

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



Faculté de TECHNOLOGIE
Département Génie Mécanique

Mémoire de Master

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

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Installations énergétiques et turbomachines

THEME

Etude du comportement rhéologique de fluides de forage à base
d'eau utilisés dans les puits HPHT

Réalisé par :

DJAKNOUN Amel

Suivi par :

Mr DAIMALLAH.A

Promotion 2019- 2020

Remerciement

En premier lieu, je tiens à remercier mon Dieu Allah, mon créateur qui m'a donné la force et le courage pour effectuer ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mon encadreur **Mr DAIMALLAH Ahmed** pour m'avoir diligenté tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience et ces remarques qui m'ont été précieuses.

Un grand remerciement et toutes mes profondes reconnaissances à mon encadreur **Mr BOUBEKRI Amine** pour son aide, son encouragement, sa patience, sa compréhension, sa compétence et surtout pour son temps qu'il m'a consacré tout au long de ce travail malgré ses responsabilités et les circonstances de son travail.

Je tiens à remercier également l'ensemble du personnel de MI SWACO A Schlumberger company au Hassi Messaoud.

Je tiens aussi à exprimer mes profonds remerciements aux membres de jury qui me font l'honneur de juger ce travail ; **Mme KHALDI. R** d'avoir accepté d'examiner et de juger ce travail et **Mr MENSOURI. K** d'avoir accepté d'être présidente de jury.

Je remercie également tous les enseignants de la faculté de Technologie de l'université M'hamed Bougara de Boumerdes, en particulier les enseignants du département de génie mécanique, en particulier **Mme BRAHIMI** chef de spécialité Installations énergétiques et turbomachines, je ne peux que leur exprimer ma gratitude et mon respect.

Enfin je remercie toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail ...

A mes chers parents « **Laid** » et « **Fahima** ».. Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices. Puisse Dieu, le très haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

A mes deux adorables sœurs que j'aime énormément « **Selma** » et « **Soumia** » sans oublier son mari « **Othman** »

A mes chers frères, mon soutien dans la vie « **Yakoub** », « **Reda** » et « **Bilal** »

A la mémoire de mes grands-parents paternels « **Boualem** » et « **Zohra** », J'aurais tant aimé que vous soyez présents.

A mes grands-parents maternels « **Omar** » et « **Doudja** » que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

A tous mes oncles et tantes.

A toute la famille, grand et petit qu'ils soient.

A ma **soulmate**, mon amie d'enfance qui a toujours été à mes côtés dans le bon et le mauvais, ma troisième sœur qui ma mère n'a pas donnée naissance « **Faiza** ».

A mon encadreur monsieur **BOUBEKRI Amine**, ma réussite ne serait jamais complète sans votre aide, ce travail et le fruit de votre bonne direction.

A tous mes enseignants de primaire, CEM et de lycée notamment mon enseignant de physique **BOUMIA Omar**.

A tous mes camarades de la promotion 2019/2020 spécialité : Installations énergétiques et turbomachines

Je dédie ce travail à toutes les personnes qui ont participé à son élaboration de loin ou de près et à tous ceux que j'ai omis de citer.

SOMMAIRE

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I: Généralités sur les fluides de forage et puits HPHT

Première Partie: Les fluides de forage	3
I.1. Introduction	3
I.2. Historique.....	3
I.3. Définition de forage	4
I.4. Définition de fluide de forage.....	4
I.5. Cycle de la boue de forage	5
I.6. Classification des fluides de forage	5
I.6.1. Fluides à base d'eau	5
Les boues douces	6
Les boues salées.....	9
I.6.2. Fluides de forage gazeux	9
I.6.3. Fluides à base d'huile	11
I.7. Choix de type de boue en fonction de problème traité.....	13
I.8. Rôle de fluide de forage	14
I.8.1. Le nettoyage des puits.....	14
I.8.2. Maintien des déblais en suspension.....	14
I.8.3. Sédimentation des déblais fins en surface	14
I.8.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	14
I.8.5. Dépôt d'un cake imperméable	14
I.8.6. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	14
I.8.7. Augmentation de la vitesse d'avancement	15
I.8.8. Prévention du cavage et des resserrments des parois du puits	15
I.8.9. Entraînement d'outils.....	15
I.8.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage	15
I.8.11. Apport de renseignements sur le sondage	15
I.8.12. Contamination des formations productrices.....	16
I.8.13. Corrosion et usure du matériel.....	16
I.8.14. Toxicité et sécurité	16
I.9. Composition des boues de forage	16
I.10. Propriété de la boue de forage.....	18

I.10.1. Les propriétés physiques	18
Densité et masse volumique	18
I.10.2. Les caractéristiques rhéologiques	19
I.10.3. Caractéristiques chimiques des boues	22
I.11. Avantages et inconvénients des fluides de forage	23
I.11.1. Boue à base d'eau	23
I.11.2. Boue à base d'huile	23
Deuxième Partie: Les puits HPHT	25
I.12. Introduction	25
I.13. Historique.....	25
I.14. Définition de HPHT	26
I.15. Classification des puits HPHT.....	26
I.16. Le forage HPHT en Algérie	27
I.17. Définition de pression	28
I.18. Définition de températures.....	29
I.19. Le fluide de forage dans les conditions HPHT	29
I.19. 1. Conditionnement de fluide de forage	31
I.19. 2. Conditionnement de la cimentation.....	31
Circulation efficace de la boue pour une bonne cimentation.....	31
L'effet de la température	32
L'effet de la pression	32
I.20. Perspective d'un forage dans HPHT	33
I.20.1. Capacité d'évaluation limitée	33
I.20.2. Diminution du ROP dans la zone de production.....	33
I.20.3. Contrôle de puits.....	34
I.20.4. Temps de non productivité.....	34
I.20.5. Le fluide de forage.....	34
I.20.6. Intégrité à long terme du ciment dans l'environnement HPHT avec présence de H ₂ S et de CO ₂	34
I.21. Evaluations des exigences des équipements.....	35
I.22. Conclusion.....	35

Chapitre II : Modèles rhéologiques de base

II.1. Introduction	36
II.2. Définition de la rhéologie	36

II.3. Paramètres principaux de la rhéologie.....	37
II.3.1. La contrainte de cisaillement.....	37
II.3.2. Déformation de cisaillement	38
II.3.3. Vitesse de cisaillement	38
II.3.4. Viscosité	39
Viscosité dynamique ou apparente	39
Viscosité cinématique	39
II.4. Mesure rhéologique	39
II.4.1. Viscosité apparente (VA)	39
II.4.2. Viscosité plastique (VP)	39
II.4.3. Yield value (YP)	40
II.4.4. Gel et thixotropie.....	40
II.5. Classification des fluides réels.....	41
II.5.1. Les fluides indépendants du temps	41
Les fluides newtoniens :	41
Les fluides non newtoniens	42
II.5.2. Les fluides dépendants de temps	45
Les fluides thixotropes	46
Les fluides rheopexes	46
Les fluides viscoélastiques.....	46
II.6. Conclusion.....	46

Chapitre III: protocole expérimental et conditions d'essai

III.1. Description du dispositif expérimental.....	47
III.1.1. Viscosimètre FANN model 35 A.....	47
III.1.2. Le Filtre (API) model FANN série 300.....	48
III.1.3. Le dispositif HPHT	48
III.1.4. Le densimètre(OFITE)	49
III.1.5. Le hot Rolling (OFITE)	49
III.1.6. Le mixeur (Hamilton Beach)	51
III.1.7. La balance électronique (KERN PB).....	51
III.1.8. Le hot Cup (OFITE)	52
III.1.9. Chauffage électrique(Barnstead/thermolyne)	52
III.2. Protocole expérimental.....	53

III.2.1. Première partie :Un protocole expérimental qui vise à comparer le comportement rhéologique d'une boue conventionnelle WBM et la boue VeraTherm.....	53
--	----

Chapitre IV : Mesures rhéologiques

IV.1. Les mesures rhéologiques.....	58
IV.1.1. Viscosité apparente (VA).....	58
IV.1.2. Viscosité plastique (VP).....	58
IV.1.3. Yield-Value (YP).....	58
IV.2. Caractérisation du comportement rhéologique du fluide de forage.....	58
IV.2.1. Première partie.....	58
IV.2.2. Deuxième partie.....	61
IV.2.3. Troisième partie.....	62
IV.3. Conclusion.....	63

Chapitre V : Modélisation du comportement rhéologique des fluides de forage

V.1. Introduction.....	64
V.2. Le coefficient de dispersion.....	64
V.3. Les paramètres rhéologiques.....	64
V.4. Modélisation du comportement rhéologique du fluide de forage.....	67
V.4.1. Première partie.....	67
V.4.2. Deuxième partie.....	68
V.4.3. Troisième partie.....	72
V.5. Conclusion.....	75
Conclusion générale.....	76
Références Bibliographiques.....	78

1) Liste des figures

Figure I.1 : Cycle du fluide sur le site de forage.....	5
Figure I.2: Les différents niveaux de HPHT	27
Figure I.3: Le gradient de pression	28
Figure I.4: Le Gradient géothermique de la terre	29
Figure I.5: Cracks in the Cement Sheath Can Occur esp. at HPHT Condition	33
Figure II.1 : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines	37
Figure II.2 : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles	38
Figure II.3 : Rhéogramme ($\tau - \gamma$) d'un fluide newtonien	41
Figure II.4: profile d'écoulement d'un fluide non newtonien	42
Figure III.1 : Viscosimètre FANN model 35 A.....	47
Figure III.2 : Filtre API model FANN série 300	48
Figure III.3: Dispositif de HPHT.....	49
Figure III.4 : Densimètre	49
Figure III.5: Hot Rolling (OFITE).....	50
Figure III.6 : Cellule de Hot Rolling type OFITE	51
Figure III.7: Mixeur de type Hamilton Beach	51
Figure III.8 : Balance électronique (KERN)	52
Figure III.9: Hot Cup (OFITE).....	52
Figure III.10: Chauffage électrique.....	53
Figure IV.1: Evolution de la Yield point en fonction du temps.....	59
Figure IV.2 : Evolution de la viscosité apparente en fonction de temps [h].....	59
Figure IV.3 : Evolution de la viscosité plastique en fonction de temps [h]	59
Figure IV.4: Evolution de la Yield Point en fonction de temps.....	61
Figure IV.5 : Evolution de la viscosité apparente en fonction de temps [h].....	61
Figure IV.6 : Evolution de la viscosité plastique en fonction de temps [h].....	61
Figure V.1: Rhéogramme ($\tau - \gamma$) représentant le modèle de Casson généralisé pour la formulation 1 (cas de boue conventionnelle) avant et après Hot Rolling et Static Aging.	67
Figure V.2: Rhéogramme ($\tau - \gamma$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 2 (cas de la boue VeraTherm) avant et après Hot Rolling et Static Aging	68

