Unité usuelle : 1 stoke =10<sup>-4</sup> m<sup>2</sup>.s<sup>-1</sup> ou son sous-multiple, le centistoke.

Cette dernière unité est pratique pour des fluides de viscosités proches de celle de l'eau qui a une viscosité de 1 centistoke.

**Remarque :**

Il existe d'autres façons d'exprimer la viscosité .Par exemple en Degré Engler (sans dimension) : c'est le rapport  $\nu / \nu_{eau} = t / t_{eau}$  où t et  $t_{eau}$  sont des temps d'écoulement du fluide et de l'eau respectivement mesurés dans les mêmes conditions expérimentales.

**Tableau V. 1 :** Valeurs de viscosités à 20°C et 1 bar

Produits	Viscosité dynamique $\mu$ en Pa .s	Viscosité cinématique $\nu$ en $m^2 .s^{-1}$
H2	$8,9.10^{-6}$	$105.10^{-6}$
CO2	$14,8.10^{-6}$	$8,04.10^{-6}$
N2	$17,5.10^{-6}$	$15,2.10^{-6}$
Air	$18,5.10^{-6}$	$15,6.10^{-6}$
Hexane	$0,3. 10^{-3}$	$0,46.10^{-6}$
Aniline	$0,47.10^{-3}$	$0,46.10^{-6}$
Toluène	$0,59.10^{-3}$	$0,681.10^{-6}$
benzène	$0,652.10^{-3}$	$0,741.10^{-6}$
Eau	$1,005.10^{-3}$	$1,007.10^{-6}$
Ethanol	$1,20.10^{-3}$	$1,51.10^{-6}$
Mercure	$1,554.10^{-3}$	$0,1147.10^{-6}$
Lait	$2,0.10^{-3}$	$1,93.10^{-6}$
sang de l'homme à 37°C	$4,0.10^{-3}$	
huile d'olive	$84.10^{-3}$	$91,5.10^{-6}$
Glycérol	1.49	$1182.10^{-6}$
miel (liq après agitation)	6	$4280.10^{-6}$
gels /crèmes	1 à 100	
verniss /peintures	10 à 1000	
résines/goudron/bitume	100 à 100 000	
glace à 0°C	$10^{13}$	
Granit	$10^{20}$	

**Remarque :** la viscosité est liée aux interactions de Van der Waals existant au sein des fluides.

Ainsi, comparons l'eau et l'hexane, qui ont des volumes moléculaires similaires : on sait que l'eau présente des interactions moléculaires fortes (liaisons hydrogènes) alors que pour l'hexane elles sont très faibles .On observe effectivement que la viscosité de l'hexane est beaucoup plus faible que celle de l'eau.

## V.2. Paramètres influençant la viscosité

### V.2.1. La pression

- pour les liquides : son influence est négligeable.
- pour les gaz : si la pression augmente, il y a plus de frottements au sein du fluide, la viscosité augmente un peu.

Exemple : air à 20 °C :  $\mu = 1.72 \cdot 10^{-5}$  Pa.s sous 1 atm

$\mu = 1.82 \cdot 10^{-5}$  Pa.s sous 20 atm

### V.2.2. La température

#### V.2.2.1. Pour les gaz

La viscosité augmente un peu avec la température.

Exemple : air sous 1 atm :

$\mu = 1.72 \cdot 10^{-5}$  Pa.s à 20 °C

$\mu = 2.29 \cdot 10^{-5}$  Pa.s à 100°C

#### V.2.2.2. Pour les liquides

La viscosité peut varier beaucoup avec la température (de l'ordre de 0.5 à 10 % par °C !)

Pour les liquides purs comme l'eau, l'huile, l'alcool, ...) on montre qu'elle suit une loi exponentielle croissante :  $\mu = A \exp(B / T)$

Exemples :

- eau :  $\mu = 1,008 \cdot 10^{-3}$  Pa.s à 20°C

$\mu = 0,660 \cdot 10^{-3}$  Pa.s à 40°C

- miel : si on augmente la température de 1°C , la viscosité est divisée par 10

Expérimentalement, il est donc très important de réguler la température lorsqu'on veut faire une mesure précise de viscosité. La plupart des appareils permettent de travailler à 0.01°C près.

### V.3. Rhéogrammes

Ce sont des courbes qui traduiront le comportement mécanique des fluides sous l'effet de cisaillements.

Le comportement d'un fluide peut être différent si on change la façon de le cisailer (si la contrainte appliquée varie, il peut en son sein se déformer différemment, sa viscosité peut donc varier).

Les relations entre contrainte de cisaillement, vitesse de cisaillement, viscosité sont donc autant de fonctions d'état du fluide.

**Exemples :**

$$\tau = f(E)$$

$$\mu = f(E)$$

Leur représentation graphique est appelée rhéogramme.

Elles sont déterminées grâce à des rhéomètres.

La substance étudiée y est cisailée entre deux surfaces solides, l'une au repos et l'autre mobile ou bien le cisaillement est obtenu par application d'une pression motrice dans un tube d'écoulement.

**Remarque :**

Dans beaucoup de rhéomètres, les surfaces sont cylindriques et non pas planes comme dans l'exemple que nous traitons. Le mouvement n'est plus laminaire plan.

Ceci modifie un peu les relations précédentes, à savoir :

- le gradient de vitesse est

$$dv / dr = d(\omega r) / dr = \omega + r d\omega / dr \dots \dots \dots (V.7)$$

( $\omega$  est la vitesse angulaire d'une nappe de fluide à la distance r de l'axe de rotation)

- la déformation de cisaillement

$$E = r d\alpha / dr \dots \dots \dots (V.8).$$

( $\alpha$  est l'angle qu'a parcouru un point d'une nappe située à une distance r quand il s'est écoulé un instant t depuis le début du cisaillement)

- la vitesse de déformation

$$d(E) / dt = r d(d\alpha / dt) / dr = r d\omega / dr \dots \dots \dots (V.9)$$

Il n'y a donc plus d'identification entre la vitesse de déformation et le gradient de vitesse.

**Autre remarque :**

- Si un appareil fait une mesure à  $E$  et  $\tau$  donnés (souvent non déterminés), on l'appelle viscosimètre.
- S'il fait varier  $\tau$  et  $E$ , on l'appelle rhéomètre.

## **V.4. Importance de la rhéologie pour la résolution des problèmes de forage**

Une littérature assez développée existe au sujet du comportement rhéologique des fluides de forage. Les fluides de forage sont souvent des suspensions colloïdales qui ont un comportement complexe et variable suivant leur composition et les conditions d'utilisation (Garcia et Parigot, 1968; Forage Rotary, 1972). Ce sont le plus souvent des fluides non-newtoniens, visqueux ou viscoélastiques, éventuellement thixotropes (Nguyen, 1993). De nombreux modèles rhéologiques ont été proposés et traités dans l'industrie pétrolière, par plusieurs auteurs (Prandtl, 1928; Philippoff, 1935; Eyring, 1936; Sisko, 1958; Cross, 1965; Sutterby, 1966; Ellis et al., 1967; Taylor et Smalling, 1973; Robertson et Stiff, 1976; Graves et Collins, 1978; Lauzon et Reid, 1979; Gavignet et Wick, 1987; Hemphill et al., 1993 ; Bailey et al., 1996; Al-Zharani, 1997).

L'objectif principal des études rhéologiques est de caractériser et de quantifier les effets des interactions entre particules sur les propriétés macroscopiques de suspensions (Buscall et White, 1974). Les hauts polymères possèdent la capacité d'augmenter fortement la viscosité du fluide dans lequel ils sont dissous même à très faible concentration. Suivant la composition des fluides, les courbes d'écoulement des fluides de forage peuvent être de plusieurs types et dont les plus usuels sont le modèle le plus simple de Bingham et le modèle en loi de puissance (Parigot, 1968). [Selon Versan Kok et Alikaya (2004) le modèle en loi de puissance décrit bien le comportement des systèmes de fluides KCl/polymères. ]

Du point de vue équipement, plusieurs travaux (Bingham, 1916; de Waele, 1923; Farrow et Lowe, 1923; Ostwald, 1925) ont établi des modèles d'écoulement des fluides de forage en utilisant des viscosimètres rotatifs spécifiques. L'API recommande l'utilisation du viscosimètre Fann 35 A. Dans le cas des forages profonds, l'échec de la prévision des propriétés des fluides par simulation numérique est dû à une mauvaise connaissance de la variation des propriétés des fluides en fonction de la température (Beirute, 1991). Face à cette situation, la technologie des fluides de forage a été aussi suivie par un développement important d'outils d'évaluation et de contrôle.

Dans le cas des forages profonds à haute température, on note la commercialisation de viscosimètres travaillant sous haute pression et à haute température (Fann 50 C). (M. KHOUDJA, 2008)

## **V.5. Le comportement en pression température**

En règle générale, la viscosité diminue avec la température et augmente avec la pression. Cependant, les effets quantitatifs sont très variables suivant le type de fluide (à base d'huile ou à base d'eau) et suivant les additifs intervenant dans la composition (polymères, argiles, alourdissants...).

De plus, l'effet peut être différent suivant le gradient de cisaillement et une baisse à fort gradient de cisaillement. Il est donc primordial de mesurer les caractéristiques rhéologiques du fluide de forage aux couples (pression / température) auxquels il sera exposé durant sa circulation. Il est important de coupler pression et température, car ces deux paramètres ont généralement des effets opposés sur la rhéologie, et peuvent donc se compenser pour tout ou en partie.

L'influence des hautes températures et / ou pression sur les propriétés rhéologique de la boue peut se manifester par:

- Des variations de la viscosité du fluide de base;
- Des évolutions réversibles et irréversibles des structures de la boue;
- Des dégradations ou des désorptions irréversibles de certains additifs.

Ces effets peuvent être induits par les voies suivantes:

- **Voies physiques:** une augmentation de la température diminue de la viscosité de la phase liquide, alors qu'une augmentation de la pression, augmente la densité de cette phase et avec elle sa viscosité.
- **Voies chimiques:** par réaction des hydroxydes avec les minéraux argileux au-delà de 200°F. Cet effet dépend de la nature de l'ion métallique, de l'hydroxyde et de la composition de la boue.
- **Voies électrochimiques:** une élévation de la température augmente l'activité ionique des électrolytes, et la solubilité des sels partiellement solubles présents dans la boue. Cela aura pour l'effet perturbation de l'équilibre des forces interparticulaires qui, à son tour, affectera le degré de dispersion ou de fluctuation. L'amplitude et le sens de ces perturbations dépendra de la composition électrochimique du fluides.

Il est clair que l'effet de ces deux paramètres (T, P) sur la rhéologie des boues à base d'huile diffère largement de celui sur les bous à base d'eau. En fait, la différence est d'une telle ampleur pour des boues du même type selon la diversité de la composition.

D'une manière générale, les propriétés rhéologiques des boues à base d'eau sont très affectées par les hautes températures. Pour cela beaucoup de travaux ont été consacrés à l'amélioration de leur tenue des propriétés (entre autres propriétés) de ces boues sous de telles conditions. [B.G. Chesser et D.P. Enrigh, 1980] [J.P. Plank, 1992][F. Miano.,S. Carminati, T.P Lockhart et G.Burrafato,1996 ][E.Van Oort,R.G.Bland,S.K. Howard,R.J. Wiersma et L. Roberson, 1997][J.E. Berry, J .B. Darby,1997] .

Pour ces fluides, la pression semble avoir un effet minimum.

Les boues à base d'huile sont moins altérées par les hautes températures et présentent une plus grande résistance que les boues à base d'eau. Cependant leur viscosité est assez influencée par les hautes pressions [R.H.Retz, J. Friedhelm, L.J.Lee et O.O.Welch,1991].



Pour ce type de boue aussi, l'influence dépend de la composition (boues à émulsion inverse, boues aux viscosifiants asphaltiques,.....).

Ainsi beaucoup de recherches se sont intéressées à l'étude du comportement rhéologique des deux types de boues (à base d'eau et à base d'huile) dans les conditions de hautes températures et hautes pressions (HTHP) et à l'identification de l'effet de ces facteurs. Des modèles mathématiques ont été proposés pour la description et la prédiction de ces comportements. (M.D.Politte, 1985)(O.H.Howen et T. Geehan,1986)(O. Guillot,G.C. Maitland,1988)(R. Rommetveit, K.S. Bjørkevoll,1997)

En pratique, pour approcher les valeurs réelles des caractéristiques rhéologiques de la boue dans les conditions du bas du trou, on utilise des abaques qui permettent de porter les corrections nécessaires aux valeurs mesurées en surfaces, selon la nature du fluide, la température et la pression.

### **V.6. Détermination du comportement mécanique**

#### **V.6.1. Mesure**

Dans les laboratoires, on utilise toutes les géométries usuelles (rotatifs à cylindres coaxiaux, cône plan, capillaire...), mais il est nécessaire d'utiliser des appareils capables de supporter des fluides fortement chargés en matières solides abrasives.

On dispose aussi d'appareils capables, d'effectuer des mesures à hautes pressions et à hautes températures (1300 bars, 220° C).

Sur les sites, la rhéologie des fluides de forage est régulièrement mesurée à l'aide d'un appareil de chantier; c'est un rhéomètre à cylindres coaxiaux pouvant générer des gradients de cisaillement de 0 à 1020 s<sup>-1</sup>. Il permet de faire des mesures en température (jusqu'à 80-90 °C) à pression atmosphérique. Sur certains sites, des échantillons de fluide de forage sont aussi périodiquement envoyés sur la base de la société de service, pour effectuer des mesures en pression et température.

La rhéologie d'un fluide de forage étant un paramètre important, le suivi sur site est réalisé de plus en plus sévèrement, et la formulation régulièrement adaptée pour ajuster cette rhéologie aux préconisations. Toute fois, il s'agit toujours d'une mesure discontinue sur des échantillons prélevés dans les bacs de circulation et / ou en sortie de puits. Des tentatives sont régulièrement faites pour développer des systèmes de mesure en continue en sortie ou en entrée du puits, ou encore en fond de puits.

#### **V.6.2. Modèles rhéologiques**

Les fluides de forage sont des fluides à seuil rhéofluidifiant. Les modèles rhéologiques les plus utilisés pour les représenter sont donc les modèles de Bingham, d'Ostwald ou encore le modèle d'Herschel – Bulkley ( en cisaillement simple ). Dans le passé, ce sont surtout les modèles de Bingham et d'Ostwald qui ont été utilisés car ils donnent lieu à des formules de calcul de pertes de charge assez simples et bien documentées. Actuellement c'est le modèle d'Herschel – Bulkley qui s'impose, car il est le plus universel et présente mieux le comportement des fluides de forage. Les modèles de Bingham et d'Ostwald sont trop simplistes, et peuvent introduire des erreurs importantes par rapport au comportement

réel du fluide. La contrepartie de cette modélisation plus fine est la complexité des formules de pertes de charge, et l'absence de solution analytique qui impose un certain empirisme des calculs (même en écoulement laminaire). Toutefois les ordinateurs apportent des solutions en permettant d'effectuer des calculs itératifs, lourds mais efficaces. Il est possible que les caractéristiques viscoélastiques du fluide aient également une importance sur le comportement dans les puits. Ces propriétés seront donc probablement prises en compte dans le modèle futur.

### **V.6.3. Signification et variation des paramètres rhéologiques**

#### **V.6.3.1. La viscosité plastique (PV)**

Elle est liée à la viscosité du fluide de base ( la phase liquide), ainsi qu'à la concentration , la taille et la forme des particules solides. Elle augmente avec l'accroissement de la teneur et de la surface spécifique de ces particules. Elle peut être diminuée par la réduction des solides (centrifugation, dessablage....) ou par dilution.

#### **V.6.3.2. La contrainte seuil (YP yield point)**

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques entre les particules en suspension, causées par les charges électriques surfaciales ou présentes au voisinage. L'amplitude de ces interactions dépend du type, de la quantité et de la charge surfaciale du solide, ainsi que de la concentration de la phase fluide en ions.

En fait, la contrainte seuil (YP) est un indice de l'équilibre de la boue. Ainsi lors du forage, une contrainte seuil trop élevée, peut être causée par le broyage des solides par l'outil, l'augmentation de la teneur en solide, une contamination par le sel, le gypse ou le ciment, ou par un manque en fluidifiants. Elle permet ainsi de cibler le traitement curatif adéquat.

#### **V.6.3.3. L'indice K et l'exposant n**

L'indice K varie pour les mêmes raisons que la viscosité plastique PV. Les phénomènes responsables de la contrainte seuil YP sont responsables de l'exposant n mais ce qui cause une augmentation de YP cause une diminution de l'exposant n. De plus l'exposant n peut être diminué par l'ajout d'additifs spécifiques tels que les biopolymères, la bentonite préhydratée et floculée, les bentonites activés, certaines CMC, les attapulgites, la gomme de guar et autres. L'exposant n est un paramètre lié au nettoyage du trou.

#### **V.6.3.4. Caractère thixotropique ( $gel_0$ $gel_{10}$ )**

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10". Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue.

Ils sont mesurés à l'aide du viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 trs/min et exprimés en lb/100ft<sup>2</sup>.

Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

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

En réalité, les caractéristiques d'écoulement du fluide dépendent de la viscosité du fluide de base, de la teneur de la phase continue, en huile, en eau, en gaz et en solides, de la phase discontinue et des différentes interactions entre ces constituants.

De ce fait les paramètres ainsi mesurés, ne constituent que des indices d'évaluation et de contrôle qui permettent de juger la qualité du fluide d'attribuer les traitements nécessaires pour avoir les caractéristiques et les performances requises.

Ainsi, selon les valeurs obtenues, et les performances désirées, on peut souvent avoir à agir de façon très ingénieuse:

- Diminuer ou augmenter simultanément la viscosité et les gels;
- Diminuer la viscosité et augmenter les gels ou le contraire;
- Modifier les gels sans trop modifier la viscosité ou l'inverse;
- Modifier séparément le  $ge_{10}$  et le  $gel_{10}$ .

Pour cela, le traitement à apporter peut être très banal ou très spécifique. Il peut aller de la simple dilution, au réajustement total de la composition de fluide ou même à son remplacement.

#### **V.6.4. Différents comportements rhéologiques à T et P constantes**

##### **V.6.4. 1. Fluides newtoniens**

Un fluide est dit newtonien si sa viscosité est indépendante de la contrainte appliquée. On dit que le fluide est parfait ou linéaire.

La viscosité dynamique  $\mu$  est alors souvent notée  $\eta$ .

Loi de Newton :

$$\mu = \tau / E = \text{constante} \dots \dots \dots (V.10)$$

Le rhéogramme  $\mu = f(E)$  d'un tel fluide est donc une droite passant par l'origine, de pente  $\mu$ .

C'est en général le cas des gaz et des liquides purs.

##### **V.6.4.2. Fluides non newtoniens indépendants du temps**

Ce sont des fluides dont le rhéogramme est univoque, c'est-à-dire que son allure ne dépend pas du temps. Ainsi pour une même valeur de  $\dot{\gamma}$  (ou  $\tau$ ) la viscosité apparente  $\mu$  est la même indépendamment du temps.

Ces fluides peuvent être divisés en deux catégories : les fluides sans contrainte seuil, et les fluides avec contrainte seuil (fluides plastiques).

**a. Les fluides sans contrainte seuil**

Ces fluides peuvent être rhéofluidifiants (shear thinning) ou rhéoépaississants (shear thickening).

- **Fluides rhéofluidifiants (ou pseudoplastiques)**

Ces fluides sont caractérisés par une viscosité apparente  $\mu$  qui diminue avec l'augmentation de la vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$  ; le rhéogramme a sa viscosité tournée vers le bas et passe par l'origine

Exemple :

Les suspensions de particules asymétriques ont souvent ce comportement : plus on cisaille vite, plus ces particules s'orientent dans le sens de l'écoulement et leurs interactions de frottement diminuent.

C'est le cas du sang, des polymères liquides à longue chaîne, des jus de fruits (abricot, tomate,).