Figure V.3: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 3 avant et après Hot Rolling	69
Figure V.4: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 4 avant et après Hot Rolling	70
Figure V.5: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 5 avant et après Hot Rolling	71
Figure V.6: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 6 avant et après Hot Rolling	72
Figure V.7: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 7 avant et après Hot Rolling	73
Figure V.8: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 8 avant et après Hot Rolling	74

2) Liste des tableaux

Tableau I.1: Historique des fluides de forage	4
Tableau I.2: composition de l'eau de mer	9
Tableau I.3 : tableau qui représente le type de boue en fonction de problème traité	13
Tableau I.4: Additifs utilisés dans la formulation des fluides de forage [12].....	17
Tableau I.5 : Densités moyennes de quelques produits secs	19
Tableau I.6 : Les propriétés désirées dans un fluide de forage pour optimiser les performances dans des conditions HPHT	30
Tableau III.1 : composition de la boue conventionnelle WBM (NaBr/KCl)	53
Tableau III.2: composition de la boue VeraTherm.	54
Tableau III.3 : Composition de la formulation 3.....	54
Tableau III.4 : Composition de la formulation 4.....	55
Tableau III.5 : Composition de la formulation 5.....	56
Tableau III.6: Composition de la formulation 6.....	56
Tableau III.7 : Composition de la formulation 7.....	57
Tableau III.8 : Composition de la formulation 8.....	58
Tableau IV.1 : Paramètres rhéologiques de la formulation 1 de la boue conventionnelle avant et après Hot Rolling et Static Aging.....	59
Tableau IV.2 : Paramètres rhéologique de (la formulation 2) de la boue VeraTherm avant après Hot Rolling et Static Aging.	60
Tableau IV.3 : Paramètres rhéologiques de la formulation 3 avant et après Hot Rolling	61
Tableau IV.4 : Paramètres rhéologiques de la formulation 4 avant et après Hot Rolling	62
Tableau IV.5 : Paramètres rhéologiques de la formulation 5 avant et après Hot Rolling.	62
Tableau IV.6 : Paramètres rhéologiques de la formulation 6 avant et après Hot Rolling	63
Tableau IV.7 : Paramètres rhéologiques de la formulation 7 avant et après Hot Rolling	63
Tableau IV.8 : Paramètres rhéologiques de la formulation 8 avant et après Hot Rolling	64
Tableau V.1 : Coefficient de dispersion de la boue conventionnelle avant et après Hot Rolling et Static Aging.....	65
Tableau V.2 : Coefficient de dispersion de la boue VeraTherm avant et après Hot Rolling et Static Aging.....	65
Tableau V.3 : Coefficient de dispersion de la formulation 3 avant et après Hot Rolling	65
Tableau V.4 : Coefficient de dispersion de la formulation 4 avant et après Hot Rolling.....	66

Tableau V.5: Coefficient de dispersion de la formulation 5 avant et après Hot Rolling	66
Tableau V.6 : Coefficient de dispersion de la formulation 6 avant et après Hot Rolling	66
Tableau V.7 : Coefficient de dispersion de la formulation 7 avant et après Hot Rolling	66
Tableau V.8 : Coefficient de dispersion de la formulation 8 avant et après Hot Rolling.	67
Tableau V.9: Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 1 avant et après Hot Rolling et Static Aging	68
Tableau V.10 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 2 avant et après Hot Rolling et Static Aging	69
Tableau V.11 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 3 avant et après Hot Rolling	70
Tableau V.12 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 4 avant et après Hot Rolling	71
Tableau V.13 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 5 avant et après Hot Rolling	72
Tableau V.14: Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 6 avant et après Hot Rolling	73
Tableau V.15 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 7 avant et après Hot Rolling	74
Tableau V.16 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 8 avant et après Hot Rolling	75

Symboles et nomenclatures

Symboles latines

AHR: After Hot Rolling

BHR: Before Hot Rolling

C: Concentration [g/l] ou [kg/m³]

cP: Centipoise

d: Densité de la boue

D%: Coefficient de dispersion

dx: Variation de déplacement [m]

dy: Ecart entre deux couches de fluide [m]

Gel 0: Gel à 10 seconds (lb/100ft²)

Gel 10: Gel à 10 minutes (lb/100ft²)

h: Profondeur de la couche traversée[m]

HPHT: Haute Pression Haute Température

K: Indice de consistance de fluide

Lb/100ft²: livres par 100 pieds carrés

L₃₀₀: Lecture à 300 tr/mn sur le rhéomètre FANN A35

L₆₀₀: Lecture à 600 tr/mn sur le rhéomètre FANN A35

n: Indice d'écoulement de fluide

OBM: Oil based mud

P: Pression de la formation [kg/cm²]

T: Température [°C] ou [°F]

u : La vitesse de fluide à une hauteur y

V : Vitesse d'écoulement [m/s]

VA: Viscosité apparente [cP]

VP: Viscosité plastique [cP]

WBM: Water based mud

Y: La coordonnée d'espace repérant la position de fluide

YP: Yield Point [lb/100ft²]

$$1\text{ }^{\circ}\text{c} = 5/9[\text{F}-32]$$

$$1\text{ cP} = 1\text{ mPa.s}$$

$$1\text{ lb}/100\text{ft}^2 = 0.48\text{ Pa}$$

Symboles grecs

τ : Contrainte de cisaillement [Pa]

τ_0 : Contrainte seuil [Pa]

$\dot{\gamma}$: Vitesse de cisaillement [s^{-1}]

ρ : Masse volumique de fluide [kg/m^2]

μ : Viscosité dynamique de fluide [Pa.s]

μ_a : Viscosité apparente [Pa.s]

ν : Viscosité cinématique [m^2/s]

μ_p : Viscosité plastique [Pa.s]

μ_∞ : Viscosité à cisaillement infini [Pa.s]

μ_0 : Viscosité à cisaillement nul [Pa.s]

Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays producteurs et exportateurs, dont leurs économies s'appuient principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces énergies comme c'est le cas de notre pays.

La population mondiale ne cesse de croître et les besoins énergétiques augmentent. La demande excessive de cette ressource a amené à explorer et à développer des réservoirs de plus en plus enfouis ce qui nécessite des opérations délicates.

Cette augmentation de profondeur d'enfouissement s'accompagne d'élévation de pression et de température, dans ces conditions, bon nombre de technologies et de matériaux conventionnels ne sont plus performants. La probabilité de défaillance d'un équipement et les conséquences associées seront plus élevées à cause de l'énergie présente dans ces puits. Les équipements sont souvent soumis à des charges proches de leur résistance mécanique et certains outils de calcul sont moins précis dans les conditions extrêmes de température.

Le développement de la technologie représente le secret de réussite des puits Haute Pression Haute Température; en effet il demande des techniques considérables d'un côté, et un personnel qualifié d'un autre côté afin d'atteindre les objectifs, qui sont l'exploration et l'exploitation de ces réservoirs, dans les meilleures conditions techniques et de sécurité.

Ce travail a pour but d'améliorer les performances des boues utilisées. Le présent mémoire comporte cinq chapitres :

Le premier chapitre fait le point sur les principales connaissances actuelles concernant les fluides de forage et les polymères utilisés dans les formulations de fluide de forage. On décrit les différents types de fluides de forage et leur fonction et aussi on présente une étude globale sur les propriétés physico-chimique des polymères d'une manière générale. Aussi, on présente des généralités sur les puits HPHT.

Le deuxième chapitre est réservé aux notions fondamentales de la rhéologie et aux modèles rhéologiques de base. On exposera les différents modèles classiques ainsi que les différents paramètres rhéologiques. On présente aussi un aperçu sur les classifications des fluides réels.

Introduction générale

Le troisième chapitre est consacré aux techniques expérimentales de viscosimétrie et les différents appareils utilisés dans cette étude. On présente aussi les différentes formulations des boues étudiées.

Le quatrième chapitre consiste à la présentation des différentes mesures rhéologiques ainsi que les résultats expérimentaux concernant la caractérisation du comportement rhéologique pour différentes concentrations de viscosifiant. L'effet de la température, le type de lubrifiant, le temps de Hot Rolling et de static aging et la densité ont été également étudié.

Le cinquième chapitre porte sur la modélisation des courbes d'écoulement obtenu expérimentalement par des modèles classiques à savoir, Herschel Bulkley, Ostwald, Bingham et Casson Généralisé.

Et on termine ce travail par une conclusion générale synthétisant les principaux résultats obtenus dans cette étude.

Chapitre I

**Généralité sur les fluides de
forage et les puits HPHT**

Première Partie: Les fluides de forage

I.1. Introduction

Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs dont le choix du fluide de forage lesquels sont classés dans la famille des fluides complexes du fait de leur nature même (ces fluides peuvent être des émulsions/ suspension de divers constituants) dont les fonctions sont multiples.

La connaissance et le contrôle des propriétés rhéologiques de la boue de forage ont donc une incidence majeure sur le bon déroulement d'une opération de forage.

Ces fluides appelés classiquement « boues » présente un comportement non newtonien; ils sont habituellement rhéofluidifiants, thixotropes et fortement thermo-dépendant, et ceci à différents niveaux suivant le type de boue et les conditions d'utilisation.

I.2. Historique

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titusville (Pennsylvanie).

La technique classique du forage, inventée par Lucasau 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.

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

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

Le tableau suivant résume l'historique des fluides de forage :

Phase liquide		Date et type de boue
Eau	Ordinaire	L'eau en 1901
		Traitements chimique 1929
	Spéciale	Boue à la chaux 1945
		Silicate de soude 1930
Mixte		Emulsionnée ordinaire 1943
		Emulsionnée Saturée en sel
Huile		Boue à l'huile lourde 1935

Tableau I.1: Historique des fluides de forage

I.3. Définition de forage

On appelle "forage pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ceci permet d'avoir une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Plusieurs forages sont nécessaires pour aboutir à l'exploitation d'un gisement : Forage d'exploitation : pour confirmer la présence des hydrocarbures, forages d'évaluation qui permettent d'estimer la viabilité économique du développement, et enfin les forages des puits de développement qui aboutissent à la mise en production [1].

I.4. Définition de fluide de forage

La boue de forage, est un système composé des 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, etc...).

L'American Petroleum Institut (API) définit la boue de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée de forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface [2].

I.5. Cycle de la boue de forage

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée de 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, ensuite il remonte par l'espace annulaire chargé des déblais pour être recueillie en surface dans un tube appelé « tube fontaine ». Elle est ensuite acheminée par un « tube goulotte » vers un « tamis vibrant » qui la tamise en enlevant les déblais et laissant la boue débarrassée des solides venus du puits retourner dans le bac d'où elle a été pompée afin de subir des traitements chimiques (tamisage, dilution, ajout de produits,) et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques aux valeurs initiales avant d'être réinjectée dans le puits [3].