**Remarque**

Certains rhéofluidifiants peuvent être modélisés par une loi de puissance du type :

$$\tau = k E^n \text{ avec } n < 1 \dots\dots\dots(V.11).$$

Dite loi de Ostwald.

- **Fluides rhéoépaississants**

Leur viscosité augmente si la contrainte de cisaillement augmente ( ou la vitesse de déformation augmente)

Exemple : c'est le cas de certains amidons dans l'eau.

**Remarque**

Certains rhéoépaississants peuvent être modélisés par une loi de puissance du type :

$$\tau = k E^n \text{ avec } n > 1 \dots\dots\dots(V.12).$$

Où K est une constante pour un couple (polymère / solvant) donné.

Dite loi de Ostwald.

Le cas  $n = 1$  correspond aux liquides newtoniens.

**b. Les fluides à contrainte seuil (plastiques)**

Ils sont caractérisés par une contrainte de cisaillement seuil  $\tau_c$  en dessous de laquelle l'écoulement n'est pas possible. Autrement dit, lorsqu'il sont soumis à une contrainte très faible, leur viscosité est tellement forte qu'il ne peuvent pas s'écouler.

Leur viscosité diminue ensuite si une contrainte supérieure au seuil est appliquée.

**Exemple**

Les peintures " qui ne coulent pas " en sont un exemple caractéristique :

- sous l'effet de leur propre poids lorsqu'elles ont été appliquées, la contrainte est en dessous du seuil d'écoulement, elles sont suffisamment visqueuses pour ne pas couler.
- lorsqu'on les applique, la contrainte que l'on exerce avec le pinceau est supérieure au seuil d'écoulement, la peinture est assez fluide pour pouvoir être étalée sans problème.

C'est aussi le cas de la bentonite

Ce comportement est généralement lié à l'existence d'une structure tridimensionnelle assez rigide, qui ne se rompt que si on exerce une force assez grande.

**Remarque :**

Certains de ces produits peuvent être modélisés par une loi du type :

$$\tau = k E + \tau_c \dots \dots \dots (V.13)$$

Dite loi de Bingham. Leur rhéogramme est alors linéaire.

**V.6.5. Thixotropie**

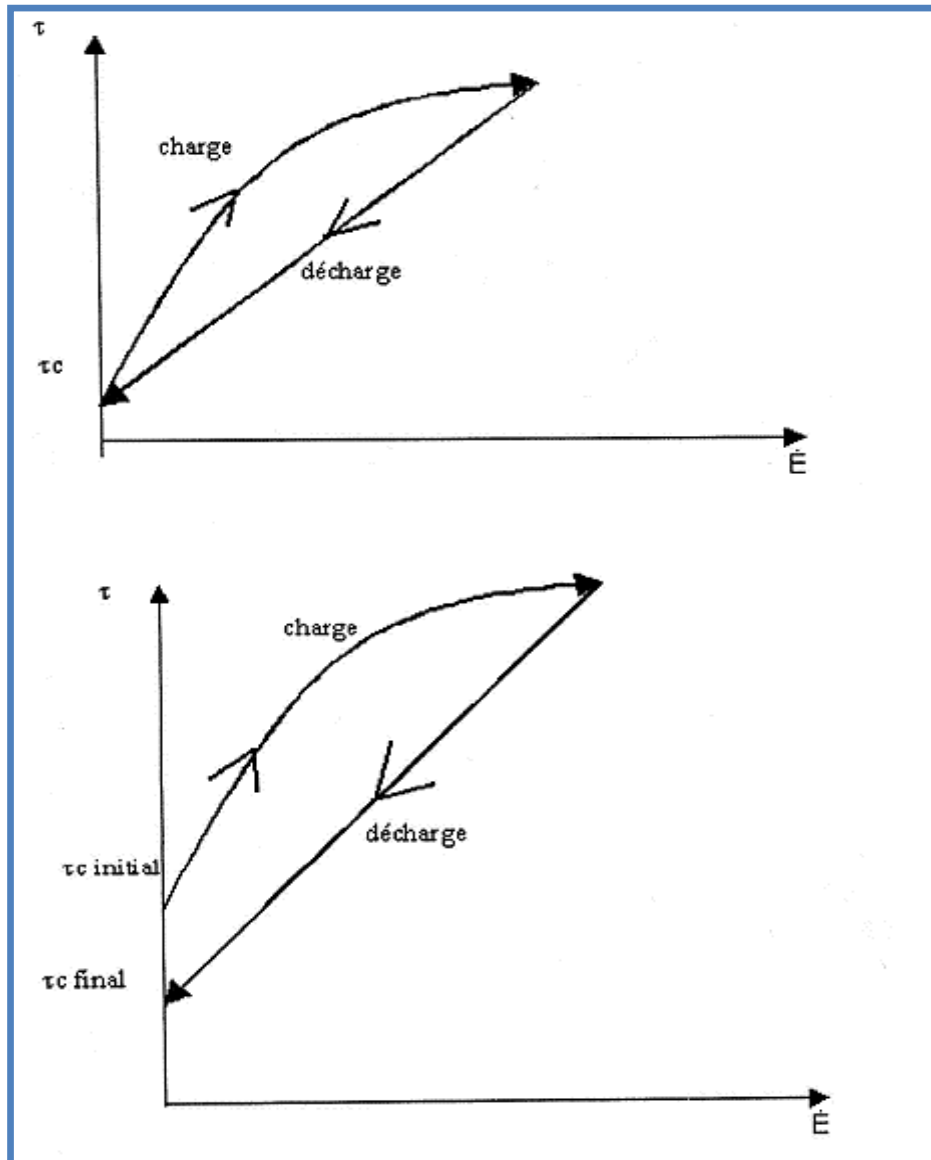
Souvent, le comportement des fluides non newtoniens dépend du temps car les modifications de structures microscopiques ne sont pas instantanées. (Voir figure V.2)

Un fluide est thixotrope si, sa viscosité, à vitesse de cisaillement constante, diminue au cours du temps à condition que ce phénomène soit réversible.

Le comportement thixotrope concerne les corps fluidifiants et les corps plastiques (plus rarement les épaississants).

Pour les corps plastiques, on peut avoir au cours de la modification de structure, un changement de contrainte seuil ou pas.

On a ainsi des manifestations diverses de ces phénomènes dans les tracés de rhéogrammes.



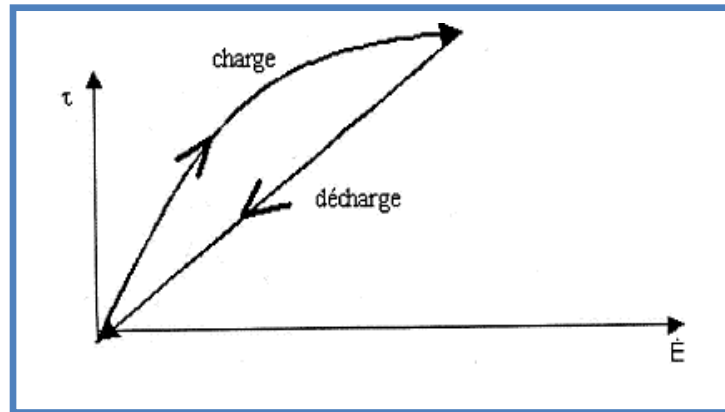
**Figure V.2 : Le comportement thixotrope**

**Exemple**

**V.6.5. 1. Le phénomène d'hystérésis**

On trace un rhéogramme  $\tau = f(\dot{E})$  en faisant croître puis décroître régulièrement  $\dot{E}$ , afin de revenir à la valeur initiale. On réalise ce qu'on appelle une "charge" puis une "décharge".

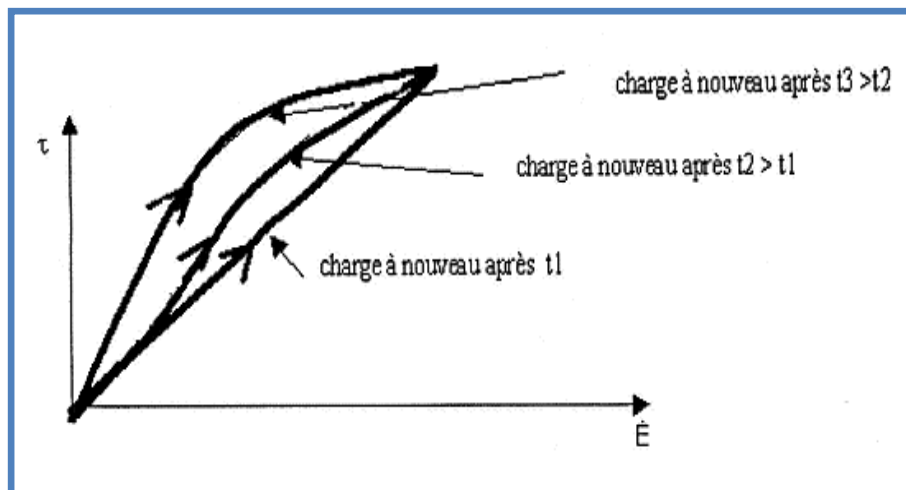
Si on applique des valeurs de vitesse de cisaillement assez fortes pendant assez longtemps, on obtient le diagramme suivant : la structure a été modifiée durablement lors de la charge et le comportement du produit est affecté (rhéogramme de décharge différent, liquide globalement moins visqueux) (voir figure V.3)



**Figure V. 3 : Le phénomène d'hystérésis**

Pour certains corps, si après ce cycle de charge et décharge, on les laisse au repos pendant un temps assez long, la structure se réorganise et si on recommence une charge, on obtient le premier rhéogramme à nouveau.

Ainsi, sur les expériences suivantes, on voit que si le temps de repos est supérieur ou égal à  $t_3$  on a retrouvé le comportement rhéologique du produit avant toute charge. (Voir figure V.4)



**Figure V. 4 : Le phénomène d'hystérésis après cycle de charge et décharge**

On dit alors que le fluide est thixotrope.

#### **V.6.5. 2. Cas des solutions ou dispersions :**

Lorsqu'on introduit un soluté dans un solvant, les interactions moléculaires augmentent et la viscosité également.

Afin de différencier les influences du soluté (ou de la phase dispersée) et du solvant, on définit quelques termes :

- **la viscosité relative :**

$$\mu_R = \mu / \mu_{\text{solvant}} \dots \dots \dots (V.14)$$

C'est le rapport des viscosités dynamiques de la solution et du solvant.

- **la viscosité spécifique :**

$$\mu_{sp} = (\mu - \mu_{\text{solvant}}) / \mu_{\text{solvant}} = \mu_R - 1 \dots \dots \dots (V.15)$$

C'est l'augmentation relative de la viscosité à cause du soluté, elle dépend de la concentration du soluté.

- **la viscosité réduite :**

$$\mu_{Red} = \mu_{sp} / C \dots \dots \dots (V.16)$$

Où C est la concentration en soluté

Unité usuelle : C en g/cm<sup>3</sup> donc  $\mu_{Red}$  en g<sup>-1</sup>.cm<sup>3</sup>.

- **la viscosité intrinsèque**

C'est une caractéristique de nature de la solution

**\*\* Intérêt :**

- pour les suspensions et les émulsions, la viscosité intrinsèque peut nous renseigner sur la forme des particules. Par exemple, pour des particules sphériques, on trouve  $[\mu_{Red}] = 2.5 / \rho$  ( $\rho$  masse volumique), la relation est autre pour une suspension de particules ellipsoïdales ou en bâtonnets.
- pour les solutions de macromolécules, la viscosité intrinsèque permet de déterminer la masse molaire moyenne selon la loi de Mark Houwink :

## V.7. Méthodes et instruments de mesure

### V.7. 1. Viscosimètres à capillaire pour liquides newtoniens

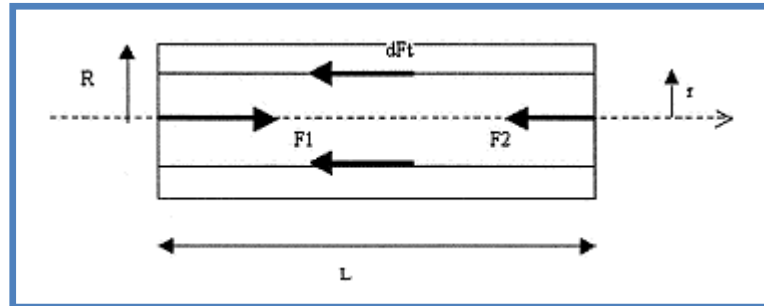
#### V.7. 1. 1. Loi d'écoulement de Poiseuille

Soit un capillaire de rayon R, de longueur L. Le liquide peut s'écouler grâce à une pression motrice  $P_1 - P_2 = \Delta P$ .



On supposera que le régime d'écoulement est laminaire (vrai si l'écoulement est suffisamment lent, nombre de Reynolds < 2000)

Dès qu'il se met en mouvement, des forces de frottement apparaissent et augmente jusqu'à ce qu'on atteigne le régime permanent pour lequel les forces de frottement compensent exactement les forces de pression, la vitesse d'écoulement est alors constante. (voir figure V.5)



**Figure V.5 Loi d'écoulement de Poiseuille**

La portion cylindrique de liquide de rayon r est soumise aux forces :

- de pression :

$$F_1 = P_1 \cdot S = P_1 \pi r^2 \text{ et } F_2 = P_2 \pi r^2 \dots \dots \dots (V.17)$$

- de frottement visqueux :

$$F_t = \sum dF_t = \tau \cdot S' = \tau 2\pi r L \dots \dots \dots (V.18)$$

En régime permanent :

$$F_1 = F_2 + F_t \dots \dots \dots (V.19)$$

$$\Delta P \cdot \pi \cdot r^2 = \tau \cdot 2\pi \cdot L \dots \dots \dots (V.20)$$

$$\text{or } \tau = \mu \cdot E \text{ et } E = -dv/dr \dots \dots \dots (V.21)$$

ici (v augmente si r diminue)

$$dv/dr = - \Delta P r / 2L\mu \dots \dots \dots (V.22)$$

**V.7. 1.1.1. Calcul du débit du capillaire :**

La vitesse du fluide est la même à une distance r du centre du capillaire.

Considérons un volume de fluide infinitésimal distant de r du centre d'épaisseur dr de forme cylindrique :

$$dV = 2\pi r L dr \dots\dots\dots(V.23)$$

Il s'écoule du capillaire en un instant t, tel que

$$v = L/t \text{ donc } dV = 2\pi r v t dr \dots\dots\dots(V.24)$$

Le débit volumique total du capillaire est la somme de tous ces volumes élémentaires divisée par t ; c'est la loi d'écoulement de Poiseuille :

$$Dv = \Delta P \pi R^4 / (8 L \mu) \dots\dots\dots (V.25)$$

Si la pression motrice est la pesanteur (capillaire vertical et ouvert à l'atmosphère en haut et en bas) alors :  $\Delta P = \rho g L$  et la loi s'écrit :

$$Dv = \pi R^4 \rho g / (8 \mu) \dots\dots\dots (V.25)$$

### V.7.1.2. Viscosimètres de type Ostwald, Ubbelohde

Pour les liquides newtoniens de faible viscosité, on mesure le temps d'écoulement d'un volume déterminé de fluide.

$$Dv = V / t = \pi R^4 \rho g / (8 \mu) \dots\dots\dots (V.26)$$

et comme  $v = \mu / \rho$ , la viscosité cinématique

- $v = K t$  où  $K = \pi R^4 g / (8 V) \dots\dots\dots(V.27)$

C'est une constante déterminée.

C'est donc la viscosité cinématique que l'on mesure à condition toutefois que le régime d'écoulement soit laminaire, c'est à dire lent.

### V.7.1.3. Viscosimètres à chute de bille pour liquides newtoniens :

#### V.7.1.3.1. Principe :

On lâche une bille (masse volumique  $\rho_s$ , rayon R) dans un liquide visqueux (viscosité  $\mu$ , masse volumique  $\rho$ ): elle chute sous l'effet combiné :

- de la force de pesanteur :  $\rho_s V g = \rho_s (4/3 \pi R^3) g \dots\dots\dots(V.28)$

- de la Poussée d'Archimède :  $\rho V g = \rho (4/3 \pi R^3) g \dots\dots\dots(V.29)$

- de la force de frottement :  $6\pi R \mu v$  (loi de Stokes)  $\dots\dots\dots(V.30)$

La force de frottement apparaît lorsqu'il y a mouvement et augmente jusqu'à ce qu'on atteigne une vitesse limite  $v_{lim}$  pour laquelle la force de frottement et la Poussée d'Archimède compensent exactement la force de pesanteur :

- $\vec{\Sigma F} = 0 \dots\dots\dots(V.31)$

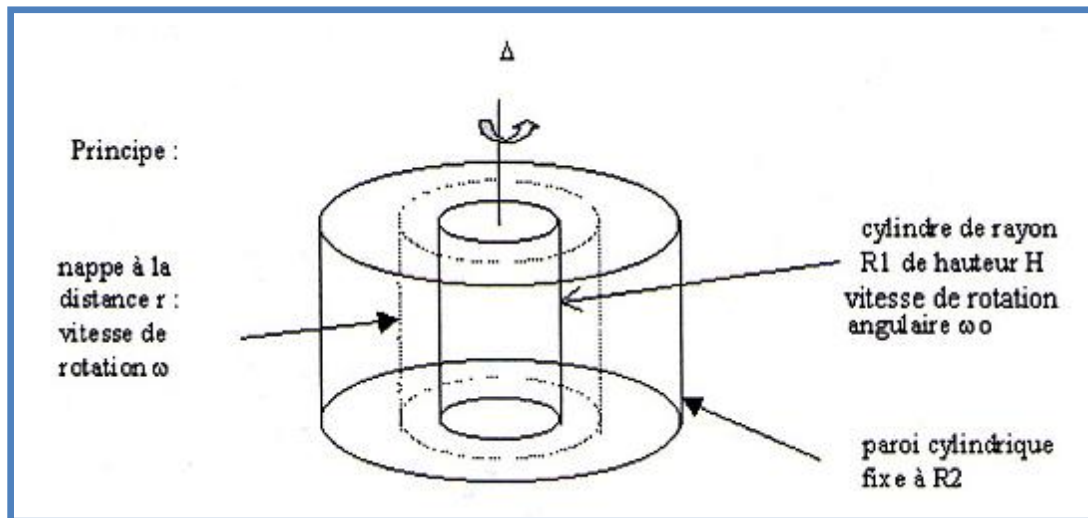
$$\bullet (\rho_s - \rho) \left( \frac{4}{3} \pi R^3 \right) g = 6\pi R \mu v_{lim} \dots\dots\dots(V.32)$$

$$\bullet \mu = \frac{2}{9} \frac{g}{v_{lim}} R^2 (\rho_s - \rho) \dots\dots\dots(V.33)$$

On mesure donc  $v_{lim}$  et  $\rho$  pour déterminer la viscosité dynamique.

### V.7. 2. Rhéomètres

#### V.7. 2.1. Rhéomètres à cylindres rotatifs



**Figure V.6 Rhéomètres à cylindres rotatifs**

Un rhéomètre permet d'accéder à la connaissance de la contrainte de cisaillement et à la vitesse de déformation au sein d'un échantillon ceci grâce à d'autres grandeurs directement mesurables.(voir figure V.6)

- la contrainte de cisaillement  $\tau$  est calculée à partir du moment du couple appliqué pour avoir rotation

Le moment des forces de frottement  $F_t$  qui s'exercent à la surface du mobile en rotation est :

$$\frac{MF_t}{A} = F_t \cdot R_1 = \tau 2\pi R_1 H = M_{résistant} \dots\dots\dots(V.34)$$

Pour continuer à faire tourner le mobile à vitesse constante, il faut que le moteur exerce un moment qui le compense :  $M_{résistant} = M_{moteur} = M$

Donc

$$\tau = M / (2\pi R_1 H) \dots\dots\dots (V.35)$$

- la vitesse de déformation  $E$  est calculée à partir de la vitesse de rotation du mobile

- $\tau = r \, d\omega / dr$

Pour les rhéomètre qui ont un entrefer petit  $R1 \approx R2$  , on peut considérer que

$$\begin{aligned}
 E &= r \left| \frac{d\omega}{dr} \right| \approx R1 \Delta \omega / \Delta r \\
 &\approx R1 (\omega_o - 0) / (R2 - R1) \\
 &= R1 \omega_o / (R2 - R1) \dots\dots\dots(V.36)
 \end{aligned}$$

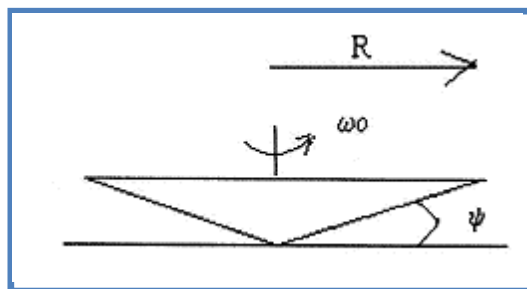
On a donc  $\tau$  proportionnel au moment M et E proportionnel à la vitesse de rotation.

**Remarque :**

Si l'entrefer entre le cylindre et le contenant n'est pas petit, ces relations simples ne sont plus vérifiées et la détermination de E est beaucoup plus délicate.

**V.7. 2.2. Rhéomètres rotatifs cône/plateau :**

**V.7. 2.2. Principe :** Un cône d'angle  $\Psi$  très faible ( $< 5^\circ$ ) est en rotation dans une petite quantité de fluide contenu dans une coupelle (appelée plateau). Leur écartement est très faible. (Voir figure V.7)



**Figure V.7 : Rhéomètres rotatifs cône/plateau**

Ce dispositif permet d'avoir :

$$\tau = 3 M / (2\pi R^3) \dots\dots\dots(V.37)$$

$$E = \omega_o / \Psi \dots\dots\dots(V.38)$$

**Conclusion**

Les procédés de préparation de produits (solutions, pâtes, etc...) ou de formage de pièces (en métallurgie, en plasturgie, etc ...) nécessitent inmanquablement l'écoulement de la matière ; il est donc nécessaire de connaître le comportement de cette matière pour déterminer les forces à mettre en jeu. Actuellement la voie expérimentale reste la seule où la rhéologie se développe.

## **CHAPITRE VI. Résultats expérimentaux et interprétations**

### **Introduction :**

Les fluides de forage ont un comportement complexe et souvent variable suivant leurs formulations et les conditions dans lesquelles ils sont utilisés.

On se propose de caractériser et de quantifier les effets des interactions entre les particules sur les propriétés à l'échelle microscopique des boues de forage.

Leur contrôle et leur maîtrise permettent de prévoir leur comportement à toutes les phases du forage et de recommander différentes formulations (nettoyage du trou, remontée des déblais ...).

Les lois de comportement rhéologique des boues sont difficiles à définir sur le plan théorique, l'expérience reste actuellement la seule voie permettant de les maîtriser.

C'est dans cet objectif que nous allons déterminer expérimentalement les caractéristiques physiques et surtout rhéologiques sur différents échantillons de boues à base d'huile et à base d'eau (au sein du laboratoire de la compagnie Algéro\_ américaine MI Algérie SPA spécialisée dans le domaine des boues de forage situé à Hassi- Messaoud).

### **VI.1. Intérêt du travail effectué au laboratoire**

Lors d'une formulation d'un fluide de forage l'utilisation des polymères et leur efficacité sont directement liées à la connaissance de la relation existant entre leur structure chimique (macrostructure et microstructure) et leurs propriétés en solution.

L'étude au laboratoire a été entreprise pour évaluer l'influence exercée par les paramètres structuraux couramment utilisés pour la formulation des fluides de forage à base d'eau et à base d'huile sur les performances en tant que réducteurs de filtrat ou viscosifiant.

Ce rapport fait la synthèse des divers types de polymères hydrosolubles qui ont un intérêt pratique et définit les paramètres structuraux et fonctionnels gouvernant leur comportement rhéologique et leur efficacité en fonction d'un certain nombre de paramètres extérieurs (PH, salinité, température).

## **VI.2. Travail effectué au laboratoire**

### **VI.2.1. Produits et appareillages**

#### **VI.2.1.a. Produits:**

- Bentonite brute ;
- Barite ( $\text{BaSO}_4$  alourdissant)
- Le VG 69 (viscosifiant MI)
- Additif viscosifiant MI
- Chlorure de sodium ( $\text{NaCl}$ );
- Eau de robinet
- Eau distillée ;
- Gasoil
- Chlorure de calcium ( $\text{CaCl}_2$ )
- La chaux éteinte ( $\text{Ca(OH)}_2$ )
- Versamul, Versacoat (émulsifiants anioniques)
- Versatrol, Flotrol, Hibtrol, Poly Puc UI (réducteurs de filtrat)
- Hydroxyde de sodium ( $\text{NaOH}$ );
- Indicateur coloré – EDTA-;
- Carbonate de sodium ( $\text{Na}_2 \text{CO}_3$ )
- Hexametaphosphate de sodium (dispersant).

#### **VI.2.1.a. Appareillages:**

- Verrerie usuelle;
- Agitateurs mécaniques "Hamilton Beach" et magnétiques;
- Tiges d'agitation métalliques et en verre;
- Pipette "Robinson kohn";
- Etuve rotative;
- Filtre presse API;
- Filtre HPHT;
- Rhéomètre Fann 35SA + thermocup ;
- Distillateur;
- Testeur d'émulsion
- Cellule haute température;
- Densimètre boue;
- Balance numérique.

Ce sont des appareils standards propres au domaine des fluides de forage selon les normes API.

### VI.3. Protocole des tests de rhéologie

#### VI.3. Mesures avec le rhéomètre Fann 35SA

##### VI.3.1. Description de l'appareil

C'est un appareil de type rotatif à deux cylindres coaxiaux, entraîné par un moteur électrique. La boue se trouve dans l'espace annulaire entre les deux cylindres. Le cylindre extérieur (rotor) tourne à une vitesse constante. La rotation produite par un couple de torsion dans la boue qui se transmet sur le cylindre intérieur (Bob). Un ressort de rappel (spring) arrête le mouvement de ce cylindre. La tension sur le ressort est transmise à une aiguille liée à un cadran de lecture étalonné.

Ce genre d'instruments est fourni sur une large variété de modèle, essentiellement selon la gamme de vitesses de rotation réalisées.

L'appareil utilisé est le Fann 35SA de Fann instruments; il présente les caractéristiques suivantes:

- Moteur Synchrone (115V, 50Hz) à deux vitesses (high, low);
- Gamme de vitesses de rotation N: 3, 6, 100, 200, 300 et 600 trs/min qui ( $\gamma$  respectivement : 5.1, 10.2, 170, 340, 510, 1020  $s^{-1}$ ). Elles sont variées par le biais de l'interrupteur et du bouton moleté de changement de vitesse au dessus de l'appareil.
- Gamme de viscosité : 1-30.000 cP
- Température maximale 200°F
- Cylindre extérieur (rotor) :
  - Diamètre intérieur 36.83 mm
  - Longueur 87 mm
  - Trait (repère) d'immersion 58.4 mm à partir du bas du cylindre
- Cylindre intérieur (Bob):
  - diamètre 34.49 mm
  - longueur 38 mm
- Constante de torsion du ressort (spring) : 386 dyne.cm / degré

Lors de tests, la boue est mise dans un récipient thermostaté (Thermocup), muni d'un thermomètre (en °F).

##### VI.3.2. Protocole des mesures

Dans notre travail on a utilisé deux boues à base d'eau ; l'une à base d'eau et avec différentes formulations, l'autre à base d'huile et avec différentes formulations en faisant comme suit

- Varier de la nature du viscosifiant pour les deux boues
- Varier les réducteurs de filtrat en qualité et en quantité
- Vérifier de pH pour les boues à base d'eau
- Vérifier de l'électro-stabilité pour les boues à base d'huile
- Calculer du Sag facteur (vérification du taux de décantation)
- Calculer le pourcentage d'occupation [(eau/huile/solide) et (eau/huile)]

Après identification des propriétés de chaque formulation des essais spécifiques de comportement nous ont permis de tracer les rhéogrammes et on a identifié la loi de comportement approprié à chaque formulation, le modèle rhéologique ainsi que les caractéristiques rhéologiques propres à chacun.

Selon les normes API, la boue est assimilée à un fluide thixotrope obéissant au modèle de Bingham. Son comportement rhéologique est essentiellement caractérisé par la viscosité plastique (PV), la contrainte seuil (Yield Point), ainsi que la résistance du gel et son évolution dans le temps.

Les tests se font comme suit :

On met la boue récemment agitée dans le thermocup, et on immerge les cylindres coaxiaux exactement jusqu'à la ligne de repère du rotor. On agite doucement jusqu'à atteindre la température désirée. On fait tourner le moteur à 600 trs/min, on attend que l'aiguille se stabilise et on prend la lecture à 600 trs/min. en suite la même démarche d'une manière descendante pour les autres vitesses 300, 200, 100, 6, 3 trs/min.

Les constantes de l'appareil sont prévues de telle façon que les lectures sur cadran correspondent aux contraintes de cisaillement exprimées en livre/100 pieds carrés (lbs/100 ft<sup>2</sup>) et que la viscosité plastique (PV) en (cP) et la Yield Point (YP) en (lbs/100 ft<sup>2</sup>) soient déterminées directement à partir des lectures à 600 trs/min et 300 trs/min.

Ainsi, selon ces normes on a :

- PV (cP) = lecture à (600 trs/min) - lecture à (300 trs/min).....(II.5)
- YP (lbs/100 ft<sup>2</sup>) = lecture à (300 trs/min).- PV (cP).....(II.6)

Par ces mêmes normes, le caractère thixotrope de la boue est évalué par la mesure de la force de gel après 10s et 10min au repos. (Gel0 et Gel10 respectivement). Pour les déterminer on agite la boue à 600 trs/min pendant 15s, on laisse reposer pendant 10s puis on fait tourner à 3trs/min. la déviation maximale relevée sur le cadran constitue le Gel0 en (lbs/100 ft<sup>2</sup>). On agite à nouveau, on laisse reposer pendant 10 min, et on refait tourner à 3trs/min. la déviation maximale relevée sur le cadran constitue le Gel10 en (lbs/100 ft<sup>2</sup>).

Les paramètres du modèle de Bingham (PV, YP) ainsi déterminés, ne constituent pas les caractéristiques réelles du fluide étudié. En fait ce sont des indices pratiques adoptés par les normes API, qui permettent d'avoir certaines informations sur le comportement rhéologique du fluide et surtout de juger de sa qualité, d'où leur grande importance, surtout sur chantier.

### ▪ Rappel de conversion :

- $\dot{\gamma}$  (s<sup>-1</sup>) = 1.7 N (trs/min).
- Pa = 2.0885 lbs/100 ft<sup>2</sup>.
- Pa.s = 10<sup>3</sup> cP.
- T (°C) = [T(°F) - 32]/ 1.8.



**VI.4. Exploitation des résultats****VI.4.1. Rhéologie de trois échantillons à base de l'eau après l'étuve rotative (AHR)**

Les tableaux (VI.1, VI.2) résument les valeurs mesurées:

**Tableau VI.1:** Rhéologie de l'échantillon N° 1 à base d'eau après passage à l'étuve rotative

paramètres rhéologiques	Unité	Lecture à 120 °F	Lecture à 150 °F
L600	Rpm	108	81
L300	Rpm	61	46
L200	Rpm	44	33
L100	Rpm	26	20
L6	Rpm	4	3
L3	Rpm	3	2
Gèle 10s	lbs/100 ft2	4	2
Gèle 10min	lbs/100 ft2	15	13
YP	lbs/100 ft2	14	11
PV	CP	47	35
AV	CP	54	40.5
Densité		1.90	/

Li (i vitesse en trs/min)

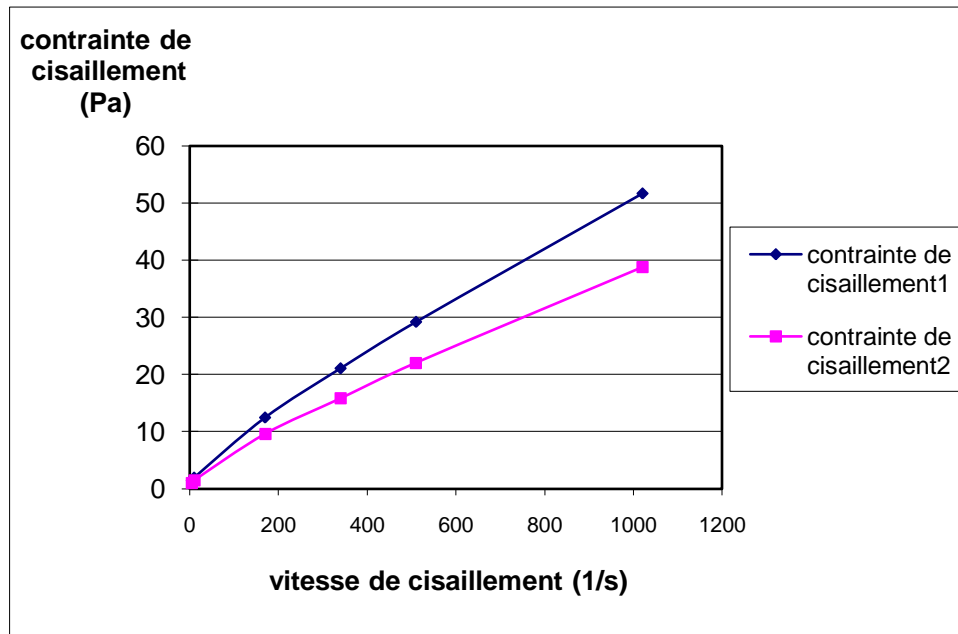
**Echantillons N 2 déshydraté**

**Tableau VI.2:** Rhéologie de l'échantillon N° 3 à base d'eau après passage à l'étuve rotative .

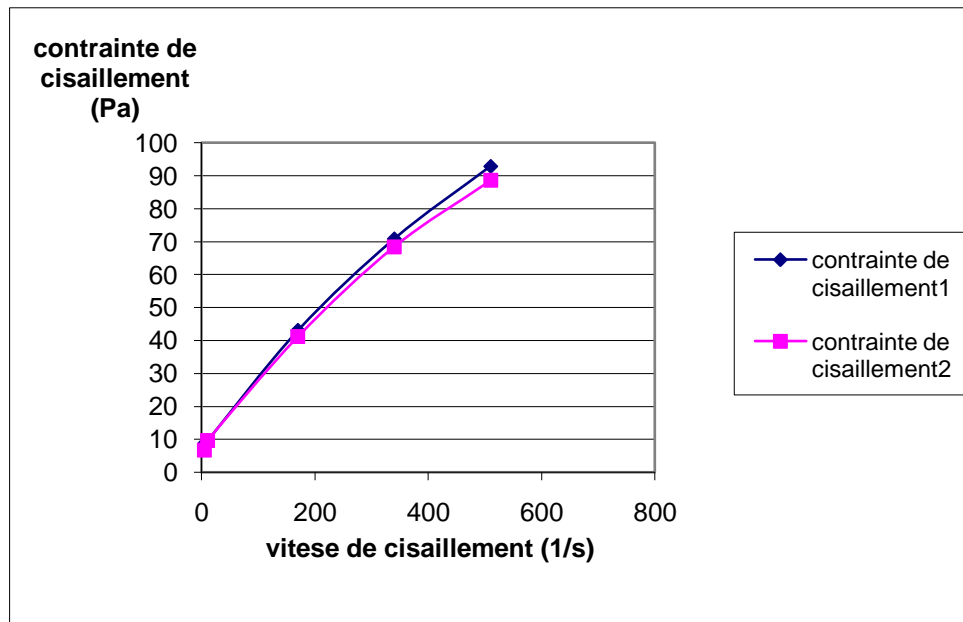
paramètres rhéologiques	Unité	Lecture à 120 °F	Lecture à 150 °F
L600	Rpm	OR	OR
L300	Rpm	194	185
L200	Rpm	148	143
L100	Rpm	90	86
L6	Rpm	20	20
L3	Rpm	18	14
Gèle 10s	lbs/100 ft2	13	3
Gèle 10min	lbs/100 ft2	23	18
YP	lbs/100 ft2	/	/
PV	CP	/	/
AV	CP	/	/
Densité		1.90	/

Li (i vitesse en trs/min).

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus sont représentés dans les graphes Fig.VI.1 et Fig.VI.2 respectivement (voir annexes)



**Fig.VI.1:** Courbes d'écoulement d'équilibre de l'échantillon N° 1 à base d'eau après passage à l'étuve rotative



**Fig.VI.2:** Courbes d'écoulement d'équilibre de l'échantillon N° 2 à base d'eau après passage à l'étuve rotative (AHR).

**Remarques :**

- Les propriétés rhéologiques de la troisième formulation sont beaucoup plus élevées que celles de la première formulation.
- Celles de la troisième formulation n'ont pas été déterminées à cause de  $L_{600}$  non mesurable.

### VI.4.1. Rhéologie avant et après traitement par l'addition de Gilsonite

#### VI.4.1. A. Traitement par addition de 5 PPb de Gilsonite

En faisant un traitement par addition de 5 PPb de Gilsonite de deux échantillons de boues, à base d'huile, déjà préparées (une boue, à base d'huile, relâchée et une boue, à base d'huile, conventionnelle)

#### VI.4.1. A. 1. Rhéologie avant traitement par l'addition de 5 PPb de Gilsonite

Les tableaux VI.3 et VI.4 et les figures Fig.VI.3 et Fig.VI.4 définissent la rhéologie de la boue conventionnelle / la boue relâchée avant et après traitement par l'addition de Gilsonite.