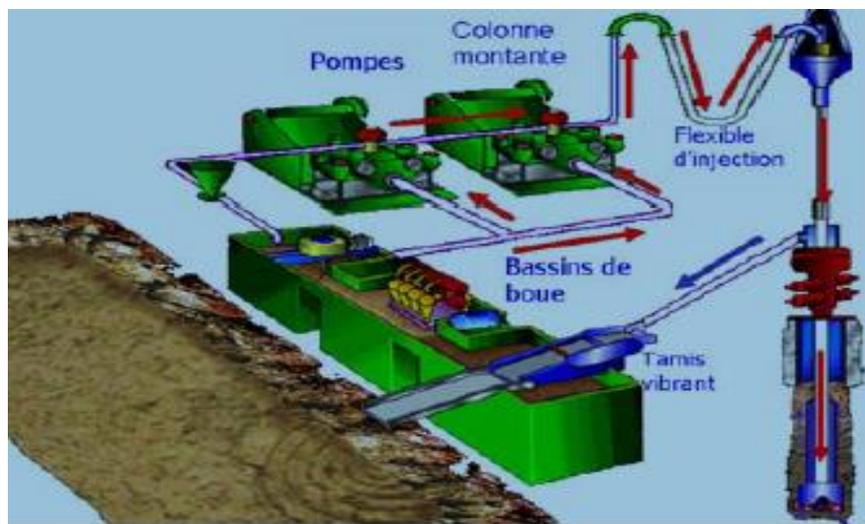


Figure I.1 : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997)

I.6. Classification des fluides de forage

Historiquement, les fluides de forage ont évolués d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "Boue" vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou d'huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés.

Traditionnellement, les fluides de forage sont classés en fonction de la nature de leurs constituants de base en trois catégories: l'eau, l'huile ou l'air.

I.6.1. Fluides à base d'eau

Les boues à base d'eau sont souvent désignées par "Water-Based Mud" ou **WBM** ils constituent le type de boues les plus utilisées dans le domaine du forage. Ce sont des fluides dont la phase continue est l'eau, Elles sont dans la plupart des cas constituées par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60g/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 dans formations argileuses, dissolution des formations salines).

En fonction de la teneur en KCl, la boue à base d'eau se subdivise

- ❖ **Boues douces** : salinité de l'ordre de quelques **g/l**.
- ❖ **Boues salées** : présentant une teneur d'environ une dizaine de **g/l**.
- ❖ **Boues salées saturées** : la saturation est atteinte pour une concentration de **320 g/l**

environ, en *NaCl*.

1. Les boues douces

Ces boues sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, précisément, la bentonite sodique dans l'eau. Vu les caractéristiques rhéologiques intéressantes, procurées par ces suspensions benthoniques (viscosité, thixotropie, filtrat) ; elles sont considérées comme base pour la formulation de la boue douce.

Néanmoins, selon le cas de la traversée ou non, des formations plus au moins réactives, comme les terrains argileux ou très dispersibles, la stabilité de ces mêmes caractéristiques deviendra des plus difficiles à contrôler. Généralement, le pourcentage nécessaire en bentonite varie de **3 à 10%** en poids.

a. Principaux types des boues douces

Selon les différents traitements appliqués à la boue benthonique simple, afin déstabiliser ou encore, contrôler ses caractéristiques au cours du forage, une classification en résulte, suivant la nature des composés ajoutés pour la traiter

- ✓ Boues douces simplifiées.
- ✓ Boues douces au FCL (lignosulphonate de ferrochrome).
- ✓ Boues calciques.
- ✓ Boues de forage à faible teneur en solides.

a.1. Boue douce simplifiée

Elle est utilisée pour les faibles et moyennes profondeurs, possédant des caractéristiques rhéologiques élevées et un filtrat relativement faible.

En général, ces boues couvrent les boues benthoniques. Notons que, selon les traitements en agents réducteurs de filtrat, afin d'améliorer l'aspect fluidifiant de la boue, une autre classification en découlera :

- **Boue bentonique traitée à la CMC (carbométhyl cellulose) :**

Elle est utilisée pour le forage des terrains perméables et calcaires peu consolidés.

- **Boue bentonique traitée avec des fluidifiants (tanin, lignite, FCL) et de la soude :**

Caractéristiques rhéologiques faibles ou moyennes, elle est utilisée pour le forage des formations argileuses relativement consolidées et peu ou moyennement dispersibles. Elle présente une bonne résistance à de faibles contaminations par Cl^- ou Ca^{++} .

- **Boue bentonique traitée avec des fluidifiants, de la soude, et un réducteur de filtrat (amidon, CMC, PAC) :**

Cette formule peut conduire à des boues douces, ayant un assez large domaine d'utilisation, notamment, lorsqu'on traverse des terrains salés, des formations d'anhydrites, de gypses, argileuses, ou des marneuses qui ont tendance à charger la boue ou à se déliter.

a.2. Boue douce au FCL

Elle se présente sous forme basique d'une boue bentonique simple, dont l'état colloïdal est amélioré. L'amélioration et la protection de ce dernier sont obtenues en ajoutant de produits à base lignosulphonate de ferrocrome (FCL).

D'autres colloïdes organiques, CMC (généralement) ou lignite chromé (LC), ou les deux à la fois, sont utilisés pour cet usage. Afin de parer à la légère acidité des produits FCL et LC, la soude caustique est ajoutée pour fixer le PH entre **9 et 10.5**.

b. Caractéristiques des boues douces au FCL

- Stable vis-à-vis des contaminants chimiques ($NaCl$, SO_4 , $CaCl_2$) et des hautes températures.
- Bonne résistance et bon pouvoir inhibiteur, lors de forage de formations argileuses.

Ce type de boue présente une stabilité vis-à-vis des contaminants d'une part, et une bonne résistance d'autre part.

L'utilisation de cette boue couvre un large domaine pour le forage avec les boues à base d'eau. Néanmoins, pour le forage d'importantes sections d'anhydrites, gypse, argiles et marnes, les boues calciques sont préconisées, tant sur le plan technique qu'économique.

Note : la présence de métaux lourds (**Fe**, **Cr**) dans ces composés, rend leur utilisation, de mauvais augures, surtout avec les tendances actuelles pour la préservation de l'environnement.

b.1. Boue calcique (boue à la chaux et boue au gypse)

Comme cité ci-dessus, des produits sont ajoutés, afin de traiter la formulation basique, notamment, la chaux $[Ca(OH)_2]$, le gypse $[CaSO_4, 2H_2O]$. En effet, ces composés minéraux

(**Générateurs d'ions Ca⁺⁺**) convertissent la bentonite sodique, extrêmement réactive, en bentonite calcique qui gonfle moins.

Effectivement, avec une eau calcique la viscosité de la boue reste faible (adéquate) même avec les argiles très dispersibles.

b.2. Boue de forage à faible teneur en solides :

Boue à base d'eau : des produits floculants lui sont ajoutés, dans le but de provoquer l'agrégation des solides indésirables et leur maintien en suspension.

D'autre part, ces produits floculants améliorent l'inhibition des argiles gonflantes et dispersibles par enrobage de ces mêmes solides, ou encore, par formation d'un film sur les parois du puits (cake) constitué par les additifs spéciaux (**polymères**).

- Spécifications :

L'utilisation de ce type de boue est préconisée pour remonter tous les déblais (Caractéristiques des polymères). Cependant, des méthodes d'épuration mécanique sont indispensables pour éliminer ces solides en surface (dessableurs, clay, éjecteurs...etc.).

Les fluides de forage conventionnels contiennent plus de **7%** de solides en poids, tandis que ce type contient de **1 à 7%**. Pour un pourcentage de moins de **1%**, le forage est dit à ; **forage à l'eau claire**.

Vu la faible teneur en solides, ce type de boue présente une meilleure stabilité vis-à-vis des contaminants, *NaCl* et *CaSO₄* (moins d'argiles). Par contre, on notera justement la difficulté de préserver cette faible teneur lors du forage. Les floculants ajoutés, généralement des polymères, perdent aussi de leur efficacité en présence de teneurs élevées en *NaCl*.

- Composition :

Citons par exemple celle de la boue aux polymères :

- Fractions volumique pour **1m³** en eau de mer [**1,8**]
- Bio polymères.....4 kg
- Chlorure chromique.....1,2 kg
- Soude.....8 à 10 kg
- Bactéricides.....0,3 kg
- Bentonite.....5 kg

+ Éventuellement FCL et CMC. (il faut reformuler)

Note : l'utilisation excessive de polymères augmenterait la viscosité du fluide, gênant par la suite la sédimentation de solides en surface.

2. Les boues salées

Elles sont apparues fortuitement, lors d'un forage avec une boue à base d'eau douce, et cela en traversant des formations salifères. Néanmoins, cette auto saturation a causé des problèmes tels que, floculation de la bentonite, accroissement des viscosités, importants cavages, et éboulements.

On a paré à ces problèmes en formulant des boues spécifiques aux milieux salés et alcalins, en ajoutant du *NaCl* à différentes concentrations, imitant ainsi la salinité in situ. Et entre autres, en remplaçant la bentonite par d'autres colloïdes, notamment, la sépiolite et l'atapulgitite (stables en milieux salés).

On classe les boues salées en deux catégories :

a. Boue salée non saturée

Présentant une teneur en *NaCl* de **25 à 150 g/l**. L'eau de base utilisée en général, est celle du Gisement. Cela, dans l'exploration des puits (protection des formations).

Ceci dit, l'orientation actuelle vers les boues à base de l'eau de mer

Constituants	Na	K	Mg	Ca	Chlorures	Sulfates
PPM	10440	375	1270	410	18.970	2790

Tableau I.2: composition de l'eau de mer

b. Boue salée saturée

La teneur en *NaCl* dans ce type de boue est de l'ordre de **320 g/l**. Elle est utilisée lors du forage des sels massifs ou des marnes très peu dispersibles, contenant d'importantes quantités de sels.

I.6.2. Fluides de forage gazeux

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 [3].

Les Différents fluides gazeux qui sont communément utilisés, de sorte qu'on distingue :

- Le forage à l'air ;
- Le forage à la mousse ;
- Le forage à la boue aérée.

1. Le forage à l'air

C'est en 1950, lors du développement du champ gazier de **San Juan** (Etats-Unis) que le forage à l'air débuta, suite aux mauvaises caractéristiques pétro physiques rencontrées sur ce site (porosité, perméabilité, et faibles pressions).

L'air est le fluide de forage qui possède la plus basse densité ($D=1.16$) et le prix de revient le moins élevé, il apporte des solutions à des problèmes très compliqués et parfois même des problèmes impossibles à résoudre rencontrés lors du forage aux boues conventionnelles tels que :

- ✓ Le forage des zones à perte de circulation totale répétées.
- ✓ Le forage des couches productrices (eau, huile, gaz) à faibles pressions,

Et du fait, que l'air possède une basse densité, les formations traversées subiront une décompression totale. Cela engendrera une détection rapide de la présence d'éventuels hydrocarbures, à un prix de revient plus bas [4].

L'emploi de l'air comprimé comme fluide de forage procure les avantages suivants :

- Plus grande vitesse de pénétration dans la roche dure et consolidée ;
- Réduction du poids sur l'outil ;
- Grande capacité de dégagement des cuttings (vitesse de remontée de 900m/min) ;
- Facilite le forage dans les formations gonflantes ;
- Faibles besoins d'eau [4].