**Tableau VI.3:** Rhéologie avant traitement par l'addition 5 PPb de Gilsonite de la boue conventionnelle / de la boue relâchée à 150 °F

paramètres rhéologiques	Lecture conventionnelle	Lecture relâchée	Unités
L600	7	9	rpm
L300	4	5	rpm
L200	3	4	rpm
L100	2	3	rpm
L6	1	2	rpm
L3	1	1	rpm
Gèle 10s	1	2	lbs/100 ft <sup>2</sup>
Gèle 10min	1	3	lbs/100 ft <sup>2</sup>
YP	1	4	lbs/100 ft <sup>2</sup>
PV	3	4	CP
AV	3.5	4.5	CP
Densité	0.95	0.99	
E.S	315	434	V
Filtrat HTHP	10	18.8	ml

Li (i vitesse en trs/min)

D'autres essais physiques complètent les résultats

- L'essai de distillation sur les deux boues au distillateur (Retort) donne le pourcentage d'occupation Huile /Eau/ Solide et Huile/Eau

**La boue conventionnelle :** O/W/S =86/10/4 et O/W= 90/10

**La boue relâchée:** O/W/S =82/10/8 et O/W= 89/11

**VI.4.1. A.2. Rhéologie après traitement par l'addition de 5 PPb de Gilsonite**

**Tableau VI.4:** Rhéologie après traitement par l'addition de 5 PPb de Gilsonite de la boue conventionnelle / de la boue relâchée à 150 °F

paramètres rhéologiques	Lecture conventionnelle	Lecture relâchée	unités
L600	7	11	trs/min
L300	4	7	trs/min
L200	3	5	trs/min
L100	2	3	trs/min
L6	1	2	trs/min
L3	1	1	trs/min
Gèle 10s	1	2	lbs/100 ft2
Gèle 10min	2	3	lbs/100 ft2
YP	1	3	lbs/100 ft2
PV	3	4	CP
AV	3.5	5.5	CP
Densité	0.99	1	
E.S	878	640	V
Filtrat HTHP	6.4	4.8	ml

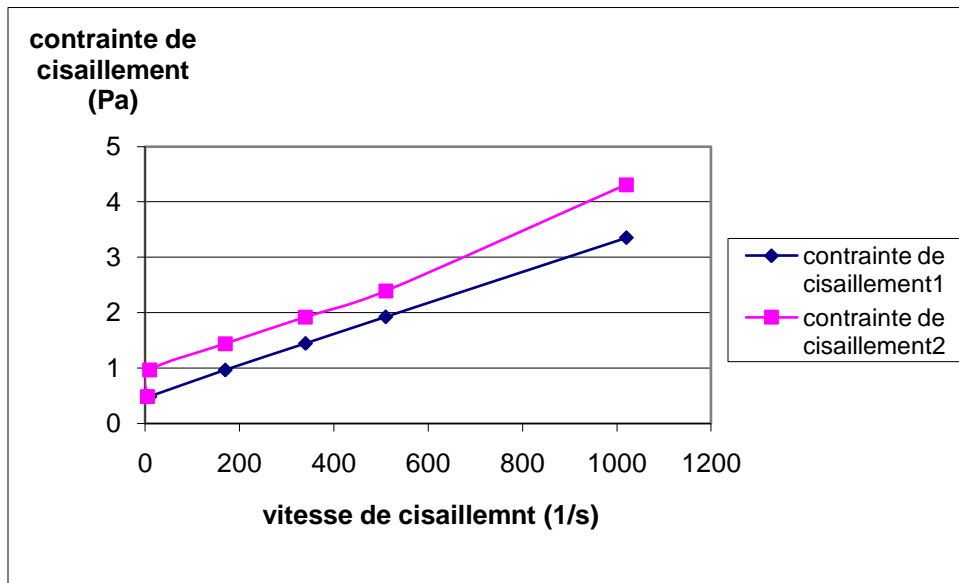
Li (i vitesse en trs/min)

L'essai de distillation au distillateur (Retort) complète les résultats affichés ci dessus et donne le pourcentage d'occupation Huile /Eau/ Solide et Huile/Eau

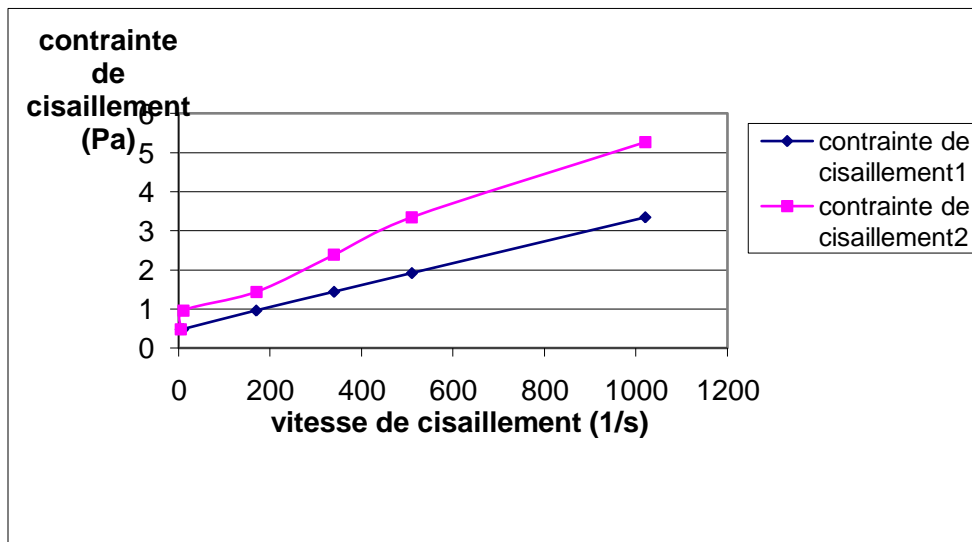
**La boue conventionnelle :** O/W/S =84/8/8 et O/W= 91/9

**La boue relâchée :** O/W/S =84/10/6 et O/W= 89/11

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus (voir annexes) on obtient les graphes suivants



**Fig.VI.3:** Courbes d'écoulement d'équilibre avant traitement par l'addition de 05 PPb de Gilsonite



**Fig.VI.4:** Courbes d'écoulement d'équilibre après traitement par l'addition de 05 PPb de Gilsonite

**Remarques :**

- Réduction de filtrat après traitement par le Gilsonite;
- Amélioration de la Stabilité- Electrique des deux formulations après l'addition 5 PPb de Gilsonite;
- Absence de l'eau dans le filtrat des deux échantillons ce qui confirme l'existence de l'émulsifiant

**VI.4.B / Boues à base d'eau à différents réducteurs de filtrat****a. Préparation**

Le tableau (Tableau VI.5.) donne la composition de chaque formulation des Boues à base d'eau à différents réducteurs de filtrat.

**Tableau VI.5.** Préparation des 03 formulations pour un volume de 500 cc chacune

Composition	Unités	formulation 01 500 cc	formulation 02 500 cc	formulation 03 500cc
Eau	ml	467	467	467
Soda Ash	gr	1.43	1.43	1.43
KCl 3%	gr	15	15	15
FLOVIS	gr	1	1	1
FLOTROL	gr	10.5	0	0
HIBTROL	gr	0	10.5	0
POLY PUC UL	gr	0	0	10.5
SAFE CORE	gr	2.85	2.85	2.85
SAFE CARBE (20)	gr	42.5	42.5	42.5

**b. Essais**

Les tableaux VI.6 et VI.7 et les figures Fig.VI-5 et Fig.VI-6 définissent la rhéologie des trois formulations avant et après passage à l'étuve rotative.

**Tableau VI.6** : Rhéologie des 03 formulations avant passage à l'étuve rotative à 120 °F

<b>paramètres rhéologiques</b>	<b>Lecture F1</b>	<b>Lecture F2</b>	<b>Lecture F3</b>	<b>Unite</b>
<b>L600</b>	<b>28</b>	<b>83</b>	<b>81</b>	trs/min
<b>L300</b>	<b>20</b>	<b>56</b>	<b>54</b>	trs/min
<b>L200</b>	<b>17</b>	<b>44</b>	<b>43</b>	trs/min
<b>L100</b>	<b>13</b>	<b>30</b>	<b>28</b>	trs/min
<b>L6</b>	<b>05</b>	<b>07</b>	<b>06</b>	trs/min
<b>L3</b>	<b>04</b>	<b>05</b>	<b>04</b>	trs/min
<b>Gele 10s</b>	<b>04</b>	<b>06</b>	<b>05</b>	lbs/100 ft2
<b>Gele 10min</b>	<b>05</b>	<b>06</b>	<b>06</b>	lbs/100 ft2
<b>YP</b>	<b>12</b>	<b>29</b>	<b>27</b>	lbs/100ft2
<b>PV</b>	<b>08</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	CP
<b>AV</b>	<b>14</b>	<b>41.5</b>	<b>40.5</b>	CP
<b>Densité</b>	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>	
<b>pH à 25°C</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>/</b>

Li (i vitesse en trs/min)

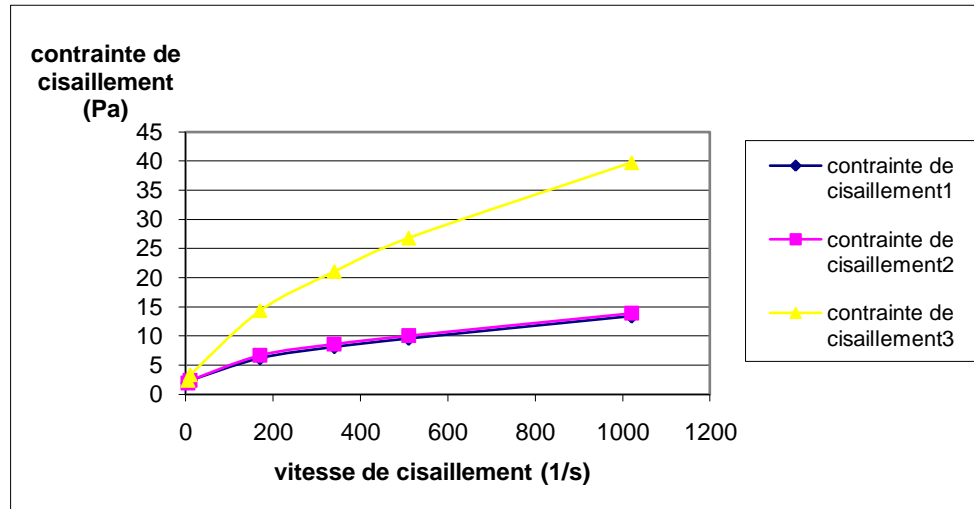


**Tableau VI.7** : Rhéologie des 03 formulations après passage à l'étuve rotative à 120°F

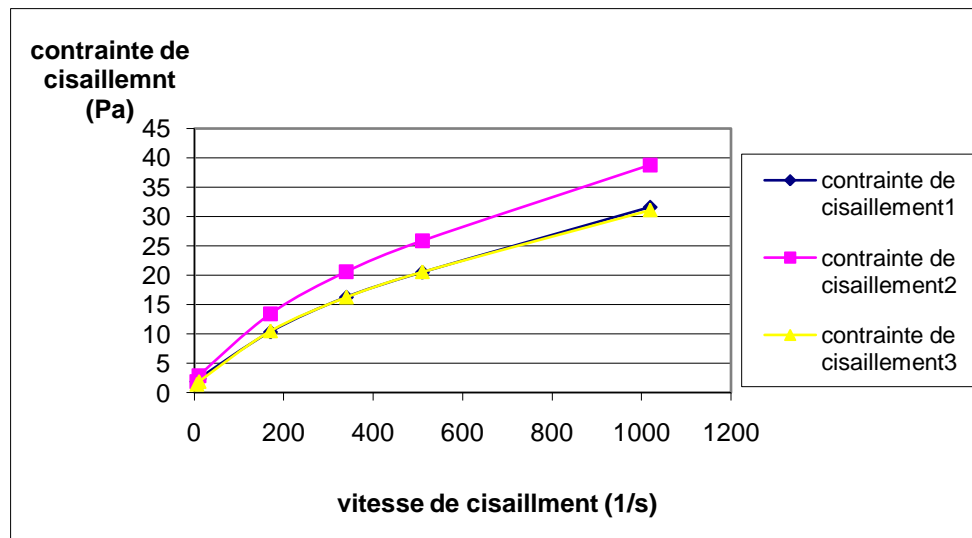
paramètres rhéologiques	Lecture F1	Lecture F2	Lecture F3	unité
L600	29	66	65	trs/min
L300	21	43	43	trs/min
L200	18	34	34	trs/min
L100	14	22	22	trs/min
L6	05	05	04	trs/min
L3	04	04	03	trs/min
Gèle 10s	03	04	03	lbs/100 ft2
Gèle 10min	05	04	03	lbs/100 ft2
YP	12	20	21	lbs/100ft2
PV	03	23	22	CP
AV	14.5	33	32.5	CP
Densité	1.08	1.08	1.08	
pH à 25°C	09	10	9.79	/
Filter API	4.2	5.5	6.8	cc

Li (i vitesse en trs/min)

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-5:** courbes d'écoulement d'équilibre des 03 formulations avant passage à l'étuve rotative à 120°F



**Fig.VI-6:** courbes d'écoulement d'équilibre des 03 formulations après passage à l'étuve rotative à 120°F

### Remarques & étude de comparaison :

- Chaque formulation est préparée avec un réducteur de filtrat différent
- Le premier réducteur de filtrat (FLOTROL) conserve les propriétés rhéologiques ainsi qu'il réduit mieux le filtrat mais on remarque une diminution de pH après le HR (vieillessement).

- Le deuxième réducteur de filtrat (HIBTROL) provoque une dégradation des propriétés rhéologiques ; le filtrat est peu élevé comparativement au cas du premier réducteur de filtrat mais il préserve la même valeur de pH.
- On remarque pour le 3<sup>ème</sup> réducteur de filtrat (POLY PUC UL) une valeur de filtrat plus élevée que pour les deux premiers cas avec une dégradation des propriétés rhéologiques et une réduction de la valeur de pH après le dépôt dans l'étuve rotatif.

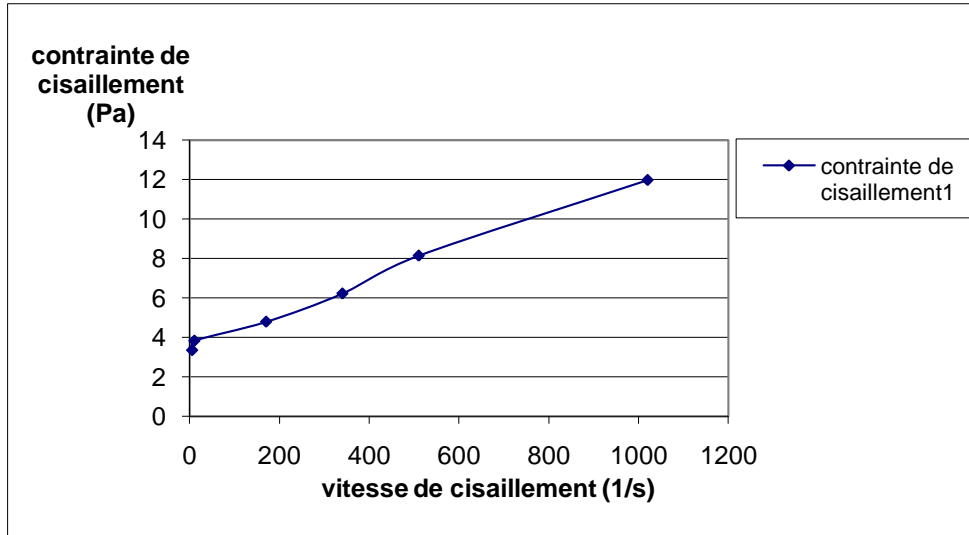
**Tableau VI.8 : Echantillon de chantier à tester**

paramètres rhéologiques	unités	Lecture 150°F
L600	Trs/min	25
L300	Trs/min	17
L200	Trs/min	13
L100	Trs/min	10
L6	Trs/min	8
L3	Trs/min	7
Gèle 10s	lbs/100 ft2	14
Gèle 10min	lbs/100 ft2	17
YP	lbs/100 ft2	9
PV	CP	8
AV	CP	12.5
HTHP à 200 °F	ml	5.6

Li (i vitesse en trs/min)

HTHP: hautes températures / hautes pressions

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-7:** Courbes d'écoulement d'équilibre d'un échantillon de chantier

### VI.5. Formulation et rhéologie des 3 boues à base d'huile

Préparation trois (03) formulations d'une boue à base d'huile (VERSADRILL système), VERSATROL, VERSATROL M et GILSONITE et en faisant la rhéologie à 150°F et on les place dans l'étuve rotative.

Les boues sont ensuite traitées avec l'addition 5 PPb de la chaux aux trois échantillons de boues à base d'huile.

Le tableau suivant (Tableau VI.9) donne la composition de chaque formulation:

**Tableau VI.9** : Formulations des 3 boues à base d'huile

composition 04/02	Unite	formulation 1	formulation 2	formulation 3
<b>HUILE</b>	<b>MI</b>	<b>226,94</b>	<b>226,94</b>	<b>226,94</b>
<b>BENTONE 38</b>	<b>Gr</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>CHAUX</b>	<b>Gr</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>VERSWET</b>	<b>Gr</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>NaCl + EAU</b>	<b>MI</b>	<b>13,9</b>	<b>13,9</b>	<b>13,9</b>
<b>VERSATROL</b>	<b>Gr</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>VERSATROL M</b>	<b>Gr</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>
<b>GILSONITE</b>	<b>Gr</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>
<b>SAFE CARBE (20/40)</b>	<b>Gr</b>	<b>171,6</b>	<b>171,6</b>	<b>171,6</b>

**O/W : 95/5**

**Remarque** : chaque formulation est préparée avec un réducteur de filtrat différent

Les tableaux VI.10, VI.11, VI.12, VI.13 et VI.14 et les figures Fig.VI-8, Fig.VI-9, Fig.VI-10, Fig.VI-11 et Fig.VI-12, définissent la rhéologie des trois formulations avant et après vieillissement des trois formulations.

**Tableau VI.10** : Rhéologie des trois formulations avant vieillissement (passage à l'étuve rotative) à 150 °F:

paramètres rhéologiques	Lecture F1	Lecture F2	Lecture F3	unité
L600	43	45	44	trs/min
L300	28	30	28	trs/min
L200	22	24	22	trs/min
L100	17	17	16	trs/min
L6	08	08	08	trs/min
L3	07	07	07	trs/min
Gèle 10s	11	12	9	lbs/100 ft2
Gèle 10min	15	15	14	lbs/100 ft2
YP	13	15	16	lbs/100 ft2
PV	15	22.5	22	CP
AV	21.5	15	12	CP
Densité	1.33	1.33	1.33	
E,S	1645	1440	1432	V

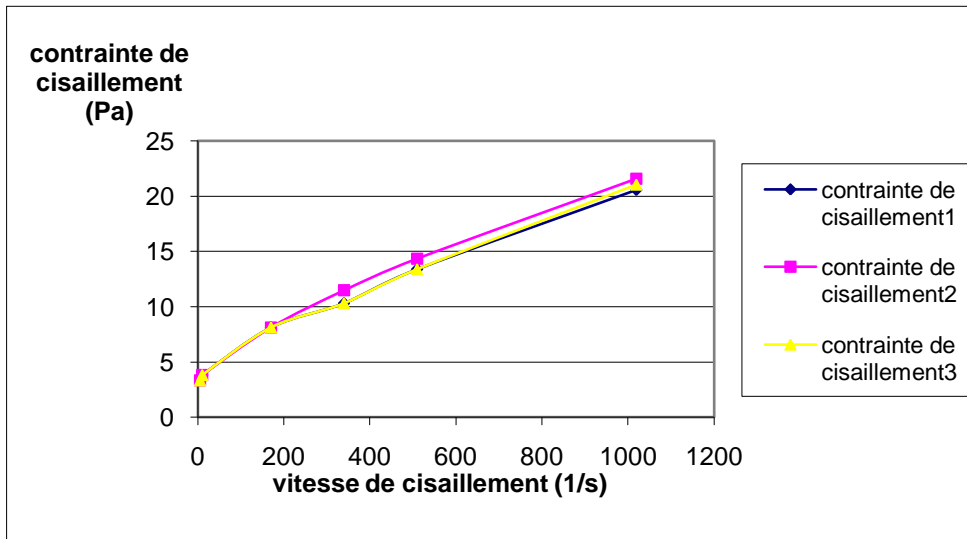
Li (i vitesse en trs/min)

**Tableau VI.11** : Rhéologie des trois formulations après passage à l'étuve rotative (370 °F) à 150 °F et avant d'ajouter 5 PPb de la chaux

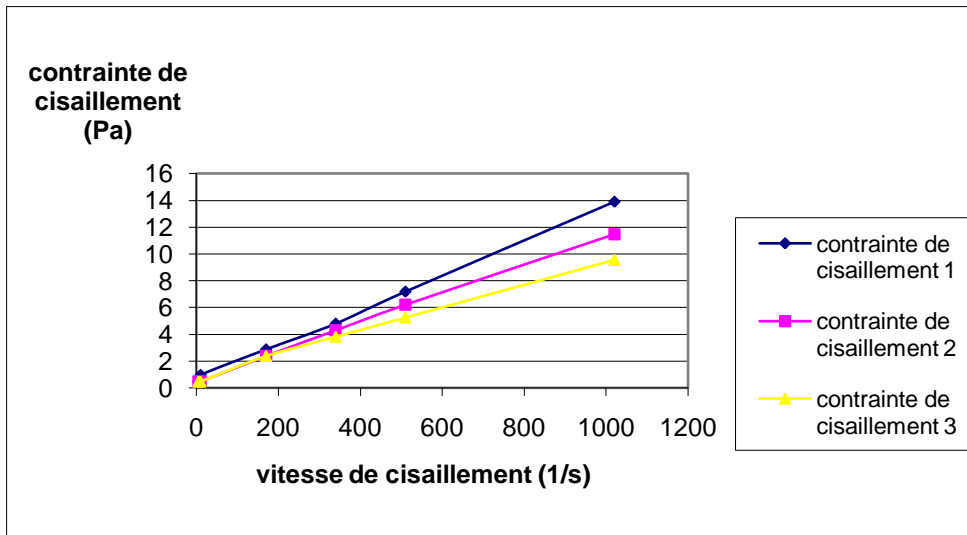
paramètres rhéologiques	Lecture F1	Lecture F2	Lecture F3	unité
L600	22	21	17	trs/min
L300	12	11	9	trs/min
L200	8	8	6	trs/min
L100	5	4	4	trs/min
L6	2	2	1	trs/min
L3	1	1	1	trs/min
Gèle 10s	1	1	1	lbs/100 ft2
Gèle 10min	2	1	1	lbs/100 ft2
YP	2	10	8	lbs/100ft2
PV	10	10.5	8.5	CP
AV	11	1	1	CP
Densité	1.33	1.33	1	