2. Forage à la mousse :

Les mousses sont des dispersions d'un volume de gaz (relativement) important dans un volume de liquide relativement faible c'est un composé gazeux (air) et liquide (eau + produits), où chaque élément agit différemment sous l'effet de la pression et de la température. 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 pas être fournie sur le chantier.

La solution moussante est souvent accompagnée de polymères à poids moléculaires élevés ou quelquefois par de la bentonite pour améliorer les qualités visqueuses de la mousse, pour augmenter sa densité, et de réduire la vitesse de remontés des cuttings, ainsi pour et améliorer la stabilité des parois. Les produits moussants se dosent de 0,2 jusqu'à 2% du poids d'eau utilisé [2].

- **L'avantage du forage à la mousse se résume par :**

- Sa faible pression hydrostatique au fond
- Son excellent pouvoir de remonter des déblais à moins que la mousse ne refroidisse pas convenablement les terrains traversés.
- une diminution des risques de gonflement ou d'éboulement, par lavage des formations.
- Une bonne stabilité en pression est ainsi notée jusqu'à **200 bars**.

- **Les inconvénients :**

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 et ne contrôle pas la tenue des parois du puits (pas de cake).

3. Forage à la boue aérée

Le forage à la boue aérée est préconisé afin d'éviter les pertes de circulation et pour avoir un fluide de forage plus léger. Il présente plusieurs avantages ;

- **Les avantages**

- Une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé ;
- Une tendance aux pertes de circulation fortement réduite ;
- Une vitesse d'avancement plus importante
- 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 ;
- Une faible densité (inférieur à **0.6**) [5].

I.6.3. Fluides à base d'huile

Les boues 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. Ils sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou **OBM** [3].

Les boues à l'huile sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits, bien qu'elles aient des propriétés particulières, il est

difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau, leur utilisation occasionnent quelques difficultés, tels que la manipulation spéciale et les problèmes environnementaux [6].

Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants fluidifiants et alourdissant sont alors additionnés. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés ainsi que les fluides à base d'eau [5].

I.7. Choix de type de boue en fonction de problème traité

Problème traité	Caractéristique	Boues de forage adaptées
Argile à haut pouvoir de dispersion :	<ul style="list-style-type: none"> - Fort caractère colloïdal. - Dispersion rapide et en grande quantité [7]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Boues à l'huile. - Boues au KCl. - Boues au gypse. - Boues à haute teneur en dérivés ligneux. - Boues polyacrylates. - Boues PHPA. [7].
Argile gonflantes :	<ul style="list-style-type: none"> - Sensibilité à l'hydratation par filtrat. - Sensibilité à l'eau dispersée et non liée. [7]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Boues à l'huile. - Boues au KCl. - Boues au gypse. - Boues à haute teneur en dérivés ligneux. [7].
Argiles fluentes :	<ul style="list-style-type: none"> - Argiles sous compactées. [7]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Boues à l'huile. - Boues au KCl (pour la partie gonflante). <p>Boues alourdis [8].</p>
Gypse et anhydrite :		<ul style="list-style-type: none"> - Traitement au Na_2CO_3 si épaisseurs faible. - Boues rouge classique (FCl). - Boues au gypse. - Boues salées saturées [7].
Sels complexes :		<ul style="list-style-type: none"> - Boues salées saturées (NaCl). - Boues à l'huile (sels complexes) [8].
Températures élevées :		<ul style="list-style-type: none"> - Boues à l'huile. - Boues à haute teneur en dérivés ligneux. - Boues polyacrylates. [7].

Tableau I.3 : tableau qui représente le type de boue en fonction de problème traité

I.8. Rôle de fluide de forage

Les fluides de forage jouent un rôle majeur dans l'opération du forage. Parmi les nombreuses fonctions de ces boues nous pouvons citer :

I.8.1. Le nettoyage des puits

La boue débarrasse le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roches appelés couramment « cuttings ». L'aptitude de boue à entraîner les déblais dépend de sa rhéologie, de sa densité, et de sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire [9].

I.8.2. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation. C'est le caractère thixotrope du fluide de forage qui retient les déblais en suspension, par sa gélification lorsqu'il n'est plus en mouvement. Pratiquement tous les fluides visqueux sont thixotropes [10].

I.8.3. Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien que ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. En effet, dans le cas du maintien en suspension dans le sondage, c'est à tous les déblais (quelle que soit leur granulométrie) et particulièrement aux particules les plus grosses, ceci dans une section réduite [11].

I.8.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique [10].

I.8.5. Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake. Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits donc réduire les pertes du volume de boues (fuites de boues) [10].

I.8.6. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

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

pressions de gisement. Cette pression est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum [10].

I.8.7. Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot ; les performances du forage. Un filtrat élevé permet d'augmenter la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils [10].

I.8.8. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches [10].

I.8.9. Entraînement d'outils

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant) [2].

I.8.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage [2].

I.8.11. Apport de renseignements sur le sondage

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

- Les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection du gaz ou autres fluides mélangés à la boue [2].

I.8.12. Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire prochainement à la mise en production de cette zone. [2]

I.8.13. Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs. Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique. [2]

I.8.14. Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation des boues à base d'huile [2].

I.9. Composition des boues de forage

Un très grand nombre de produits entrent dans la fabrication et le traitement des boues de forage, certains ont un rôle spécifique, d'autres ont des actions multiples.

Avant de préparer une boue, il est indispensable de connaître la nature de la concentration en électrolytes présents (chlorures, calcium, magnésium, éventuellement sodium et sulfates). Afin d'améliorer les différentes caractéristiques de boue de forage et d'avoir des propriétés adéquates à la nature de formation traversée lors du forage et pour éviter les problèmes de contamination [11].

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

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

Tableau I.4: Additifs utilisés dans la formulation des fluides de forage [12]

Pour donner au fluide de forage toutes les fonctions nécessaires au bon déroulement du forage, la formulation doit être réalisée avec une attention particulière. L'ajout de certains constituants va directement influencer telle ou telle fonction.

I.10. Propriété de la boue de forage

Tout comme la préparation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API.

Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques de la boue de forage sont généralement basés sur quatre paramètres physiques (densité, viscosité, filtrat et réactivité) [3].

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (alcalinité, résistivité, pH).

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 [3].

Historiquement, face aux problèmes majeurs rencontrés dans les premiers forages, la densité est le premier paramètre fondamental pour la caractérisation des fluides de forage [5].

I.10.1. Les propriétés physiques

1. Densité et masse volumique

La densité est un paramètre important dans les 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. Elle s'exprime par un nombre sans dimensions [13].

Une boue dense favorise l'ascension des cuttings et permet l'équilibre des pressions hydrostatiques. Pour une boue à densité élevée, il y a risque de détachement des parois (de la boue), et de retombée dans le trou de forage provoquant le coincement de l'outil [13].

La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante :

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

Avec :

P : Pression de la formation (kgf/cm²).

h : Profondeur de la couche traversée (m).

d : Densité de la boue.

[6]

A cause de cette pression de contre-balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration, de faible épaisseur, appelé cake, est formé sur les parois du trou foré [3].

Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (tableau II.1)

Barytine	4.2 à 4.3
Calcite	2.7
Galène	6.8
Ciment	3.3
Argile	2.5
Na Cl	2.17
Gypse	2.3
Dolomite	2.8

Tableau I.5 : Densités moyennes de quelques produits secs

I.10.2. Les caractéristiques rhéologiques

L'objectif principal des études rhéologiques est de caractériser et quantifier les effets des interactions entre particules sur les propriétés macroscopiques des suspensions.

a. 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 [3].

Une viscosité élevée provoque des difficultés pour le pompage de la boue, alors qu'une boue à viscosité moins élevée perd sa propriété pour consolider les parois [13].

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 [3].

$$V_A = L_{600}/2 \quad (\text{I.2})$$

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (\text{I.3})$$

Où : L_{600} et L_{300} représentent respectivement les lectures à 600 et 300 *tr/mn* sur le rhéomètre FANN 35.

b. Filtrat

C'est la propriété de laisser filtrer de l'eau au travers des parois [13].

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) [14].

Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage:

- la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide
- la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé.

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests [14]. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites sous condition de haute pression et haute température.

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.

c. Cake

C'est la propriété de laisser déposer une couche d'argile sur la paroi. Il joue le rôle inverse de filtrat. Le cake ne se forme pas sur une paroi non perméable. La pénétration importante de filtrat, dans certains terrains, peut accélérer un phénomène de délitage entraînant des éboulements ou des gonflements [13].

d. Yield value (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 ft²), plus connue sous le nom de "yield value" ou "yield point".

$$Y_P = L_{300} - V_P = (V_A - V_P).2 \quad (I.4)$$

$$Y_P = 2 * L_{300} - L_{600} \quad (I.5)$$

C'est la tension limite de cisaillement au-dessus de laquelle le fluide ne s'écoule pas [14]

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 [3] .

e. Teneur en sable

Provenant du terrain de forage, le sable est dangereux par son action abrasive dans tout le circuit où il circule (spécialement pour les pompes à boue), et il alourdit la densité de la boue. On recommande de ne pas dépasser une teneur maximale de 5% [13].

f. PH

Le pH permet d'indiquer l'acidité ou l'alcalinité de la boue. Une boue dont le pH < 7 provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le pH > 10 indique sa contamination par le ciment ou par l'eau de l'aquifère [13].

g. Gels et thixotropie

C'est la propriété d'une boue de passer d'une consistance rigide à un aspect fluide sous l'effet de brassage (agitation) [13].

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.

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 viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 *tr/min* et exprimé en lb/100ft²

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

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. 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 charge, 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.

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, une 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. Une augmentation de la densité de la boue, entraîne l'amélioration du nettoyage du trou et la diminution du débit requis pour nettoyer le trou. Une 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 (Y_p) décroît. Une augmentation du rapport Y_p/V_p , qui permet d'améliorer le nettoyage du trou, est enfin une réduction du gel car une boue thixotrope associée à la non-rotation entraîne une formation d'une couche de fluide quasiment immobile au fond du trou, d'où la rétention des cuttings (principalement des fines).

I.10.3. Caractéristiques chimiques des boues

Les caractéristiques physiques des boues « densité » sont directement ou indirectement liées à la présence des corps solubles ou insolubles dans la boue. Il en découle la nécessité de contrôler chimiquement la présence et la concentration de ces corps. Ces substances peuvent provenir de la formation forée (chlorures, sulfates, carbonates.....), auquel elles joueront le rôle de contaminants, comme elles peuvent être additionnés volontairement dans le cadre de la formation d'un type de boue donné.

I.11. Avantages et inconvénients des fluides de forage

I.11.1. Boue à base d'eau

➤ **Avantage**

- Sécurité,
- Santé et environnement.

➤ **Inconvénients**

- L'eau mouille les roches et pénètre facilement dans les pores ;
- Hydratation des argiles ;
- Dissolution des sels (chlorures les plus solubles) ;
- Filtration dans les formations poreuses perméables ;
- Endommagement des formations (colmatage, précipités) ;
- Réaction possible avec les fluides de formation.