Li (i vitesse en tpm)

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-8:** Courbes d'écoulement d'équilibre des trois formulations avant passage à l'étuve rotative à 150 °F



**Fig.VI-9:** Courbes d'écoulement d'équilibre des trois formulations après passage à l'étuve rotative à 150 °F et avant d'ajouter 5 PPb de la chaux



**Tableau VI.12** : Rhéologie de la 1<sup>ière</sup> formulation après passage à l'étuve rotative (370 °F) à différentes températures et après l'ajout de 5 PPb de chaux

paramètres rhéologiques	Unite	Lecture à 120 °F	Lecture à 150 °F	Lecture à 180 °F
L600	Rpm	29	24	20
L300	Rpm	15	13	11
L200	Rpm	10	9	8
L100	Rpm	6	5	5
L6	Rpm	2	1	1
L3	Rpm	1	1	1
Gele 10s	lbs/100 ft2	1	1	1
Gele 10min	lbs/100 ft2	2	2	1
YP	lbs/100 ft2	2	2	2
PV	CP	13	11	9
AV	CP	14.5	12	10
Densité		1.33	/	/
E,S	V	338	/	/
HTHP @ 260 °F	MI	3.6	/	/

Li (i vitesse en tpm)

**Tableau VI.13** : Rhéologie de la 2<sup>ème</sup> formulation après passage à l'étuve rotative (370 °F) à différentes températures et après l'ajout de 5 PPb de chaux

paramètres rhéologiques	Unite	Lecture 120 °F	Lecture at 150 °F	Lecture at 180 °F
L600	rpm	27	19	15
L300	rpm	14	10	8
L200	rpm	9	7	6
L100	rpm	5	4	3
L6	rpm	2	1	1
L3	rpm	1	1	1
Gèle 10s	lbs/100 ft2	1	1	1
Gèle 10min	lbs/100 ft2	1	1	1
YP	lbs/100 ft2	1	1	1
PV	CP	13	9	7
AV	CP	13.5	9.5	7.5
Densité		1.33	/	/
E,S	V	870	/	/
<b>HTHP @ 260 °F</b>	ml	2.4	/	/

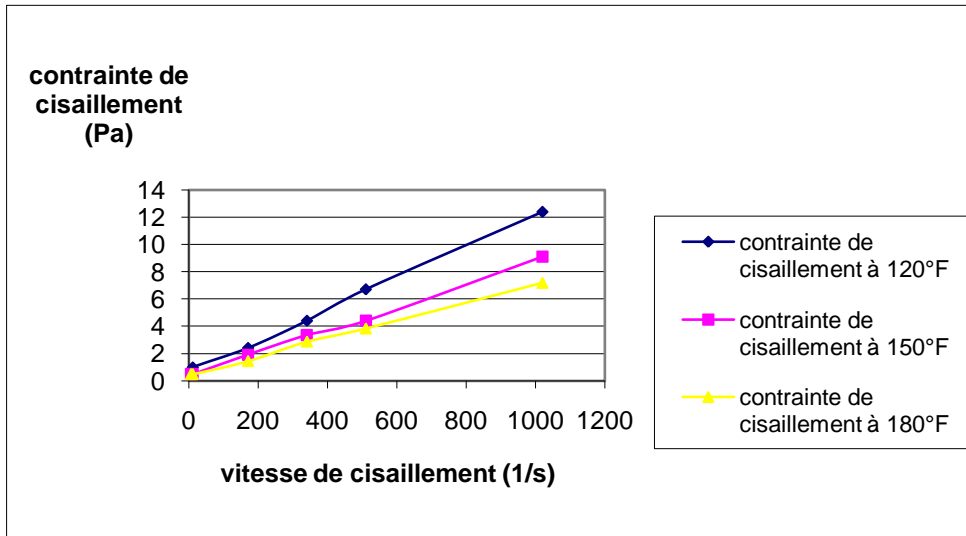
Li (i vitesse en tpm)

**Tableau VI.14 :** Rhéologie de la 3<sup>ème</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif (370 °F) à différentes températures et après l'ajout de 5 PPb de chaux

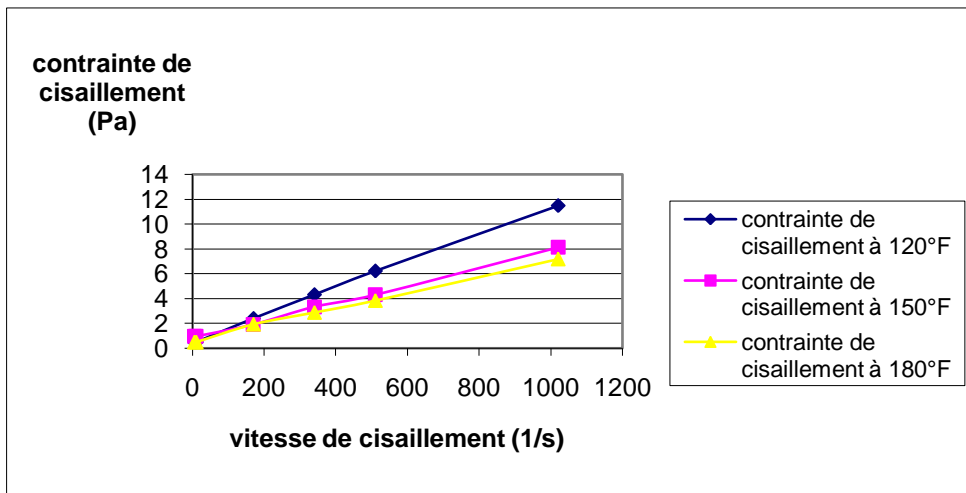
paramètres rhéologiques	unité	Lecture à 120 °F	Lecture à 150 °F	Lecture à 180 °F
L600	rpm	25	17	15
L300	rpm	13	9	8
L200	rpm	9	7	6
L100	rpm	5	4	4
L6	rpm	1	2	1
L3	rpm	1	2	1
Gèle 10s	lbs/100 ft2	1	1	1
Gèle 10min	lbs/100 ft2	1	1	1
YP	lbs/100 ft2	1	1	1
PV	CP	12	8	7
AV	CP	12.5	8.5	7.5
Densité	SG	1.33	/	/
E,S	V	475	/	/
<b>HTHP @ 260 °F</b>	ml	5.6	/	/

Li (i vitesse en tpm)

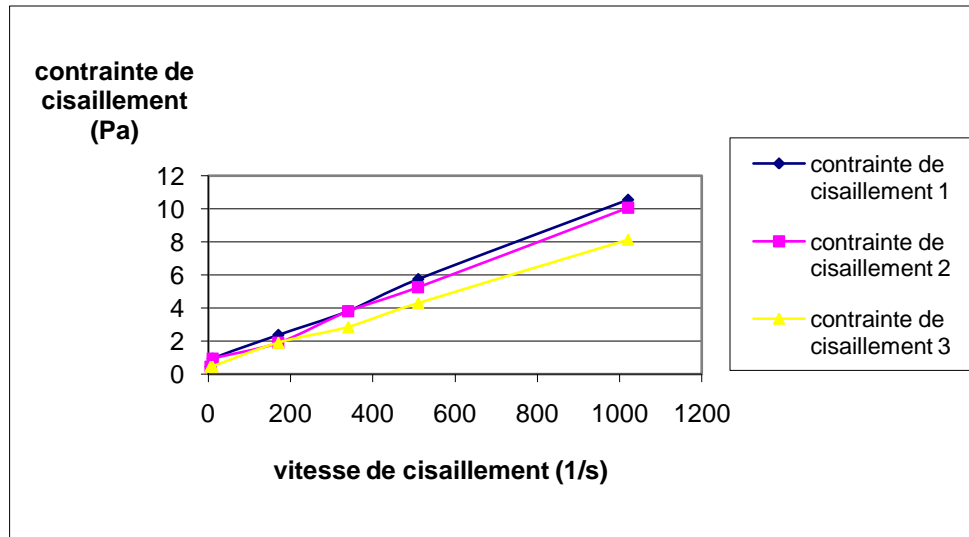
**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-9:** Courbes d'écoulement d'équilibre des la 1<sup>ière</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après l'ajout de 5 PPb de la chaux



**Fig.VI-10:** Courbes d'écoulement d'équilibre des la 2<sup>ème</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après l'ajout de 5 PPb de la chaux



**Fig.VI-11:** Courbes d'écoulement d'équilibre des la 3<sup>ème</sup> formulation après le dépôt dans l'étuve rotatif à différentes températures et après ajout de 5 PPb de chaux

### Remarques & comparaison :

- Chaque formulation est préparée avec un réducteur de filtrat différent.
- Une décantation est observée au niveau des trois formulations après l'ajout de la chaux.
- Le filtrat dans le deuxième échantillon est le plus bas ce qui confirme que nous sommes en présence d'un réducteur de filtrat meilleur.
- La stabilité électrique est ainsi élevée dans la deuxième formulation après traitement par la chaux.

### VI.6. Formulation et rhéologie des 02 boues à base d'huile relâchées (sans réducteurs de filtrat) :

Notre but est de comparer le comportement de deux boues de forage à base d'huile sachant que la première (WARP) est déjà utilisée dans le forage avec en plus quelques ajouts et une deuxième (conventionnelle) préparée avec les mêmes ajouts que la première avec en plus de la barite.

#### a. Formulation :

Les tableaux (VI.15 et VI.16) résument les sous produits rentrant dans chaque formulation

**Tableau VI.15 : Formulation N°01 « WARP (relâchée) »**

Composition de l'échantillon pour un volume de 350 ml			Procédure de mixage (agitation)	
Produits utilisés	Unités	Échantillon n°1	Temps de mixage (min)	Vitesse
WARP (liquide)	Ppb	665		
Diesel	MI	11,66	10	Moyenne
VG69	MI	1	10	Moyenne
Chaux	Ppb	10	10	Moyenne
Versa coat	Ppb	3,5	10	Moyenne
Versa wet	Ppb	3,5	10	Moyenne
NaCl	Ppb	7,12	10	Moyenne
EAU	Ppb	20,26	20	Moyenne

**Tableau VI.16** : Formulation N°02 « Boue conventionnelle (relâchée) »

Composition de l'échantillon pour un volume de 350 ml			Procédure de mixage (agitation)	
Produits utilisés	Unités	Échantillon n°2	Temps de mixage (min)	Vitesse
Diesel	MI	174,85		
VG69	Ppb	1	10	Moyenne
Chaux	Ppb	10	10	Moyenne
VERSACOAT	Ppb	3,5	10	Moyenne
VERSAWET	Ppb	3,5	10	Moyenne
NaCl	Ppb	3,5	10	Moyenne
EAU	MI	19,43	10	Moyenne
Barite "alourdissant"	Ppb	588,81	20	Moyenne

**b. Essais**

Nous donnons dans le tableau VI.17 les paramètres rhéologiques du produit WARP à différentes températures avant et après vieillissement.

Illustrées ensuite par les figures correspondantes.

**Tableau VI.17** : Rhéologie du produit « Warp » avant et après 16 heures de vieillissement à 200 °F

paramètres rhéologiques	Lecture avant 150 °F	Lecture après			Unite
		120°F	150°F	180°F	
L600	170	N m	209	132	Rpm
L300	89	153	108	69	Rpm
L200	63	102	75	51	Rpm
L100	35	54	42	30	Rpm
L6	06	06	07	06	Rpm
L3	04	04	06	04	Rpm
Gèle 10s	07	09	05	05	lbs/100 ft2
Gèle 10min	16	17	13	12	lbs/100 ft2
YP	8	/	104.5	69	lbs/100 ft2
PV	81	/	101	67	CP
AV	85	/	07	04	CP
Densité	2,24	2.24	2.24	2.24	SG
E,S	1240	856	/	/	V

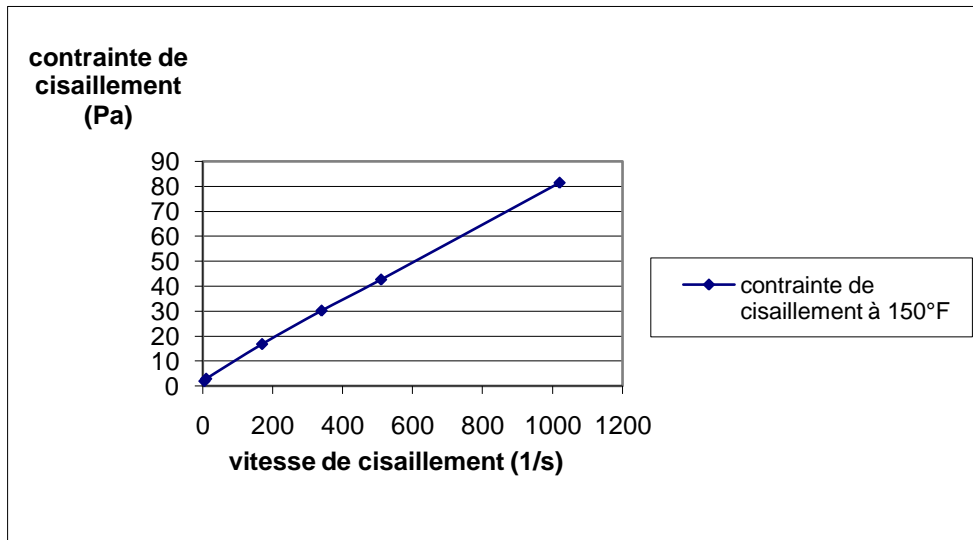
Li : (i vitesse en tpm)

E, S : Stabilité électrique

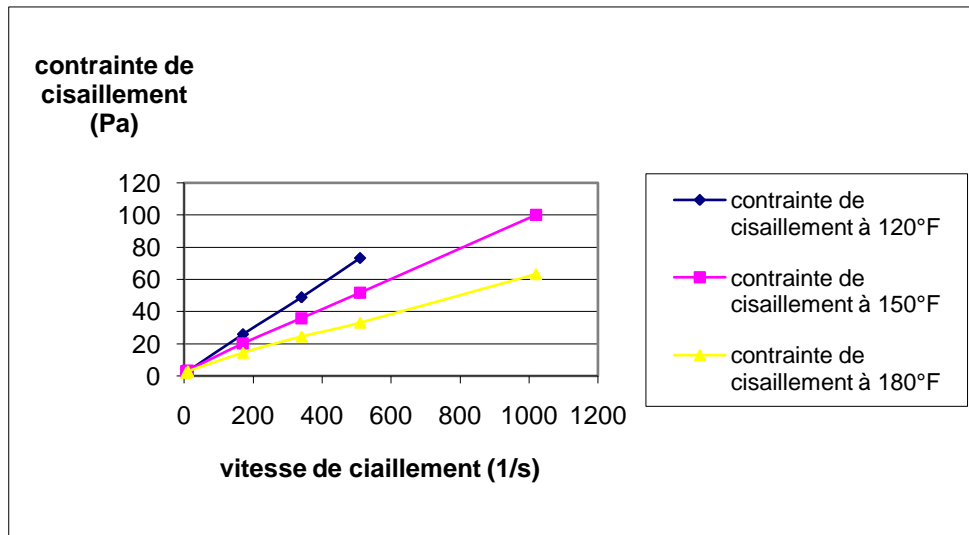
N m : Non mesurable

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)





**Fig.VI-12:** Courbe d'écoulement d'équilibre du produit « Warp » avant vieillissement



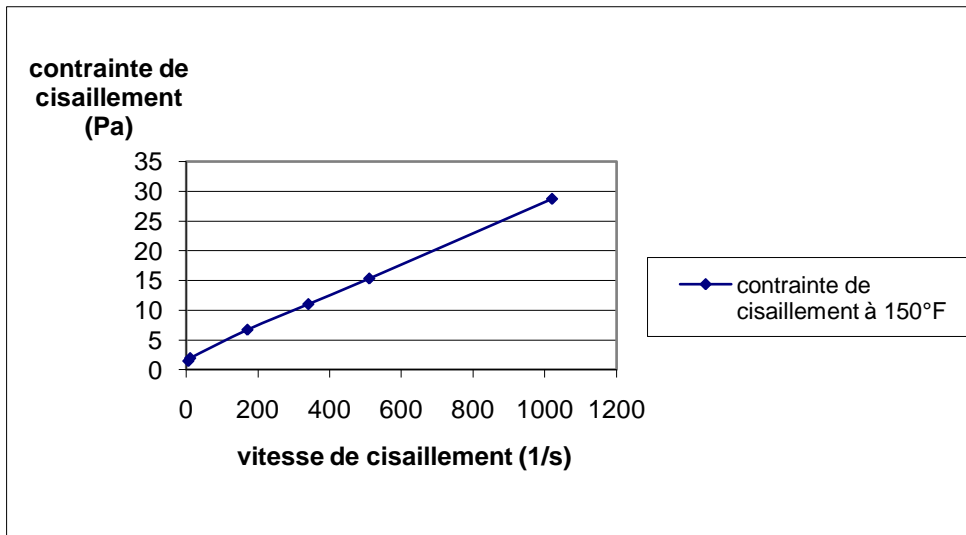
**Fig.VI-13:** Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures du produit « Warp », après vieillissement

**Tableau VI.18** : Rhéologie de la boue conventionnelle avant et après vieillissement à 200 °F

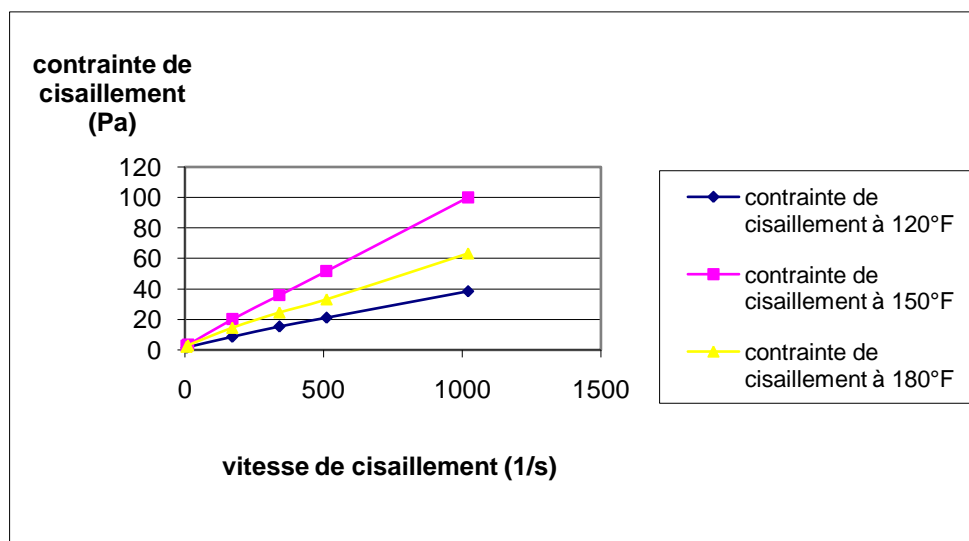
paramètres rhéologiques	Lecture avant 150 °F	Lecture après			Unite
		120°F	150°F	180°F	
L600	60	80	59	46	Rpm
L300	32	44	32	24	Rpm
L200	23	32	22	19	Rpm
L100	14	01	13	11	Rpm
L6	4	04	03	03	Rpm
L3	03	03	03	03	Rpm
Gele 10s	04	05	04	04	lbs/100 ft2
Gele 10min	04	06	05	04	lbs/100 ft2
YP	04	08	05	02	lbs/100 ft2
PV	28	36	27	22	CP
AV	30	40	29.5	23	CP
Densité	2.20	2.20	2.20	2.20	SG
E,S	1430	940	/	/	V

Li (i vitesse en tpm)

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-14:** Courbe d'écoulement d'équilibre de la boue conventionnelle avant vieillissement



**Fig.VI-15:** Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures boue conventionnelle, après vieillissement

D'autres essais physiques complètent les résultats

- a) L'essai de distillation sur les deux boues au distillateur (Retort) donne le pourcentage d'occupation Huile /Eau/ Solide et Huile/Eau

**WARP:** O/W/S = 48/6/46 et O/W= 89/11

**Boue conventionnelle :** O/W/S = 50/6/44 et O/W= 90/10

- b) **SAG TEST** après le dépôt dans l'étuve nous permet de déterminer le SAG facteur à partir des différentes densités

**Boue WARP**

$D_3 = 2.28$  le fonds (enlever tout le surnageant puis agiter la boue)

$D_1 = 2.24$  densité initiale

Le SAG Facteur pour la boue a base d'huile est de  $SF = D_3 / (2 * D_1) = 0.51$

**Boue conventionnelle**

$D_3 = 2.86$  le fonds (enlever tout le surnageant puis agiter la boue)

$D_1 = 2.20$  densité initiale

Le SAG Facteur pour la boue a base d'huile est de  $SF = D_3 / (2 * D_1) = 0.65$

Certaines observations ont été faites au cours des essais dont :

- Pas de décantation dans les deux formulations.
- Produit WARP évite les problèmes liés principalement au transport de la barite. (aspect environnemental)
- Le produit WARP est sans réducteur de filtrat

**Remarques & étude de comparaison :**

Après avoir analysé les résultats, nous pouvons conclure que :

- Le produit WARP réduit le temps d'utilisation (plus pratique).
- Les paramètres rhéologiques du produit WARP sont très importants comparativement à ceux de la boue conventionnelle.
- L'électro-stabilité des deux formulations a baissé après vieillissement
- Le SAG facteur est meilleur dans le cas du produit WARP.

### VI.7. Formulation, vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F

#### a. Formulation

Le tableau suivant donne la composition d'une boue à base d'eau

**Tableau VI.19 :** Formulation d'une boue à base d'eau

Composition de l'échantillon pour un volume de 350 ml			Procédure de mixage (agitation)	
Produits utilisés	Unités	Échantillon n°1	Temps de mixage (min)	Vitesse
Water	MI	300		
Soda Ash	G	0,25	10	moyenne
NaOH	G	0.20	10	moyenne
Bentonite	G	5	10	moyenne
Gèle supreme (bentonite traitée)	G	5	10	moyenne
Discal D-V	G	5	10	moyenne
SP 101 R	G	5	10	moyenne
Hostadrill	G	1	10	moyenne
KCl	G	10.5	10	moyenne
Resinex	G	10	20	moyenne

**b. Essais**

Nous donnons dans le tableau VI.20, les paramètres rhéologiques de la formulation précédente à différentes températures avant et après dépôt 16 heures dans l'étuve rotative à 200 °F suivi des figures correspondantes.

**Tableau.VI.20 :** Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après, à différentes températures, vieillissement

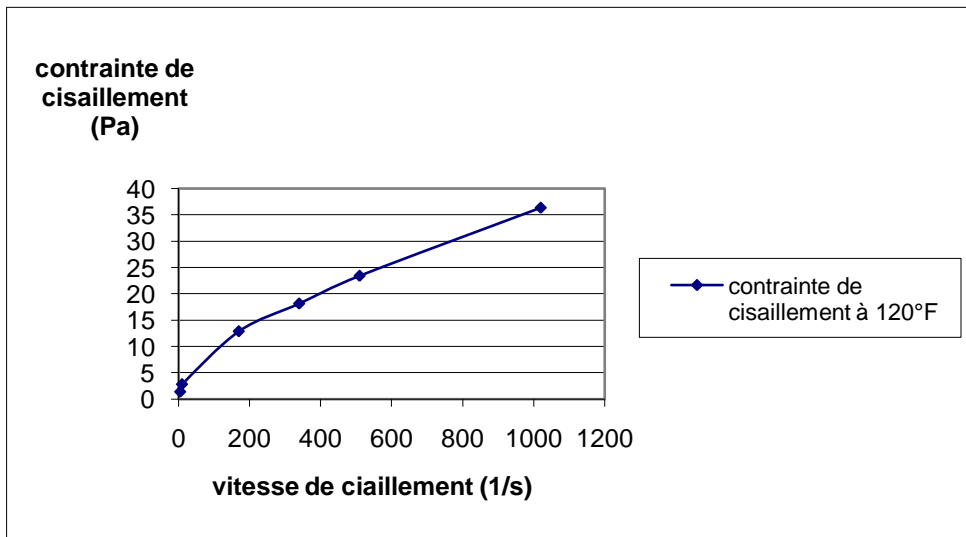
paramètres rhéologiques	Lecture avant vieillissement 120 °F	Lecture après vieillissement			unité
		120°F	150°F	180°F	
L600	76	45	40	35	Rpm
L300	49	26	22	19	Rpm
L200	38	19	16	14	Rpm
L100	27	11	10	08	Rpm
L6	06	02	01	01	Rpm
L3	04	01	01	01	Rpm
Gèle 10s	03	01	02	02	lbs/100 ft2
Gèle 10min	10	02	03	03	lbs/100 ft2
YP	22	07	04	03	lbs/100 ft2
PV	27	19	18	16	CP
AV	38	22.5	20	17.5	CP
Densité	1.18	1.18	1.18	1.18	SG
pH à 25° C	10.40	8.9	8.9	8.9	V
Filtrat API	/	03	/	/	MI

Li (i vitesse en tpm)

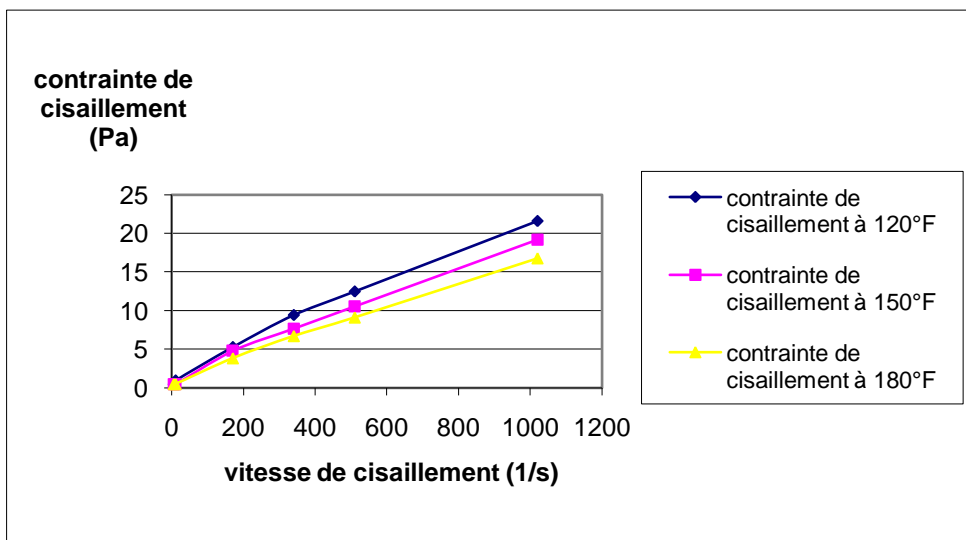
**Test de l'API**

\*\*Volume de filtrat = volume collecté à 30 min = 2\* volume collecté à 7.5 min

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-16:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau avant vieillissement



**Fig.VI-17:** Courbes d'écoulement d'équilibre à différentes températures boue à base d'eau après le vieillissement.

### Commentaires et observations

- Pas de décantation
- Chute de la YP après dépôt dans l'étuve rotatif à 280°F ce que signifie la dégradation des polymères sous l'effet de la température.
- Diminution du pH après vieillissement par rapport à celui avant le dépôt dans l'étuve rotatif.

### VI.7. Formulation, vérification de pH, rhéologie et contamination par les solides d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après le vieillissement

La contamination se fait par ajouter 30 g de HYMOD PRIMA CLAY pour un volume de 350 ml

#### a. Formulation avant contamination par les solides

Le tableau (Tableau.VI.21) donne une composition d'une boue à base d'eau

**Tableau.VI.21** : Formulation d'une boue à base de l'eau

Composition de l'échantillon pour un volume de 350 ml			procédure de mixage	
Produits utilisés	unités	échantillon n°1	temps de mixage (min)	Vitesse
Eau	ml	300		
Soda Ash	g	0,25		
NaOH	g	0.20	5	MOYENNE
Bentonite	g	5		MOYENNE
Gèle supreme (bentonite traitée)	g	5	10	MOYENNE
Driscal D ( viscosifiant)	g	5		
SP 101 (réducteur de filtrat)	g	5	20	MOYENNE
KCl (inhibiteur d'argile)	g	10.5	5	MOYENNE
Resinex (pour maintenir le pH)	g	10	20	MOYENNE
PTS 200 (apport de viscosité)	g	2	10	MOYENNE



**b. Essais**

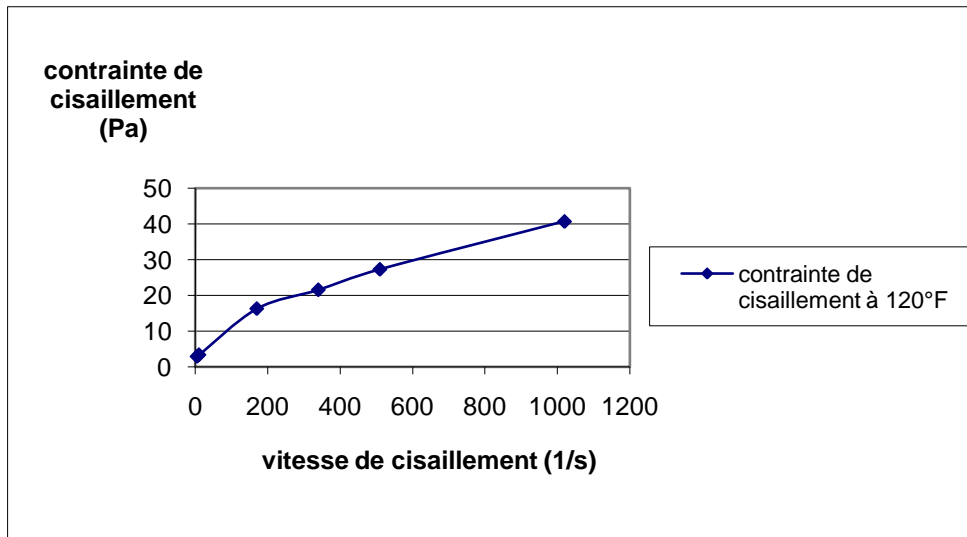
Nous donnons dans le tableau VI.22 les paramètres rhéologiques du produit avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY » à différentes températures avant et après dépôt 16 heures dans l'étuve rotative à 280 °F

**Tableau.VI.22 :** Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) avant et après, à différentes températures, le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY ».

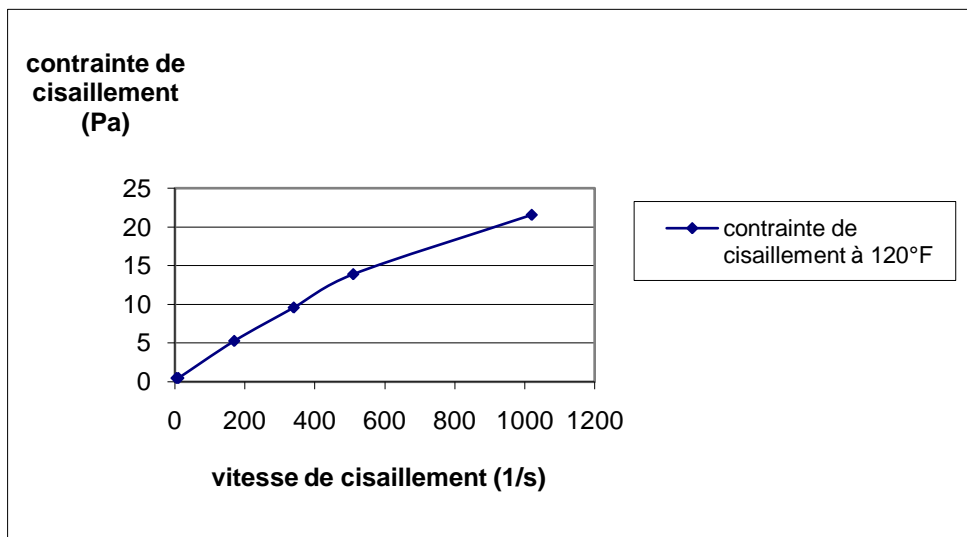
paramètres rhéologiques	Lecture avant à 120° F	Lecture après A 120° F	Unités
L600	85	45	Rpm
L300	57	29	Rpm
L200	45	20	Rpm
L100	34	11	Rpm
L6	07	01	Rpm
L3	06	01	Rpm
Gèle 10s	04	02	lbs/100 ft2
Gèle 10min	09	03	lbs/100 ft2
YP	29	13	lbs/100 ft2
PV	28	16	CP
AV	42.5	22.5	CP
Densité	1.16	1.16	
PH à 25 °C	10.36	9.62	/
Filtrat API	/	4.4	Cc

Li (i vitesse en tpm)

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig.VI-18:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau avant vieillissement, avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY ».



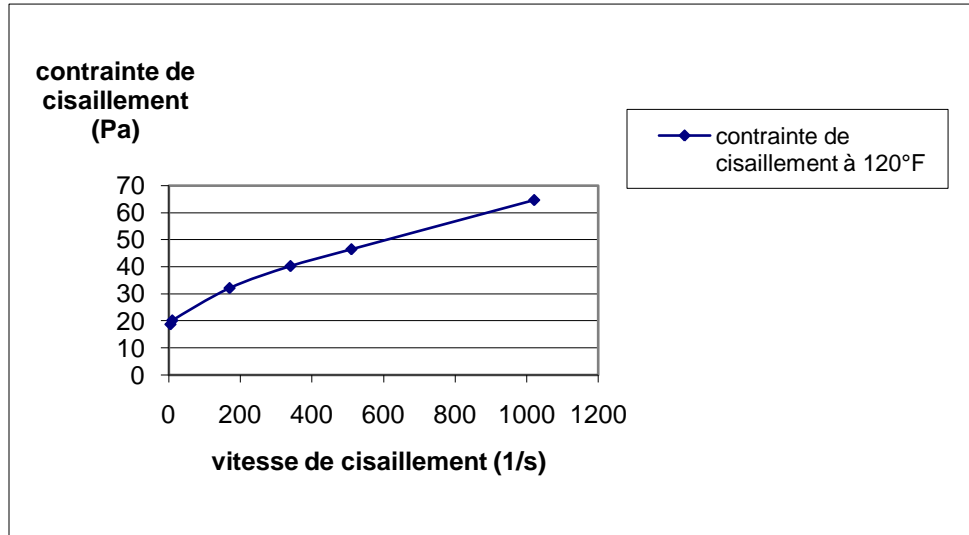
**Fig.VI-19:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau après vieillissement, avant la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY ».

Nous donnons dans le tableau VI.23 les paramètres rhéologiques du produit après la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY » à différentes températures avant et après dépôt 16 heures dans l'étuve rotative à 280 °F

**Tableau.VI.23** : Vérification de pH et rhéologie d'une boue à base d'eau (WBM) après, à différentes températures, le dépôt dans l'étuve rotative à 280°F après la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY ».

<b>paramètres rhéologiques</b>	<b>Lecture après contamination</b>	<b>unités</b>
<b>L600</b>	<b>135</b>	<b>rpm</b>
<b>L300</b>	<b>97</b>	<b>rpm</b>
<b>L200</b>	<b>84</b>	<b>rpm</b>
<b>L100</b>	<b>67</b>	<b>rpm</b>
<b>L6</b>	<b>42</b>	<b>rpm</b>
<b>L3</b>	<b>39</b>	<b>rpm</b>
<b>Gèle 10s</b>	<b>26</b>	<b>lbs/100 ft2</b>
<b>Gèle 10min</b>	<b>39</b>	<b>lbs/100 ft2</b>
<b>YP</b>	<b>59</b>	<b>lbs/100 ft2</b>
<b>PV</b>	<b>38</b>	<b>CP</b>
<b>AV</b>	<b>59</b>	<b>CP</b>
<b>Densité</b>	<b>1.21</b>	<b>SG</b>

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig. VI-20:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau après vieillissement et après la contamination par les solides « HYMOD PRIMA CLAY ».

### Commentaires et observations

- Pas de décantation
- Chute de la YP AHR à **280°F** ce que signifie la dégradation des polymères sous l'effet de la température mais il re-augmente après la contamination par le (**HYMOD PRIMA CLAY**).
- Produit PTS 200 maintient le pH après vieillissement(**AHR**) par rapport au celui avant Vieillissement (**BHR**) mieux que le produit Hostadrill.

### VI.8. Vérification de pH, le filtrat et rhéologie de deux boues à base d'eau (H.T Polymers Mud) et (simple polymers Mud).

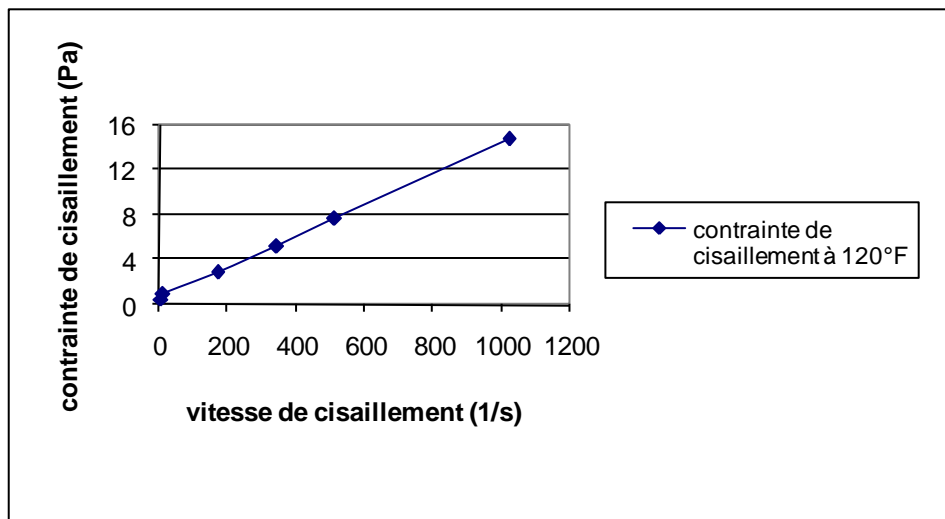
Nous donnons dans le tableau VI.24 les paramètres rhéologiques du produit (H.T Polymers Mud) et (simple polymers Mud) à différentes températures avant et après vieillissement

**Tableau.VI.24 :** Vérification de pH, le filtrat et rhéologie de deux échantillons de boues à base d'eau (H.T Polymers Mud) et (simple polymers Mud).