I.11.2. Boue à base d'huile

➤ **Avantage**

- Lubrifiant ;
 - Moins sensible aux contaminants ;
 - Forage à densité inférieure ou égale à 1 ;
 - Meilleur calibrage du trou ;
 - Réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits ou diminution du couple de torsion et de l'usure de la garniture ;
 - Réduction des risques de bourrage d'outil et d'accumulation des déblais sur le drill collars et diminution du "pistonnage" lors des manœuvres ;
 - Diminution du collage par pression différentielle ;
 - Meilleure récupération en carottage ;
 - Carottes sur lesquelles il est possible de mieux approcher la valeur de la saturation en eau et en huile ;
 - Augmentation par rapport au forage à l'eau, de la productivité ;
- Moindres dommages à la formation

➤ **Inconvénients**

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts ;
- Risque de sédimentation des alourdisant ;
- Manipulation salissante ;

- Risque d'incendie ;
- Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures ;
- Difficultés pour déceler la présence d'huile de formation dans les déblais ;
- Prix de revient au moins plus élevé que les boues à l'eau ;
- Logistique plus importante [15].

Deuxième Partie: Les puits HPHT

I.12.Introduction

Travailler dans des conditions HPHT nécessite des équipements spéciaux, des outils adéquats et une formation du personnel approprié. La planification avancée est un aspect important de la réussite des opérations. Des modifications de procédures opérationnelles doivent souvent être utilisées pour répondre aux préoccupations des HPHT. Alors que les erreurs commises dans les puits conventionnels peuvent créer des pertes de temps de routine, la prévention des conséquences désastreuses pour les équipements et le personnel pendant les opérations HPHT nécessite une attention particulière. La longue histoire de développement d'outils pour maîtriser efficacement les conditions HPHT et l'expérience de ces derniers continuent de permettre à l'industrie pétrolière et gazière de repousser les limites plus profondes et dans des puits plus chauds à la recherche constante de nouvelles sources d'hydrocarbures.

Une étude de l'industrie pétrolière a estimé qu'environ 1,5% des plus de 100 000 puits forés dans le monde en 2012 devraient être classés dans la catégorie des HPHT [16].

I.13. Historique

Depuis l'année 1969, suite à la découverte de champ Thomasville dans le Mississippi, aux Etats Unis. Des puits à haute pression ont été réalisés :

✓ **Années 1970**

- **1972** : Le premier système de tête de puits de 20 000 psi a été développé.
- **1974** : suivi rapidement par le développement du premier système de tête de puits de 30 000 psi.

✓ **Années 1980**

Découverte des champs de Central Graben en mer du Nord et de Tuscaloosa avec une pression et une température de 16 000 psi et 380 ° F en Louisiane, aux États-Unis, et constituent d'autres importants développements HPHT.

✓ **A partir 1990**

Après la découverte de plusieurs gisements HPHT, Apporter de nouvelles techniques, concevoir de nouveaux système, ouvrir la voie avec des technologies et des produits

innovants pour le forage est devenu la préoccupation de plusieurs chercheurs. Pour cela plusieurs recherches et expériences ont été faites :

- **En 2008** ZHAO Sheng-ying et al, ont étudiées les propriétés rhéologiques des fluides de forage à base d'huile ayant une composition typique, à des pressions allant jusqu'à 138 MPa et à des températures allant jusqu'à 204 °C en utilisant le rhéomètre RheoChan 7400.
- **En 2012** Mahmood Amani et al, ont comparé entre une boue à base d'eau et une boue à base d'huile a été faite en formulant des tests à des températures comprises entre 100 °F et 600 °F et des pressions comprises entre 5 000 et 25 000 psi.

I.14. Définition de HPHT

La désignation de haute pression, haute température est donnée aux puits qui présentent des conditions extrêmes aux opérateurs et aux sociétés de services. Le terme Haute Pression Haute Température concerne les puits soumis à une pression élevée ou à une température élevée, peu de puits sont sous les deux conditions en même temps mais quelle que soit leur désignation, les puits HPHT posent des problèmes spécifiques qui doivent être résolus pour que les opérations aboutissent.

Au fil des ans, selon les entreprises, les définitions de HPHT ont varié :

Dans le passé, HPHT (ou HTHP) était attribué à toutes conditions avec une pression ou une température supérieure à la condition atmosphérique.

Actuellement, la définition la plus courante de HPHT est lorsque la pression dépasse 690 bars (10 000 psi) et la température dépasse 149 °C (300 °F).

I.15. Classification des puits HPHT

Pour identifier les environnements d'exploitation HPHT, mener les opérations en toute sécurité et faire face aux lacunes technologiques, des classifications ont été développées. Ces classifications segmentent les opérations HPHT en trois niveaux principaux :

Le niveau I : se réfère aux puits avec des pressions de réservoir initiales comprises entre 10 000 psi et 20 000 psi et / ou des températures de réservoir comprises entre 149° C et 204° C (300 °F et 400 °F).

À ce jour, la plupart des opérations HPHT dont les gisements de schiste et bon nombre des puits de gaz/huile HPHT en eau profonde sont classés dans le niveau I.

Le champ Kristin est un champ HPHT bien connu en Norvège avec une pression de réservoir de 13 200 psi et une température d'environ 177° C (350 °F).

Le niveau II : s'appelle «Ultra» HPHT et inclut tout réservoir avec des pressions supérieures à 20 000 et inférieures à 30 000 psi et/ou des températures comprises entre 204° C et 260° C (400 ° F et 500 ° F).

Plusieurs gisements de gaz profonds situés sur le territoire américain et sur le plateau continental du golfe du Mexique entrent dans cette catégorie [17].

Le niveau III : englobe les puits HPHT «extrêmes», avec des pressions de réservoir allant de 30 000 psi à 40 000 psi et / ou à des températures comprises entre 260° C et 315° C (500 ° F et 600 ° F). Le niveau III est le segment HPHT avec les lacunes technologiques les plus importantes.

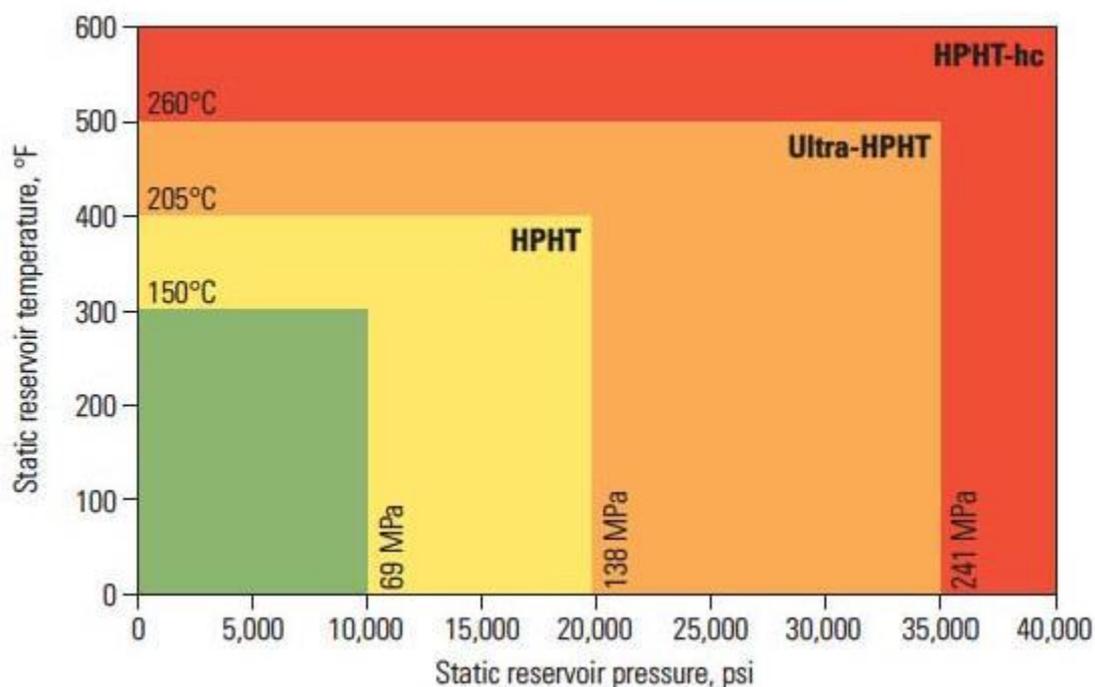


Figure I.2: Les différents niveaux de HPHT [16].

I.16. Le forage HPHT en Algérie

Le principal gisement HPHT découvert actuellement en Algérie se trouve dans le bassin de Berkine qui se situe dans la partie nord-est de la plateforme saharienne avec une superficie de 102395km². Mais plus précisément sur le champ de Gassi Touil ou les réservoirs Ordovicien "Grés Ouargla-Quartzites Hamra" atteignent plus de 5600 m de profondeur.

TAOP-1 fut le premier puits profond à être foré dans ce secteur, il a été implanté sur la culmination Ouest de la structure de Taouil et a permis d'apprécier les réservoirs Siluriens

dans la région, puis d'autres puits profonds ont été forés tel que TAOP-2 et TAOP-3 mais ces puits n'entrent pas dans la catégorie des HPHT [18].

Au Nord, dans la région de Brides quelques puits ont atteint l'ordovicien, tel que le puits BRDS-1 ou ce dernier a mis en évidence d'importantes accumulations de gaz sur l'intervalle des Quartzites de Hamra (5572m) [18].

TAON-1 est un puits classé dans la catégorie HPHT, et a connu plusieurs obstacles, dû à la sévérité de ses conditions de fond.

I.17. Définition de pression

Les foreurs sont généralement les premiers à faire face à la pression au fond de trou, en particulier la pression interstitielle (la pression des fluides dans les pores des roches réservoirs). Elle augmente avec l'augmentation de la profondeur, car les formations doivent supporter le poids géostatique des formations qui les recouvrent. Voir (figure I.5).

La pression de pores suit un gradient de pression (le taux d'augmentation de la pression de pore en fonction de la profondeur) qui peut changer rapidement selon les caractéristiques géologiques. Pour empêcher les fluides de formation de pénétrer dans le puits pendant le forage, les ingénieurs utilisent un fluide de forage. La pression hydrostatique dans le puits créée par ce fluide de forage neutralise les pressions de pore de la formation et empêche tout afflux de fluide. Par conséquent, les foreurs doivent prévoir la pression de pore avant de forer n'importe quelle formation.