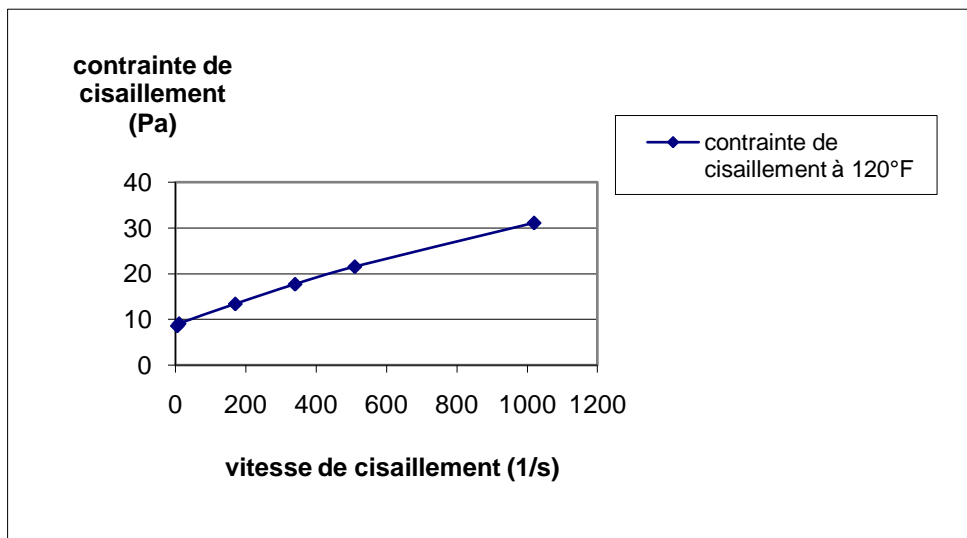
Paramètres rhéologiques	Lecture F1	Lecture F2	unités
L600	31	65	Trs/min
L300	16	45	Trs/min
L200	11	37	Trs/min
L100	6	28	Trs/min
L6	2	19	Trs/min
L3	1	18	Trs/min
Gele 10s	2	24	lbs/100 ft2
Gele 10min	2	32	lbs/100 ft2
YP	1	25	lbs/100 ft2
PV	15	20	CP
AV	15.5	32.5	CP
Densité	1.85	1.89	
Filtrat API	6.4	11.2	Cc
pH	10.36	11.4	/

Après le test de la distillation de la première formulation, on a un Pourcentage d'eau par rapport aux solides de l'ordre de : Eau/Solide = 74/26

**Remarque** Après conversions, les résultats affichés ci-dessus pour dessiner les graphes suivants (voir annexes)



**Fig. VI-21:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau (H.T Polymers Mud).



**Fig. VI-22:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'eau (simple Polymers Mud).

Après le test de distillation de la deuxième formulation, on a un Pourcentage d'eau par rapport aux solides de l'ordre de : Eau/Solide= 68/32

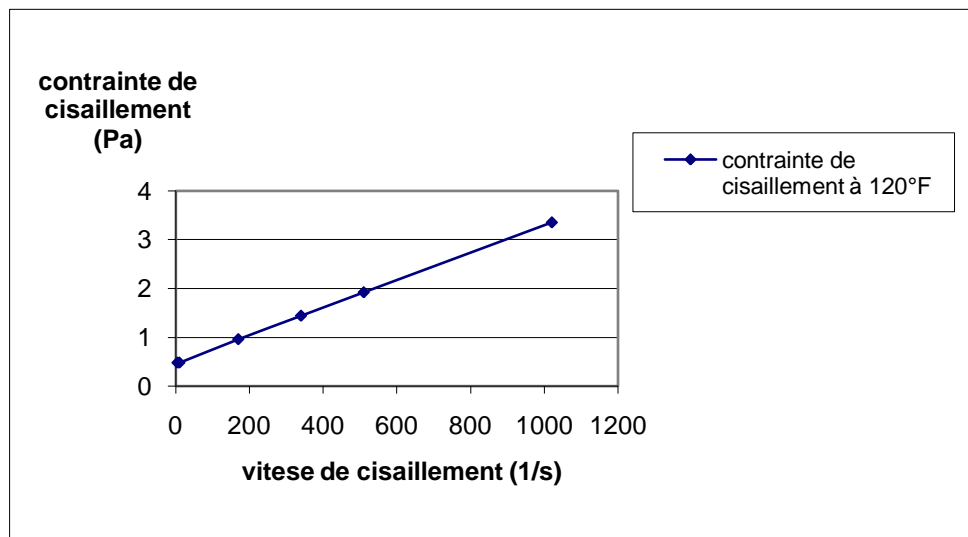
**Remarque**

La première boue représente une boue fraîche qui est testée pour voir si on peut la mixer avec la deuxième boue qui est contaminée par le ciment pour la réutilisé plus tard sur chantier.

**VI.9. Echantillon d'une boue à base d'huile à tester****Tableau.VI.25** : le filtrat et rhéologie d'une boue à base d'huile

paramètres rhéologiques	unités	Lecture à 150 °F
L600	Trs/min	7
L300	Trs/min	4
L200	Trs/min	3
L100	Trs/min	2
L6	Trs/min	1
L3	Trs/min	1
Gele 10s	Lbs/100 ft2	1
Gele 10min	Lbs/100 ft2	1
YP	Lbs/100 ft2	1
PV	CP	3
AV	CP	3.5
Densité	SG	0.89
E,S	V	290
Filtrat HTHP à 200 °F	ml	10

Après le test de la distillation de la première formulation, on a un Pourcentage d'eau par rapport aux solides de l'ordre de : Eau/Solide = 74/26



**Fig.VI-22:** Courbe d'écoulement d'équilibre d'une boue à base d'huile

Un autre essai physique complète les résultats du tableau ci-dessus

- L'essai de distillation sur les deux boues au distillateur (Retort) donne le pourcentage d'occupation Huile /Eau/ Solide et Huile/Eau

$$O/W/S = 92/6/2$$

$$O/W = 94/6$$

**Remarque:**

Présence de 02 cc d'eau dans le filtrat ce qui signifie une absence de l'émulsifiant

**VI.10. Paramètres des modèles rhéologiques adéquats aux rhéogrammes expérimentaux des formulations étudiées.**

Le modèle rhéologique de casson (selon une loi linéaire) et le modèle de Herschel Bulkley (selon une loi de puissance), semblent les plus adéquats aux rhéogrammes expérimentaux obtenus et présentent aussi une bonne corrélation. Les paramètres de ces deux modèles déterminés par étudier les courbes de tendances des graphes tracés ci-dessus.

Les résultats des courbes de tendance des courbes d'écoulement ci-dessus sont rapportés respectivement sur le tableau VI.26.



**Tableau.VI.26** : Paramètres des modèles rhéologiques adéquats aux rhéogrammes expérimentaux des formulations étudiées.

Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi linéaire de Casson $\tau = \tau_c^{1/2} + \beta \cdot \dot{\epsilon}^{1/2}$			Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi de puissance de Herschel Bulkley $\tau = \tau_c + K \cdot \dot{\epsilon}^n$			
R%	$\tau_{0c}$	$\mu_{pc=\tau_{0c}}$	R%	$\tau_{0c}$	K	n
99,03	2,72	55,51	99,66	2,45	0,430	0,68
99,24	2,07	55,95	99,88	1,89	0,290	0,691
98,84	8,99	54,88	98,99	8,45	3,190	0,527
99,08	9,83	57,85	99,73	9,67	2,650	0,33
99,99	0,47	167,87	90,3	0,42	0,330	0,339
98,5	0,72	205,71	91,23	0,68	0,230	0,382
98,6	0,75	186,25	91,52	0,72	0,290	0,339
99,99	0,47	233,5	91,23	0,44	0,230	0,368
95,11	5,49	150,82	99,88	5,25	1,030	0,368
91,23	3,35	293,85	99,99	3,18	0,990	0,528
96,43	3,87	132,99	99,99	3,55	0,520	0,589
95,21	4,93	137,32	99,99	4,61	0,770	0,564
95,4	3,69	126,8	83,66	3,43	2,250	0,589

## Suite du tableau VI.26

Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi linéaire de Casson $\tau = \tau_c^{1/2} + \beta \cdot \dot{\epsilon}^{1/2}$			Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi de puissance de Herschel Bulkley $\tau = \tau_c + K \cdot \dot{\epsilon}^n$			
R%	$\tau_{0c}$	$\mu_{pc}$	R%	$\tau_{0c}$	K	n
99,49	3,51	417,18	96,44	3,23	1,82	0,589
98,6	4,16	244,59	96,87	4,03	1,82	0,201
97,84	4,36	256,52	97	4,25	1,78	0,321
99,87	0,58	44,62	97,55	0,47	0,2	0,333
99,93	0,49	49,3	98,02	0,41	0,14	0,321
99,65	0,61	75,88	95,72	0,54	0,15	0,569
99,8	0,57	51,91	96,44	0,51	0,21	0,602
99,79	0,4	50,5	94,63	0,33	0,16	0,568
99,86	0,44	72,5	97,5	0,38	0,17	0,546
99,93	0,49	49,3	90,22	0,43	0,14	0,541
99,82	0,85	120,71	97,21	0,79	0,43	0,497
99,65	0,55	92,17	96	0,5	0,17	0,602
99,83	0,67	73,89	93,99	0,63	0,23	0,372

## Suite du tableau VI.26

Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi linéaire de Casson $\tau = \tau_c^{1/2} + \beta \cdot \dot{\epsilon}^{1/2}$			Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi de puissance de Herschel Bulkley $\tau = \tau_c + K \cdot \dot{\epsilon}^n$			
R%	$\tau_{0c}$	$\mu_{pc}$	R%	$\tau_{0c}$	K	n
99,75	0,58	63,89	96,56	0,53	0,23	0,502
99,83	0,46	65	99,32	0,4	0,16	0,514
99,99	2,61	33,89	99,77	2,54	0,58	0,5
99,96	1,43	10,19	98,66	1,37	0,49	0,522
99,99	2,94	30,95	99,33	2,86	0,8	0,689
99,72	2,87	48,61	97,99	2,82	0,64	0,79
99,93	1,74	66,85	98,88	1,69	0,55	0,667
99,98	2,94	30,95	99,34	2,88	0,48	0,635
99,97	2,87	48,61	98,6	2,81	0,64	0,535
99,71	2,05	56,83	99,44	1,96	0,8	0,603
95,86	4,38	132,93	99,66	4,32	0,64	0,635
98,87	1,3	64,75	98,99	1,24	0,17	0,667
99,28	0,91	50,5	98,78	0,83	0,12	0,582

## Suite du tableau VI.26

Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi linéaire de Casson $\tau = \tau_c^{1/2} + \beta \cdot \dot{\epsilon}^{1/2}$			Paramètres des modèles rhéologiques selon la loi de puissance de Herschel Bulkley $\tau = \tau_c + K \cdot \dot{\epsilon}^n$			
R%	$\tau_{0c}$	$\mu_{pc}$	R%	$\tau_{0c}$	K	n
99,55	0,73	45,87	99,67	0,68	0,12	0,691
94,36	6,1	169,5	98,99	5,91	1,14	0,511
97,5	1,29	61,81	98,99	1,22	0,11	0,767
97	21,79	495,23	94,99	21,73	12,23	0,216
99,99	0,56	40,29	97	0,49	0,2	0,584
99,15	9,34	424,4	90,44	9,28	5,48	0,218
99,99	0,47	233,5	91,22	0,41	0,23	0,333

## Conclusion

Le but de ce travail était d'arriver à une caractérisation des modèles rhéologiques correspondant aux paramètres rhéologiques fournies par les formulations étudiées.

Les rhéogrammes expérimentaux et les paramètres de ces modèles, reflètent bien la consistance de cette boue et sa résistance à l'écoulement au seuil (à travers K et  $\tau$ ).

## Conclusion générale

Le domaine des boues de forage est vaste et nécessite des études plus approfondies. A partir de ce modeste travail fait au sein de laboratoire de MI Algeria, on peut constater que les propriétés rhéologiques varient sensiblement avec toute variation qui touche la formulation de base ou un produit rentrant dans cette dernière que ce soit en quantité ou en qualité.

L'objectif principal de ce travail était d'arriver à une caractérisation des propriétés rhéologiques des différentes formulations des boues de forage à base d'eau et à base d'huile, et de contribuer à comprendre la relation de ces propriétés rhéologiques mesurées et leurs variabilités dues aux produits introduits dans leurs formulations et aux conditions extérieures (température, pression, contamination etc...).

Le but de ce travail était de mieux comprendre les deux systèmes de boues à différentes concentrations des produits rentrant dans la formulation adaptée. Pour chacun de ces produits, les paramètres rhéologiques de la boue formulée, sont étudiés et modélisés en fonction des facteurs retenus, afin de prévoir leur comportement suivant la variation des facteurs étudiés. Les propriétés rhéologiques choisies sont des indices permettant d'évaluer la capacité du fluide à accomplir ses tâches et répondre à certaines exigences du forage.

Ainsi, le travail expérimental a comporté deux parties principales : la préparation des formulations des boues et les tests physiques et rhéologiques des boues formulées.

- Tests avant vieillissement à haute température : Ces résultats sont obtenus à partir des tests réalisés juste après un bref délai de repos des échantillons de boues préparés.
- Tests après vieillissement à haute température : ces essais sont réalisés après vieillissement dynamique des échantillons de boue à des températures et à des périodes variées selon les performances recommandées à l'étuve rotative. La boue est désormais devenue de couleur marron. Il est à noter qu'après un tel traitement, cette boue se fluidifie presque totalement, pour retrouver toutes ces propriétés après une simple et très courte agitation.

L'étude des propriétés rhéologiques de cette boue a permis d'aboutir à des modèles prévisionnels de bonne qualité, traduisant l'évolution de ces propriétés en fonction de la température et la concentration de produits rentrant dans les formulations des boues étudiées.

La boue à base d'eau a entièrement satisfait les objectifs tracés au départ. En effet cette boue présente un comportement rhéologique typique. Le caractère rhéofluidifiant, la capacité de mise en suspension, la consistance du gel et sa fragilité et la stabilité à la chaleur, sont toutes du même ordre de grandeur que celles de la boue imitée.

Les résultats obtenus dévoilent toute la sensibilité de la boue à base d'huile à la chaleur, bien que le fluide garde toujours une difficulté à s'écouler.

La comparaison des valeurs de  $k$  et  $n$  entre les deux types de boues, confirme la supériorité du caractère rhéofluidifiant de la boue avec réducteur de filtrat et sans réducteur de filtrat ainsi que celles avec différents réducteurs de filtrats. Celles-ci présentent un plus faible indice de comportement  $n$ , donnant de plus grands rapports  $K/n$ . cela est clairement reflété par la différence de courbures des rhéogrammes qui montrent le grand écart de la viscosité entre les boues étudiées.

Les modèles rhéologiques de cette boue, permettent de faire des prévisions précises en fonction de la température et de la concentration des différents ajouts.

D'autre part, les modèles rhéologiques de ces paramètres, calculés en fonction des facteurs de synthèse des produits rentrant dans les différentes formulations, ont permis d'apprécier l'importance des effets de ces derniers, ce qui offre la possibilité d'orienter le mode opératoire selon les performances désirées.

Il est tout à fait clair que les résultats expérimentaux obtenus sont très satisfaisants, cependant, cette étude a permis aussi de mettre en valeur l'intérêt de la mise en commun du savoir et du savoir-faire, et de la collaboration entre scientifiques et industriels.

Ce travail est loin d'être exhaustif, au contraire beaucoup reste à faire. En effet les propriétés rhéologiques ne sont pas les seules à juger de la qualité d'un fluide de forage, d'autres paramètres peuvent être déterminants, tel que le filtrat, le cake, la densité, la stabilité aux contaminants et autres. D'un autre côté, l'effet de la température n'est pas le seul à craindre au bas du trou, l'influence de la pression, entre autres, peut être très néfaste.

Beaucoup aussi reste à faire au niveau de la compréhension et de l'interprétation physique des comportements observés. Cela pourrait déboucher sur la maîtrise des phénomènes mis en jeu, et par conséquent, pouvoir les orienter au profit de la performance, la rentabilité, la sécurité et la sauvegarde de l'environnement.

# Références bibliographiques

## Références bibliographiques

### A

- Abid, D. (Synthèse sur les fluides de forage), rapport 419/94. Sonatrach/CRD Boumerdès, Algérie, (1995)
- Al-Zharani, S.M. (A generalized rheological model thinning fluids) . J. Petrol. Sci. Eng. 17 (3–4), 211–215, (1997)
- API, (Recommended practice on the rheology and hydraulics of oil well drilling fluids), recommended practice 13D, Third edition (1995)
- API Recommended Practice for Field Testing of waterbased Drilling Fluids 13B-1, Third Edition, December, ANSI/API 13B-1/ISO 10414-1, (2003)
- API Specification 13A, Sixteenth Edition, February, ISO 13500:1998 (Modified Petroleum and natural gas industries, Drilling fluid materials, specifications and tests), (2004)
- API Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids API, Recommended practice 13B-2, 4th edition, Mars (2005)
- Argillier, J.-F. Audibert, A. et Longeron, D. SPE Drill. Completion 14 (4) 266–273, (1999)

### B

- Bailey, W.J., Weir, I.S., Skjetne, E. et Daltaban T.S. (Hyperbolic rheological model for drilling fluids). SPE 36025, (1996)
- Beihoffer, T.W., Dorrough, D.S. et Schmidt, D.D. (the development of an inhibitive cationic drilling fluid for slimhole coring applications). Paper IADC/SPE 19953 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Houston, February 27–March 2, (1990)
- Beirute, R.M. (A circulating and shut-in well temperature profile simulator). Journal of Petroleum Technology 9 pp. 1140–1146, (1991)
- Bergaya, F., Theng B. K-G et Lagaly G. Handbook of Clay Science, Eds: Bergaya F., Elsevier publishers, Chapter 12-5, P 879-908, (2006)
- B.G. Chesser et D.P. Enrigh (High temperature stabilization for drilling fluid with a low molecular weight copolymer) ; journal of petroleum technology 32 (6) 950-956, (1980)
- Bingham, E.C. (An investigation of the laws of plastic flow. Paper 278, Scientific Papers of the Bureau of Standards), Vol. 13. Dept. of Commerce, Washington, DC, 5, (1916)
- Bland, R.G. (Development of new water-based mud formulations. Chemicals in the Oil Industry: Developments and Applications). Spec. Publ. -R. Soc. Chem., Springer-Verlag, vol. 97, pp. 83–98, (1991)
- Bland, R.G. (Water based glycol systems: acceptable substitute for oil-based muds). Oil Gas J., 54 (Juin 1992)
- Bland, R G, (Quality Criteria in Selecting Glycols as Alternatives to Oil - Based Drilling Fluid Systems), paper SPE 27141, presented at HSE Conference, (1994), Jakarta, Indonesia
- Buscall, R. et White, R.J. Chem. Soc. Faraday Trans. 83. P 110, (1974)

# Références bibliographiques

## C

- Cagle, W.S. et Schwertner, L.F. (Gilsonite Stabilizes Sloughing Shales), Oil & Gas Journal, 27 Mars 1972
- Candler, J., et al, (Sources of Mercury and Cadmium in Offshore Drilling Discharges), SPEDE, 279-83, 1992
- Cannon, G.E. Developments in drilling mud control, Oil and gas journal, P 101 3 Mai 1947,
- Chenevert, M.E. (Shale Hydration Mechanics), SPE Paper 2401, (1969)
- Chenevert, M.E. (Glycerol mud additive provides shale stability. Oil Gas) J., 60-64, 17Juillet, (1989)
- Chenevert, M.E. et Pernot, V. Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Bas Muds, SPE Paper 49263, Presented at 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, Louisiana, 27-30 Septembre (1998)
- Chesser, B.G. et Perricone, A.C , (A physicochemical approach to the prevention of balling and gumbo shales). SPE paper 4515, Septembre (1973)
- Clark, R. K., Scheuerman, R. F., Rath, H. et Van Laar, H. G, (Polyacrylamide-Potassium-ChlorideMud for Drilling Water-Sensitive Shales), paper SPE 5514, Journal of Petroleum Technology, p. 719-727, Juin (1976)
- Clark, D.E. et Saddok, B. Aluminium Chemistry Provides increased shale stability with Environmental acceptability. SPE 25321 paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Singapore, 8-10 Février, (1993)
- Cliffe, S., Dolan, B. et Reid, P.I. (Mechanism of shale inhibition by polyols in waterbased drilling fluids). Paper SPE 28960 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Février(1995)
- C. Labbé ,(Notes sur les boues de forage ) ;I.F.P,(1965)
- Coussot,P., Bertrand, F. et Herzhaft, B. (Rheological Behavior of Drilling Muds, Characterization Using MRI Visualization). Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol.59, No. 1, P. 23-29, (2004)
- Cross, M.M. (Rheology of non-Newtonian fluids: a new flow equation for pseudoplastic systems). J. Colloid Sci. 20 (5), 417-437, (1965)