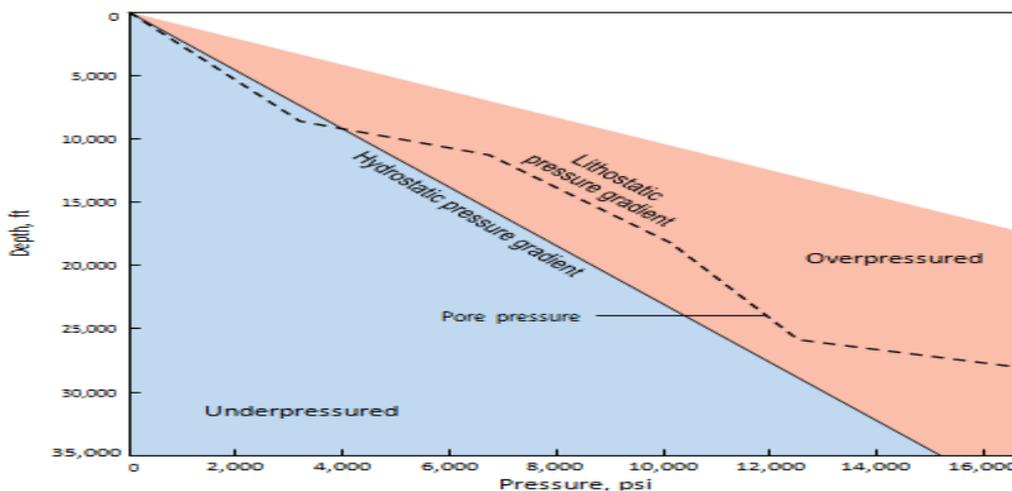


Figure I.3: Le gradient de pression [19]

I.18. Définition de températures

Le gradient géothermique de la Terre atteint en moyenne environ $2,55\text{ }^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$. À cette pente moyenne, le seuil de $177\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($350\text{ }^{\circ}\text{F}$) nécessite une profondeur de puits supérieure à $6\text{ }000\text{ m}$ [$19\text{ }700\text{ ft}$] voir (Figure I.6). Cependant, les températures au fond de trou sont souvent affectées par les conditions naturelles ou des influences externes. Les points géothermiques localisés à proximité, pendant le forage, peuvent rapidement augmenter la température du fond de trou. À très faible profondeur, l'injection de vapeur utilisée pour produire du pétrole lourd peut aussi considérablement augmenter la température au fond de trou.

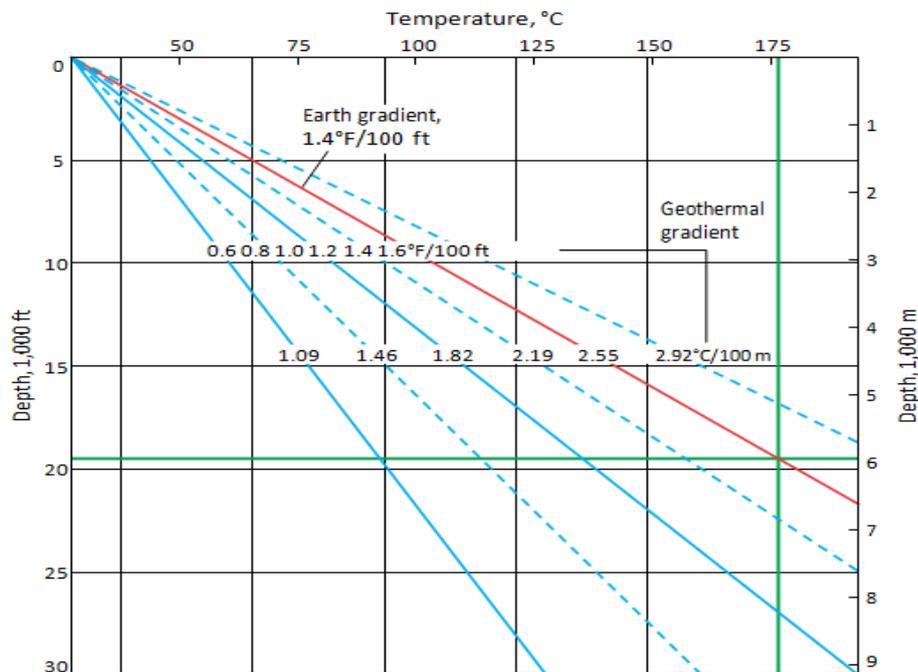


Figure I.4: Le Gradient géothermique de la terre [19].

I.19. Le fluide de forage dans les conditions HPHT

Fondamentalement, les fluides de forage peuvent être classés dans les liquides, les gaz et les mélanges gaz-liquide. Les liquides sont les plus utilisés et peuvent être regroupés dans la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM).

Dans les puits HPHT, l'OBM est plus efficace que le WBM, en raison de sa stabilité thermique et de ses caractéristiques de lubrifiant. En raison de la prise de conscience environnementale, les huiles OBM sont passées d'huiles conventionnelles, telles que le diesel, à des huiles synthétiques.

Les propriétés du fluide de forage	Doit être capable de s'alourdir rapidement en présence d'une venue.
Viscosité plastique	Aussi bas que raisonnablement possible pour minimiser l'ECD
Contrainte Yield et gel	Suffisant pour éviter l'affaissement, mais suffisamment élevé pour provoquer une gélification ou des pressions de ballonnement et d'écouvillonnage élevées
HPHT FluidLoss	Aussi faible que raisonnablement possible pour éviter les dommages à la formation et le risque de grippage différentiel
HPHT Rheologie	Stable et prévisible pour contrôler l'affaissement, la gélification et le ECD
Compressibilité	Doit être connu pour estimer les pressions en fond de trou et l'ECD
Stabilité aux Contaminants	Stable en présence de gaz, de saumure et de ciment
Solubilité du gaz	Nécessaire pour la détection précise des venues et la modélisation
Stability to Aging	Les propriétés ne changent pas avec le temps, que ce soit dans des conditions statiques ou dynamiques, mais dans la réalité les propriétés chutent légèrement après vieillissement dynamique et augmentent après vieillissement statique.
Tolérance de solide	Propriétés insensibles aux solides de forage
Densité	Doit être capable de s'alourdir rapidement en présence d'une venue.

Tableau I.6 : Les propriétés désirées dans un fluide de forage pour optimiser les performances dans des conditions HPHT

I.19. 1. Conditionnement de fluide de forage

Les conditions de pression et de température dans les puits de forage affectent la rhéologie du fluide. Tout calcul qui ignore ces effets donne inévitablement des résultats erronés. Tout fluide de forage doit être conçu avec pour objectif principal de conserver ses propriétés tout au long du puits de forage. Les propriétés rhéologiques du fluide de forage déterminent non seulement la capacité du fluide à supporter les déblais, mais également l'ampleur de la chute de pression de friction qui se produit lorsqu'il circule dans le système. Cette chute de pression par frottement, outre, le fait de déterminer les pressions de pompe nécessaires pour maintenir la circulation, détermine également l'augmentation de la pression au fond du puits de forage pendant la circulation (ECD).

Le mélange de fluide de confinement et d'échantillon de test est un sujet controversé depuis un certain temps, bien que différentes conceptions de cellules été utilisées pour minimiser le mélange des deux fluides. De plus, la composition de fluide et la chimie de produits appropriés sont nécessaires pour assurer une stabilité thermique suffisante du fluide à tester dans des conditions de HPHT extrêmes. Le développement de produits adaptés à la formulation de HPHT extrême nécessiterait davantage d'efforts et de ressources que la simple exécution du test HPHT extrême. Sans stabilité thermique adéquate, la simulation utilisant des propriétés obtenues à des températures et pressions inférieures ne sera pas fiable [20].

I.19. 2. Conditionnement de la cimentation

Les opérations de cimentation de puits dans un environnement HPHT posent des problèmes particuliers, car le comportement physique et chimique des ciments changent considérablement en raison des pressions et des températures élevées. Ces conditions difficiles ajoutent de nombreux défis non seulement pendant les opérations de cimentation de puits, mais également plus tard pour la gaine de ciment fixée tout au long de la vie du puits.

1. Circulation efficace de la boue pour une bonne cimentation

Le facteur le plus important pour obtenir un bon travail de ciment primaire est le déplacement correct du fluide de forage. Si la boue n'est pas correctement circulée, des poches de boue peuvent rester dans l'annulaire cimenté, ce qui peut entraîner une communication interzonale et la corrosion du tubage.

2. L'effet de la température

Dans les puits HPHT, la boue devient sensible à la température élevée, ce qui réduit considérablement le temps d'épaississement de la boue, ce qui provoque la prise du ciment plus rapidement que dans les puits à température moyenne. La température affecte également les propriétés rhéologiques du laitier de ciment. La viscosité plastique (PV) et la yield viscosité diminuent avec l'augmentation de la température. La prévision précise de la température de circulation de fond (BHCT) est également cruciale pour la cimentation, car une modification de la température de 5 ° C peut entraîner une modification importante du temps d'épaississement. Il y a deux températures que nous devrions considérer :

- **Température de circulation au fond du trou:** c'est la température que le laitier de ciment rencontre lorsqu'il est pompé dans le puits et c'est celle qui affecte le temps d'épaississement.
- **Température statique au fond du trou:** il s'agit de la température de la formation et de la température à laquelle le laitier sera soumis après que la circulation se soit arrêtée pendant un certain temps.

3. L'effet de la pression

La pression a des effets à la fois sur le puits et sur le fluide de forage et le ciment. Dans les cas où la pression n'est pas correctement estimée, le tubage choisi ne pourra pas résister à la pression de la formation, ce qui entraînera inévitablement un effondrement du tubage dans le puits, ce qui provoquera une venue. Les agents d'alourdissement sont utilisés pour créer le minimum d'Over balance et réduire la pompabilité du ciment, accélérant ainsi le développement d'une résistance à la compression prématurée. Les propriétés mécaniques du ciment de classe G ont été mesurées sous une pression de 2 610 psi et une température de 212 ° F [21]. Le résultat montre que la résistance à la compression du ciment augmente avec la température de durcissement.

La figure I.9 montre comment une fissure peut se développer dans la gaine de ciment esp. à l'état HPHT [22]. Lorsque la profondeur du puits augmente, la charge hydrostatique accrue provoque une augmentation de l'ECD due à la compression et une augmentation de la température entraîne une diminution de l'ECD due à la dilatation thermique.

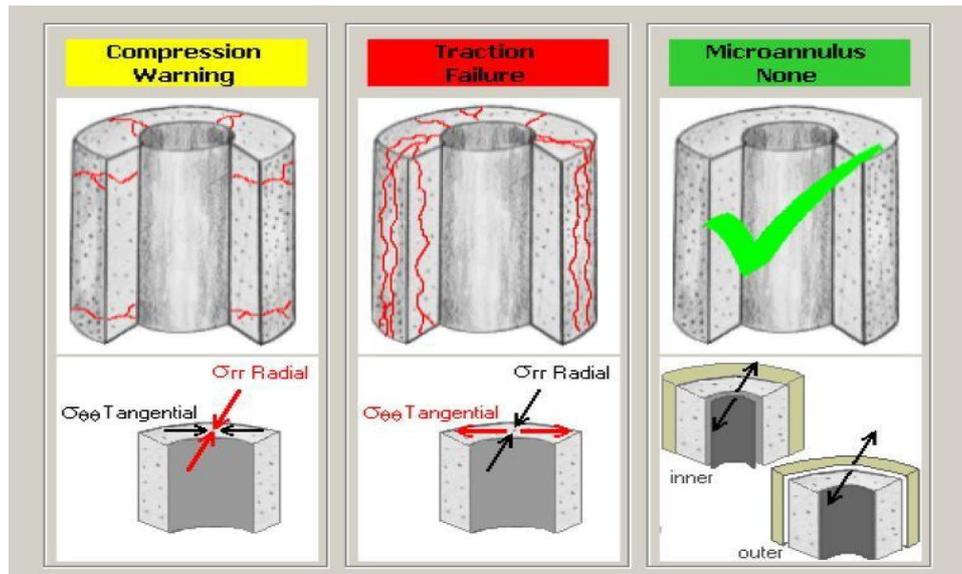


Figure I.5: Cracks in the Cement Sheath Can Occur esp. at HPHT Condition [22].

I.20. Perspective d'un forage dans HPHT

Les problèmes ci-dessous représentent les principales préoccupations des foreurs qui planifient des puits profonds HPHT. Au fur et à mesure que la technologie de forage progressera, de nouvelles préoccupations mériteront d'être évaluées :

I.20.1. Capacité d'évaluation limitée

- La plupart des outils wireline fonctionnent à 425 ° F; disponibilité très limitée des outils wireline fonctionnant de 425 ° F à 450 ° F.
- La technologie de batterie fonctionne à 400 ° F (mercure) pour les applications MWD.
- La précision du capteur diminue avec l'augmentation de la température.
- Les outils LWD / MWD sont fiables à 275 ° F avec une nette diminution de la fiabilité à 350°F.

I.20.2. Diminution du ROP dans la zone de production

- Les outils éliminent généralement 10% de la roche par rotation dans cet environnement par rapport aux conditions de forage normales des puits au golfe du Mexique.
- La structure cristalline des outils PDC se décompose dans ces conditions (niveau III).
- Les outils tricônes ne conviennent pas à cet environnement.

- Le couple est le problème principal. bien que les travaux sur les pompes Moyno sans joints offrent des solutions à couple élevé.

I.20.3. Contrôle de puits

- La fenêtre de forage est très petite et peut causer des problèmes de contrôle de puits.
- La perte de fluide de forage est un problème en raison de la lithologie et de la géopression.
- Stockage de boue en raison du gonflement des formations
- Solubilité du méthane et de H₂S (sulfure d'hydrogène) dans la boue à base d'huile en raison des températures élevées.

I.20.4. Temps de non productivité

Se cause par :

- Coincement et torsion des tiges.
- Temps de déclenchement - provoqué par une défaillance des instruments (LWD / MWD).
- Prise de décision causée par le manque d'expérience en ultra et extrême HPHT, la «courbe d'apprentissage»
- Problèmes de sécurité liés à la manipulation du fluide de forage et de la garniture de forage en condition HT.
- Forage en circulation conventionnel provoquent des problèmes de contrôle du puits ou l'endommagement des composants des équipements de forage. Les forages à circulation continue offrent une grande stabilité hydraulique dans les opérations HPHT / MPD ou UBD.

I.20.5. Le fluide de forage

- Perte de fluide de forage.
- Affaissement de barite Statique / Dynamique

I.20.6. Intégrité à long terme du ciment dans l'environnement HPHT avec présence de H₂S et de CO₂

- Problèmes de corrosion.
- Choix du matériel.

I.21. Evaluations des exigences des équipements

Les considérations ci-dessous doivent être examinées et rendues obligatoires avant le début du forage HPHT :

- S'assurer que tout le personnel approprié est bien formé pour faire face aux conditions extrêmes que pourrait rencontrer le puits.
- Réaliser des briefings quotidiens pour s'assurer que tout le personnel essentiel est tenu au courant et comprend les plans opérationnels en cours.
- S'assurer que les équipements de contrôle de pression sont en bon état de fonctionnement.
- Les capteurs de gaz et H₂S doivent être vérifiés avant le drilling-out du sabot du casing.
- Les tests de BOP doivent être effectués conformément aux intervalles choisis, suivant les procédures de contrôle des puits. Les heures et volumes de fermeture doivent être enregistrés.

I.22. Conclusion

Dans ce premier chapitre, On a exposé les notions fondamentales sur les fluides de forage, leur circuit, les différents types de fluides, les fonctions principales, et le rôle qu'ils remplissent pour le bon déroulement de l'opération de forage.

On a ensuite présenté un aperçu sur les propriétés physico-chimiques de la boue de forage.

Dans la deuxième partie de ce chapitre on a présenté un aperçu sur les puits HPHT.

Chapitre II

Model rhéologique de base

II.1. Introduction

La rhéologie, mot inventé par Bingham en 1929 à partir d'un verbe grec qui veut dire couler.

La rhéologie est la science qui étudie les déformations, l'écoulement et les propriétés de la matière, au plus les réactions des matières aux forces déformantes. La rhéologie englobe de nombreuses disciplines fondamentales telles que la résistance des matériaux, la mécanique des fluides, la plasticité.

La rhéologie étudie des écoulements, permet de relier les contraintes, les déformations et leur dérivées, et caractérise la nature des comportements. La conception d'un modèle complet nécessite pour analyser et établir les caractéristiques et la nature des comportements mécanique des substances et d'établir leurs lois de comportement.

La rhéologie comporte trois axes d'études [23]:

- La rhéologie expérimentale, consistant en une détermination expérimentale des relations de comportement entre contraintes et déformations.
- La rhéologie structurale, dont le but est l'explication du comportement rhéologique des matériaux à partir de leur structure.
- La rhéologie théorique, aboutissant à la modélisation mathématique du comportement des matériaux.

Le chapitre qui suit vise à définir les principaux paramètres rhéologiques ainsi que les différents types d'écoulement des fluides.

II.2. Définition de la rhéologie

Etymologiquement, la rhéologie est une science qui traite de l'écoulement, des déformations, et plus généralement de la viscosité des matériaux sous l'action de contraintes. Elle est capable d'intégrer l'étude des solides ; cependant, il faut partir du fait que la notion de liquide recouvre aussi bien des fluides très liquides comme l'eau, les solvants organiques, les solutions et les dispersions diluées ; mais aussi des substances beaucoup plus visqueuses et consistantes à l'aspect pâteux, semi solide voire même solide. Malgré cela, ce sont les mêmes lois de comportement et les mêmes grandeurs qui régissent leurs écoulements, nonobstant le paramètre temps.

II.3. Paramètres principaux de la rhéologie

II.3.1. La contrainte de cisaillement

La contrainte de cisaillement (τ) est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces

deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche : elles sont appelées force de cisaillement (figure II.1) [23].

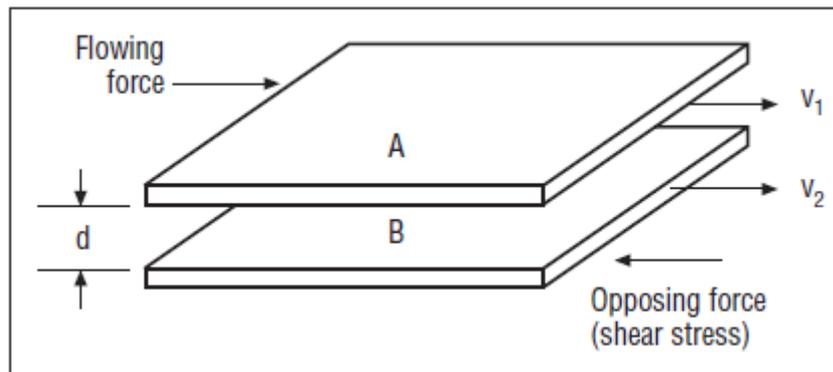


Figure II.1 : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines [24].

En supposant que la couche (A) est animée d'une vitesse V_1 supérieure à la vitesse V_2 de la couche (B). La couche (A) exerce sur la couche (B) une force de cisaillement dF parallèle au mouvement et tendant à accélérer la couche (B). La couche (A) exerce pour sa part une force de frottement sur la couche (B). Une force de cisaillement $-dF$ tendant à la freiner. En rapportant ces forces de cisaillement à l'unité de surface, on définit la contrainte de cisaillement τ :

$$\tau = \frac{dF}{dS} \dots [Pa] \quad (II.1)$$

Ou :

τ : représente une force par unité de surface ; elle s'exprime en newton par m^2 ou bien plus commodément en Pascal (Pa)

dS : est la surface élémentaire de l'entité considérée (m^2)

dF : la force tangentielle appliqué [N].

Il est à noter que dans le calcul de la résultante des forces, les forces de pression s'exerçant perpendiculairement à la surface ne sont pas prises en compte, du fait de leur faible valeur en comparaison des forces de cisaillement.

II.3.2. Déformation de cisaillement

La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile (figure II.2) [5].

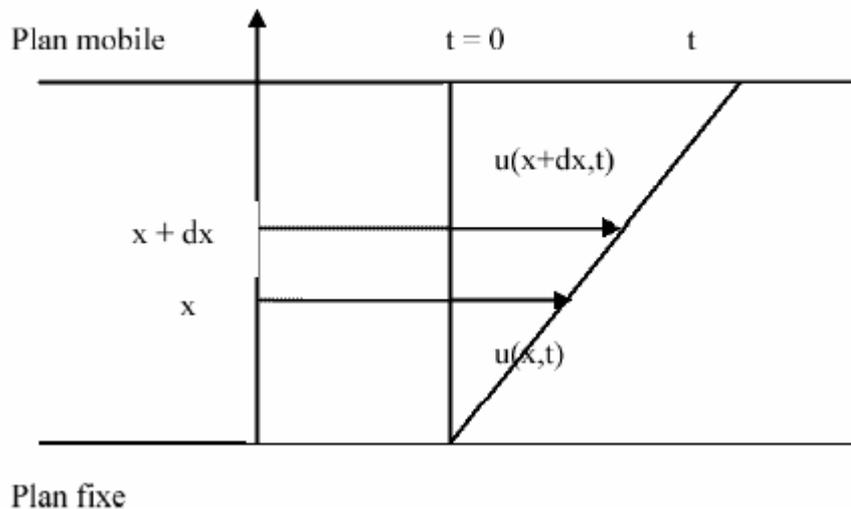


Figure II.2 : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles

On ne considère arbitrairement que les particules de matière de deux couches adjacentes se trouvent à l'instant $t = 0$ dans une section droite. A l'instant t postérieur, les particules situées à l'abscisse x auront parcouru la distance $u(x,t)$ et les particules situées à l'abscisse $x + dx$ auront parcouru la distance $u(x + dx,t)$. Cette grandeur est sans dimension ; elle ne dépend pas du déplacement $u(x,t)$ lui-même mais de la variation de ce déplacement lorsqu'on passe d'une couche à une couche infiniment proche.

La déformation de cisaillement est définie par l'équation suivante :

$$\gamma = \frac{dx}{dy} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

γ : la coordonnée d'espace repérant la position du fluide.

dx : Variation de déplacement [m].

dy : Ecart entre deux couches de fluide [m]

II.3.3. Vitesse de cisaillement

C'est la déformation du fluide au cours du temps, cette grandeur est identique au gradient de vitesse.