## D

- Darley, H.C.H. et Gray, G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 630p, (1988)
- Davis, N., et Tooman, C.E. New Laboratory Tests Evaluate the effectiveness of Gilsonite as a Borehole Stabilizer, IADC/SPE Paper 17203, Presented at 1988 IADC/SPE Drilling Conference in Dallas, Texas, 28 Février-02 Mars, (1998)
- Davis, N. The Many Facets of Gilsonite, Presented at 2002 AADE Annual Technology Conference and Exhibition in Houston , Texas, Avril 2-3, (2002)
- Ding, R., Qiu, Z. et Li, J. (Soluble-silicate mud additives inhibit unstable clays). Oil and Gas J., 66-68, Avril (1996)
- Downs, J.D., van Oort, E., Redman, D., Ripley, D. et Rothmann, B. TAME, (a new concept in waterbaseddrilling fluids). Paper SPE 26699 presented at the Offshore Europe Conference, Aberdeen, 7 -10 September, (1993)
- Duantem, P. (Evaluation of Asphaltic Coating Agents on Filtrate Invasion into Shale), M.S. Thesis, The University of Texas at Austin. (2003)



# Références bibliographiques

## E

- Economides, M. J. et al. (Petroleum well construction, édition John Wiley and Sons). p.199–204, (1988)
- Eyring, K. (Viscosity, plasticity and diffusion as examples of absolute reactions. J. Chem. Phys). 4, 283–291, (1936)
- Ellis, S.C., Lanham, A.F. et Pankhurst, K.G.A. (A rotational viscometer for surface films. J. Sci. Instr). P32, 70–73, (1967)
- E. Van Oort, R.G. Bland, S.K. Howard, R.J. Wiersma et L. Roberson, (Improving high pressure high temperature stability of water based drilling fluids) journal of petroleum technology 49 (6) 634-635 (1997)

## F

- Farrow, F.D. et Lowe, G.M. (The flow of starch paste through capillary tubes. J. Textile Inst), P 14, 414–440, (1923)
- Friedheim, J.E. et Conn, H.L. (Second generation synthetic fluids in the North Sea : are they better?), Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, SPE 35061, (1996)
- Forage Rotary, (La boue de Forage), Edition Technip, France, (1972)
- F. Miano, S. Carminati, T.P. Lockhart et G. Burrafato, (Zirconium additives for high temperature rheology control of dispersed mud) SPE Drilling and Completion 11 (3) 147-152, (1996)

## G

- Garcia, C. et Parigot, P. Boues de Forage, Institut Français du Pétrole (I.F.P), Société des éditions Technip, France, (1968)
- Gavignet, A.A. et Wick, C.J. (Computer processing improves hydraulic optimization with new methods. SPE 14774, SPE Drilling Eng., Dec., 309–315, (1987)
- G. Couarraze et J.K. Groussior, (Initiation à la rhéologie) 2<sup>ième</sup> édition Lavoisier TEC.&Doc. (1991)
- Graves, W.G. et Collins, R.E. (A new rheological model for non-Newtonian fluids. SPE 7654. In: Haut, Application of a Computer Simulator to Primary Cementing. SPE 7588. Proc. 53<sup>rd</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Houston, TX, 1–3 Octobre, (1978)
- Growcock, F.B., Curtis, G.W., Hoxha, B., Brooks, W.S. et Candler, J.E. Designing Invert Drilling Fluids to Yield Environmentally Friendly Drilled Cuttings, IADC/SPE 74474, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, 26-28 February (2002)
- G.V. Chillingier et R. Caenn (Drilling Fluids : state of the art) journal of petroleum science and engineering (14), 221-230, (1996)

## H

- Hale, A.H. et Mody, F.K. Experimental investigation of the influence of chemical potential on wellbore stability. IADC/SPE 23885, (1992)
- Hale, A.H. et Mody, F.K. (1993) Mechanism for wellbore stabilization with lime-based muds. Paper SPE/IADC 25706 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Février 23–25
- Hale, A.H., Blytas, G.C., et Dewan, A.K.R. U.K. Patent application N°. 2, 216, 574, (1989)
- Hannachi, M. (Air Drilling. Eight Arab Petroleum Congress), (1972), Alger

# Références bibliographiques

- H.C.H Darley et G.R.Gray (composition and properties of drilling and completion fluids) ;fifth edition,Gulf Publishing Company,(1988)
- Hemphill, T., Campos, W. et Pilehvari, (A.Yield-power law model more accurately predicts mud rheology.Oil Gas ), J. 23, 45–50, (1993)
- Herzhaft, B. Les fluides de forage : un exemple de fluides complexes industriels, 36<sup>ème</sup> colloque annuel du Groupe Français de Rhéologie (GFR 2001), Marne-la-Vallée France, 10-12 Octobre(2001)
- Himel, C.M., et Lee, E.G. (Drilling fluids and methods of using same. U.S). Patent N°2,570,947, (1951)
- Himes, R.E., (Vinson, E.F., et Simon, D.E. Clay stabilisation in low-permeability formations). SPE 252, Aout (1991)
- Hurdle, J.M. (Gypsum Muds now practical for Louisiana coastal drilling), oil and gas journal, P93, 28 Oct (1957)

## I

- IDF, ( Product data manual), (1988)

## J

- J.E. Berry, J .B. Darby,(Rheologically stable, non toxic, high temperature water based drilling fluid) ; SPE Drilling and Completion 12 (3) 158-162,(1997)
- J.P. Nguyen (le forage : techniques d'exploitation pétrolière) ; Edition Technip, (1993)
- J.P. Plank (Water based mud using synthetic polymers developed for high temperature drilling) ; Oil and Gas Journal 90 (9) 40-45, 1992

## L

- Landriot, G. (Fluide de forage), édition Technip, France, (1968)
- Lauzon, R.V. et Reid, K.I.G. (New rheological model offers field alternative). The Oil and Gas Journal 5, pp. 51–57, (1979)
- Lecourtier, J. et Degouy, D. (Rev Instit Francais Pétrole), 49, 177, (1994)
- Leung, P.K. et Steig, R.P. Dielectric constant measurement: A new, rapid method to characterize shale at the wellsite. IADC/SPE Drilling conference, 18-21 Février, New orléans, Louisiana, USA, (1992)
- Likos, W.J., Loehr, J. E. et Akunuri, K, (Engineering Evaluation of Polymer-Based Drilling Fluids for Applications in Missouri Shale), University of Missouri-Columbia. Juillet,(2004)
- Lummus, J. L. et Azar,J.J, (Drilling fluids optimization, a practical field approach), p.3-5,penn well books, Tulsa, Oklahoma, (1986)

## M

- M.I Manual of drilling fluids engineering
- M. KHODJA “LES FLUIDES DE FORAGE : ETUDE DES PERFORMANCES ET CONSIDERATIONS ENVIRONNEMENTALES, (2008)
- Mody, F. K. et Hale, A. H,(Borehole-Stability Model To Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid/Shale Interactions), Journal of Petroleum Technology, November, pp. 1093-1101, (1993)
- M. Zamora et M. Stephens petroleum well construction. chapter 5 : Drilling fluids) ;édition John Wiley & sons, (1998)
- Muniz, E.S., Fantoura, S.A.B et Lomba, R.F.T, (Development of equipment and testing methodology to evaluate rockdrilling fluid interaction). GulfRocks04, The 6<sup>th</sup>

## Références bibliographiques

North America rock mechanics symposium (NARMS), Houston, Texas, paper 599, 8p, (2004)

- Muller, G, (Polymères hydrosolubles d'origine naturelle et synthétique , IFP, vol. 45, n°6, novembre decembre,703-717, (1990)
- M.D.Politte, (Invert oil mud rheology as a function of temperature and pressure), SPE/IADC paper (13458) 305-310,(1985)

### N

- Nair, N. G. , (Asphaltic shale coating agent), Master of Science in Engineering presented to the Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austine , Houston, p.53, (2004)
- Nguyen J., P,( Le forage, Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip),(1993)

### O

- Ostwald, W. About the rate function of the viscosity of dispersed systems, 36, 99–117, (1925)
- O.H.Howen et T. Geehan,(rheology of oil based muds) ;SPE paper 15416,(1986)
- O. Guillot,G.C. Maitland,(High temperature high pressure rheology of water based mud) ;SPE paper (18035) 187-195,(1988)

### P

- P. COUSSOT et J-L GROUSSIORD, (Comprendre la rhéologie de la circulation du sang à la prise du béton, p- 175-183, (1991)
- Peysson, Y. (Solid/Liquid Dispersions in Drilling and Production). Oil and Gas Science and Technology –Rev. IFP, Vol. 59 No. 1, pp. 11-21, (2004)
- Perricone, A.C., Clapper, D.K. et Enright, D.P. (U.S.Patent N° 4, 830, 765), (1989)
- Philippoff, W. (Zur theorie der strukturviskosität. Theory of structure viscosity, Kolloid Z.Z. Polym).P 71 (1), 1–16, (1935)
- Plank J.P. et Gossen, F.A. (Visualisation of fluid-loss polymers in drilling filter cakes,SKW Chemicals Inc). (1988)
- Prandtl, L. (Ein gedenkenmodell zur kinetischen theorie der festen Körper .Z.Angew. Math. Mech). P 8, 85–106,(1928)

### R

- R. Dupont (Les fluides de forage.chapitre : Boues douces de forage, Edition Technip, (1968)
- Reid, P.I., Elliott, G.P., Minton, R.C., Chambers, B.D. et Burt, D.A, (Reduced environmental impact and improved drilling performance with water -based muds containing glycols). Paper SPE 25989 presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, 7 –10 Mars 1993
- Retz, R.H., Friedheim, J.E., Lee, L.J. et Welch, O.O. (An environmentally acceptable and fieldpractical,cationic polymer mud system). Paper SPE 23064 presented at the Offshore Europe Conference 3–6 Septembre (1991)
- Ryaen, C., G. et Chillingar, V. ( Drilling fluids : state of the art), Journal of petroleum science and engineering, P 14, 221-230, (1996)
- Robertson, R.E. et Stiff, H.AAn, (improved mathematical model for relating shearstress to shearrate in drilling fluids and cement slurries). Society of Petroleum Engineers Journal 2 pp. 31–37.(1976)

## Références bibliographiques

- R. Rommetveit, K.S.BjØrkevoll,( Temperature and pressure effects on drilling fluid rheology and ECD in very deep wells) ;SPE/IADC paper (39282) 297-305,(1997)

### S

- Saddok, B., Clapper, Dennis K., Parigot, P. et Degouy, D. (Oil Field Applications of Aluminium Chemistry and Experience With Aluminium-Based Drilling Fluid Additive). SPE 37268 paper presented at the International Symposium on Oil field Chemistry, Houston, Texas 18-21 Février (1997)
- Salisbury, D.P.et Deem, C.K. Tests show how oil muds increase shale stability. World oil, oct.p.57-65, (1990)
- Schlemmer, R., Friedheim, J.E., Patel, A., Bloys, J.B. et Young, S. Progression of Water-based Fluids based on amine chemistry, AADE-NTCE paper presented at the AADE2003 National Technology Conference, (2003)
- Simon,J.L. Gomme xanthane : (agent viscosant et stabilisant, Techniques de l'Ingénieur), F4300,(2004)
- Simpson, J.P., Walker, T.O., et Jiang, G.Z. (Environmentally acceptable water-base mud can prevent shale hydration and maintain borehole stability). Paper IADC/SPE 27496 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, 15–18 Février 1994,Dallas,
- S.Benazzouk,(formulation, etude et modélisation des paramètres rhéologiques de boues de forage à base de bentonite algérienne modifiée : application de la méthode des plans d'expériences), Mémoire de magister, département de chimie industrielle, université Saad DAHLEB de Blida,(2003)
- Sisko, A.W. (Flow of lubricating greases.Ind). Eng. Chem. 50 (12), 1789–1792, (1958)
- Stamatakis, E., Thaemlitz, C.J., Coffin, G. et Reid, W. A new generation of shale inhibitors for waterbased muds, SPE/IADC 29406 Drilling Conference (1995)
- Steiger, R. P. (Fundamentals and Use of Potassium/Polymer Drilling Fluids to Minimize Drilling and Completion Problems Associated with Hydratable Clays), paper SPE 10100, Journal of Petroleum Technology, pp. 1661–1670,( Aout 1982)
- Stratton, C.A. (Hydroxylated asphalt and drilling fluid containing the same) . U.S. patent N°3, 006,846. 31. Oct. (1931)
- Stroud, B.K. Use of barytes as a mud laden fluid, oil weekly (). P 29-30,05 Juin 1925
- Sutterby, J.L.(Laminar converging flow of dilute polymer solutions in conical sections: Part I. Viscosity data, new viscosity model tube flow solution). AIChEJ. 12(1), 62–69, (1966)

### T

- Turner et Macnab, J. et Macnab, A. ( Advances in constructability for drilled foundations) (Part II),Geo-Strata, , pp. 20-23, (October 2003)
- Twynam al., Twynam, A.J., Caldwell, P.A. et Meads, K. Glycol-enhanced water based muds: case history to demonstrate improved drilling efficiency in tectonically stresses shales. Paper IADC/SPE 27451 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, (Février 15-18, 1994), Dallas,
- Taylor, R et Smalling, D. A new and practical application of annular hydraulics . SPE 4518, Proc. 48th annual fall meeting of the SPE of AIME , 30 Sept.– 03 Oct.,(1973), Las Vegas, NV

# Références bibliographiques

## V

- Van Oort, E. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. Paper SPE/ ISRM 28064 presented at the SPE/ISRM Conference on Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Delft, Aout 29–31,(1994)
- Van Oort, E. On the physical and chemical stability of shales. Journal of Petroleum Science and Engineering 38, 213–235, (2003)
- Van Oort, E al., Hale, A. H. et Mody, F. K. (Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids, SPE Drilling and Completion), , pp. 137-146,( Septembre 1996)

## W

- Wilcox al., R.D., Fisk, J.V. et Corbett, G.E. Filtration method characterizes dispersive properties of shales. paper SPE 13162, presented at the annual SPE Conference Houston, (1984)
- Ward et Williamson, Silicate water based muds a significant advance in water based drilling fluid technology. Paper presented at the IBC Conference on the prevention of oil discharge from drilling operations, Aberdeen, June 18 and 19,(1996)
- World Oil (World Oil fluids : classification of fluid systems) ; 220 (6) 81-114, (1999),
- World Oil decembre, (drilling fluids),(2007)

## Y

- Young, S.Y. et al.(2001) Novel polymer chemistry increases shale stability, Drilling Technology, American Association of Drilling Engineers, 27-29 mars Houston,(2001)

## Z

- Zhang, C.H. Shu et X.P. Lu. (2004) Ultrasonic dehydration of waste oil, Nanjing Gongye Daxue Xuebao, Ziran Kexueban 26(4), 67-70 (2006)

## Valeurs du tableau VI.1 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement après passage à l'étuve
1020	51,71	38,78
510	29,21	22,03
340	21,07	15,8
170	12,45	9,58
10,2	1,92	1,44
5,1	1,44	0,96

## Valeurs du tableau VI.2 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement après passage à l'étuve
1020	NM	NM
510	92,89	88,58
340	70,86	68,47
170	43,09	41,18
10,2	9,58	9,58
5,1	8,62	6,7

## Valeurs du tableau VI.3 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement après passage à l'étuve
1020	3,35	4,31
510	1,92	2,39
340	1,44	1,92
170	0,96	1,44
10,2	0,48	0,96
5,1	0,48	0,48

---

Valeurs du tableau VI.4 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement après passage à l'étuve
1020	3,35	5,27
510	1,92	3,35
340	1,44	2,39
170	0,96	1,44
10,2	0,48	0,96
5,1	0,48	0,48

## Valeurs du tableau VI.6 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F	contrainte de cisaillement 150°F	contrainte de cisaillement 180°F
1020	13,41	13,88	39,74
510	9,58	10,05	26,81
340	8,14	8,62	21,07
170	6,22	6,7	14,36
10,2	2,39	2,39	3,35
5,1	1,92	1,92	2,39

## Valeurs du tableau VI.7 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F	contrainte de cisaillement 150°F	contrainte de cisaillement 180°F
1020	31,6	38,78	31,12
510	20,5	25,86	20,59
340	16,28	20,59	16,28
170	10,35	13,41	10,53
10,2	2,39	2,87	1,92
5,1	1,92	1,92	1,44

---

Valeurs du tableau VI.8 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement
1020	11,97
510	8,14
340	6,22
170	4,79
10,2	3,83
5,1	3,35

## Valeurs du tableau VI.10 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 1	contrainte de cisaillement 2	contrainte de cisaillement 3
1020	20,59	21,59	21,07
510	13,41	14,36	13,41
340	10,33	11,49	10,33
170	8,14	8,14	8,14
10,2	3,83	3,83	3,83
5,1	3,35	3,35	3,35

## Valeurs du tableau VI.11 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 1	contrainte de cisaillement 2	contrainte de cisaillement 3
1020	13,89	11,49	9,58
510	7,18	6,22	5,27
340	4,79	4,31	3,83
170	2,87	2,39	2,39
10,2	0,96	0,48	0,48
5,1	0,48	0,48	0,48



---



---

Valeurs du tableau VI.12 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 120°F	contrainte de cisaillement à 150°F	contrainte de cisaillement à 180°F
1020	12,39	9,09	7,18
510	6,7	4,39	3,83
340	4,39	3,35	2,87
170	2,39	1,92	1,44
10,2	0,96	0,48	0,48
5,1	0,48	0,48	0,48

## Valeurs du tableau VI.13 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 120°F	contrainte de cisaillement à 150°F	contrainte de cisaillement à 180°F
1020	11,49	8,14	7,18
510	6,22	4,31	3,83
340	4,31	3,35	2,87
170	2,39	1,92	1,92
10,2	0,48	0,96	0,48
5,1	0,48	0,96	0,48

## Valeurs du tableau VI.14 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 120°F	contrainte de cisaillement à 150°F	contrainte de cisaillement à 180°F
1020	10,53	10,06	8,14
510	5,75	5,27	4,31
340	3,83	3,83	2,87
170	2,39	1,92	1,92
10,2	0,96	0,96	0,48
5,1	0,48	0,48	0,48

---

Valeurs du tableau VI.17 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 150°F avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 120°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 150°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 180°F après passage à l'étuve
1020	81,4	NM	100,07	63,2
510	42,61	73,26	51,71	33,04
340	30,16	48,84	35,91	24,42
170	16,76	25,86	20,11	14,36
10,2	2,87	2,87	3,35	2,87
5,1	1,92	1,92	2,87	1,92

## Valeurs du tableau VI.18 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 150°F avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 120°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 150°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 180°F après passage à l'étuve
1020	28,73	38,3	100,07	63,2
510	15,32	21,07	51,71	33,04
340	11,01	15,32	35,91	24,42
170	6,7	8,62	20,11	14,36
10,2	1,92	1,92	3,35	2,87
5,1	1,44	1,44	2,87	1,92

## Valeurs du tableau VI.20 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 120°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 150°F après passage à l'étuve	contrainte de cisaillement à 180°F après passage à l'étuve
1020	36,39	21,55	19,15	16,76
510	23,46	12,45	10,53	9,1
340	18,19	9,41	7,66	6,7
170	12,93	5,27	4,79	3,83
10,2	2,87	0,96	0,48	0,48
5,1	1,44	0,48	0,48	0,48

## Valeurs du tableau VI.22 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F avant passage à l'étuve	contrainte de cisaillement 120°F après passage à l'étuve
1020	40,7	21,55
510	27,29	13,89
340	21,55	9,58
170	16,28	5,27
10,2	3,35	0,48
5,1	2,87	0,48

## Valeurs du tableau VI.23 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F
1020	64,64
510	46,44
340	40,22
170	32,08
10,2	20,11
5,1	18,67

## Valeurs du tableau VI.24 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement 120°F	contrainte de cisaillement 120°F
1020	14,84	31,12
510	7,66	21,55
340	5,27	17,72
170	2,87	13,41
10,2	0,96	9,1
5,1	0,48	8,61

---

  
Valeurs du tableau VI.25 après conversion

vitesse de cisaillement	contrainte de cisaillement à 150°F
1020	3,35
510	1,92
340	1,44
170	0,96
10,2	0,48
5,1	0,48