L'expression de la vitesse de cisaillement ($\dot{\gamma}$) est donnée par l'équation suivante, il s'agit de la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement) :

$$\dot{\gamma} = \frac{d\gamma}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{dx}{dy} \right) = \frac{d}{dy} \left(\frac{dx}{dt} \right) = \frac{dv}{dy} \quad (\text{II.3})$$

$\dot{\gamma}$ à la dimension de l'inverse d'un temps est exprimé en s^{-1} .

II.3.4. Viscosité

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres. C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie, sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différents coefficients de viscosité :

1. Viscosité dynamique ou apparente

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

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad [\text{N.s/m}^2] \text{ ou } [\text{pa.s}] \quad (\text{II.4})$$

2. Viscosité cinématique

Elle est définie par la relation suivante :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad (\text{II.5})$$

II.4. Mesure rhéologique

II.4.1. Viscosité apparente (VA)

C'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique, elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation :

$$VA = L_{600} / 2 \quad (\text{II.6})$$

Avec :

L_{600} : lecture à 600 tr/mn

II.4.2. Viscosité plastique (VP)

Pour qu'un fluide s'écoule, on a tendance essentiellement à appliquer une force sur ce dernier. Les frictions internes existantes dans ce fluide sont traduites par cette viscosité plastique.

Cette dernière dépend de la teneur en solides dans la boue, de leurs tailles et leurs formes. Elle est exprimée en centi-poises et donnée par la relation :

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (\text{II.7})$$

II.4. 3. Yield value (YP)

Lors de l'utilisation de la boue de forage, il apparaît une tension limite au-dessus de laquelle il n'y a pas d'écoulement, cette tension représente la yield value.

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques entre les particules en suspension ; donc on en conclue qu'elle dépend de la teneur, de la nature de solide, de la taille des déblais et de l'attraction électrique entre les particules.

Elle s'exprime en (lb/100ft²) et est donnée par :

$$YP = (VA - VP) * 2 \quad (II.8)$$

II.4.4. Gel et thixotropie

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation.

Le pouvoir du gel d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos de 10 min, ce qui est appelé le gel 10.

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

- ✓ **Le gel 0** : il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre de type OFITE 800 à une vitesse de 3 tr/mn. Il est exprimé en lb/100ft².
- ✓ **Le gel 10** : il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes. Il est exprimé en lb/100ft² [25].

II.5. Classification des fluides réels

II.5.1. Les fluides indépendants du temps

Ce sont des fluides pour lesquels la contrainte de cisaillement τ est fonction seulement de la vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}$. Leur comportement rhéologique est indépendant de la durée d'application de la contrainte. Ce type de fluide est subdivisé en fluide newtonien, non newtonien et fluide viscoélastique.

1. Les fluides Newtoniens :

La classe la plus simple des fluides est appelée Newtonien. La plupart des fluides de base sont Newtonien. La contrainte de cisaillement de ces fluides, est directement proportionnelle au taux de cisaillement, comme il est représenté sur la figure (II.3).

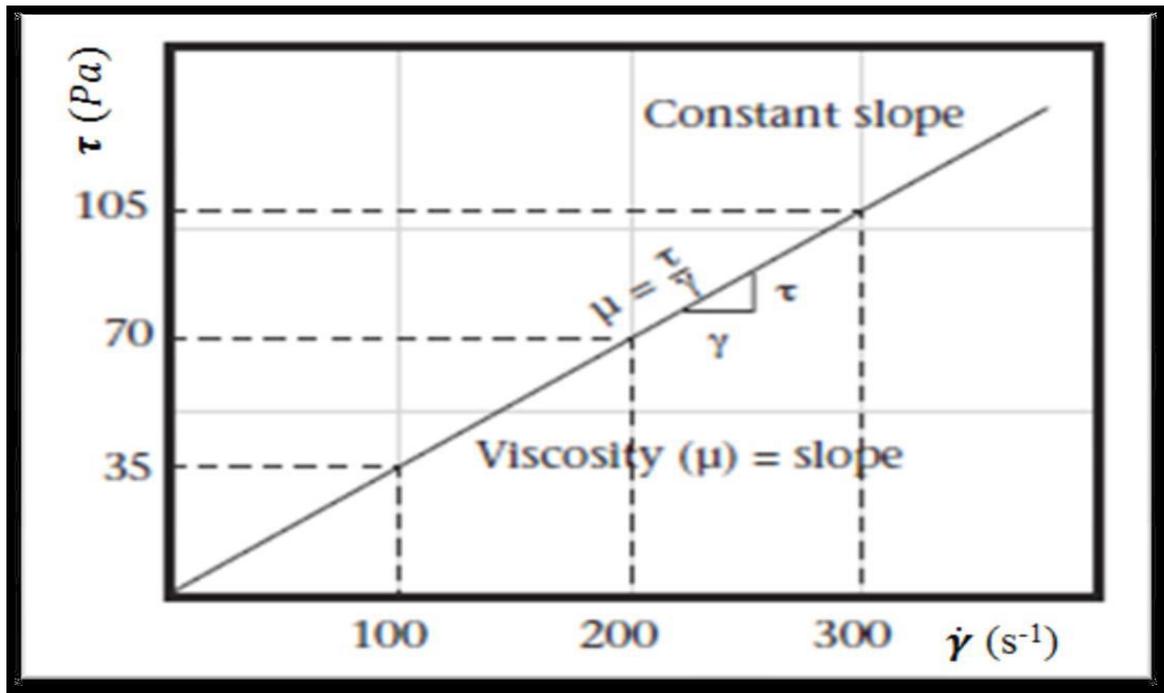


Figure II.3 : Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) d'un fluide newtonien [26].

Les points sont situés sur une droite passant par l'origine (0, 0) du graphe. La Viscosité d'un fluide newtonien est la pente de cette droite. La limite d'élasticité (contrainte nécessaire pour initier l'écoulement) d'un fluide newtonien sera toujours zéro (0).

Quand on utilise les fluides Newtoniens (eau douce, eau de mer, les saumures et huiles) pour le forage, les trous de forage doivent être balayés périodiquement surtout avant les travaux de maintenance des puits.

La contrainte de cisaillement à différents taux de cisaillement doivent être mesurés afin de caractériser les propriétés d'écoulement d'un fluide. Pour un fluide newtonien une seule mesure est nécessaire car la contrainte de cisaillement est directement proportionnelle à la vitesse de cisaillement.

A partir de cette mesure, la contrainte de cisaillement peut être calculée à partir de l'équation suivante:

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

τ : Contrainte de cisaillement [Pa].

μ : Viscosité dynamique du fluide [Pa.s].

$\dot{\gamma}$: Vitesse de cisaillement [s^{-1}].

2. Les fluides non Newtoniens

Dans le cas d'un fluide qui contient des particules d'argile ou un colloïdal. Ces particules tendent à collisionner l'un dans l'autre, ce qui augmente l'effort de cisaillement ou la force nécessaire pour le maintenir à débit donné. Si ces particules sont longues par rapport à leur épaisseur, l'interférence des particules sera grande lorsqu'elles sont orientées de manière aléatoire. Cependant, le taux de cisaillement est augmenté, les particules « s'aligne » dans le courant d'écoulement et l'effet d'interaction de la particule sera diminué.

Au centre de cylindre, où le taux de cisaillement est faible, l'interférence des particules est élevée et la tendance de fluide qui s'écoule est plutôt comme celle d'une masse solide qui est en mouvement d'écoulement [26].

Le profil de vitesse est aplati comme il est représenté sur la figure (II.4).

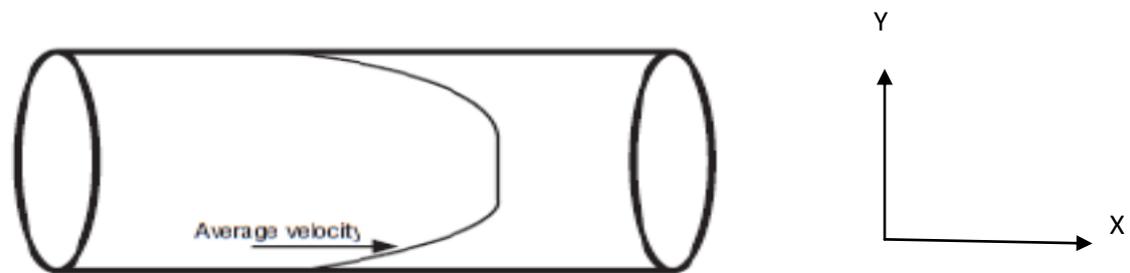


Figure II.4: profil d'écoulement d'un fluide non newtonien [26].

Cet aplatissement de profil de vitesse augmente la capacité d'un fluide à transporter des particules plus grosses.

Si les particules sont électriquement attirées l'une vers l'autre, l'effet est similaire. À faible taux de cisaillement, les particules relient entre elles, rassure l'augmentation de la résistance à l'écoulement, mais à fort taux de cisaillement les liaisons entre les particules seront cassées.

Les fluides qui se comportent de cette manière sont appelés des fluides non-newtoniens. La plupart des fluides de forage sont de ce type.

Le rapport du cisaillement n'est pas constant, il est différent à chaque taux de cisaillement donné. Ceci signifie que les fluides non newtoniens n'ont pas une viscosité constante, cela décrit son comportement d'écoulement à tout taux de cisaillement.

La viscosité efficace de la plupart des fluides non newtoniens diminue en fonction de l'augmentation du taux de cisaillement.

On distingue deux catégories principales de fluide non newtoniens :

a. Les fluides sans contrainte seuil

• **Ostwald-de-Waele (1925)**

C'est une loi de puissance, décrite par la relation [27].

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad (\text{II.10})$$

Ou :

K : représente la consistance du fluide.

n : Indice d'écoulement.

Si ($n < 1$) le fluide est rhéofluidifiant, rhéoépaississant ($n > 1$) ou newtonien pour ($n = 1$)

• **Modèle de Cross (1965)**

Ce modèle, comme celui de Carreau-Yassuda, tient compte des limites du comportement rhéologique. Aux faibles contraintes de cisaillement, on observe généralement un comportement Newtonien, avec un plateau de viscosité appelé viscosité a cisaillement nul et désigné par η_0 [Pa.s].

Aux cisaillements élevés, un deuxième plateau apparait et la viscosité est appelé viscosité a Cisaillement infini désignée par $\ll \eta_\infty \gg$ [Pa.s].

Le modèle de Cross s'écrit sous la forme suivante :

$$\tau = \left[\mu_\infty + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty)}{(1 + \dot{\gamma} \cdot t_1)^p} \right] \dot{\gamma} \quad (\text{II.11})$$

Ou λ et n sont des constantes

λ : est un temps caractéristique de relaxation.

μ_0 : la viscosité a cisaillement nul.

μ_∞ : la viscosité a cisaillement infini.

• **Modèle de sisko**

Ce modèle s'écrit sous la forme suivante [5] :

$$\tau = \mu_0 \dot{\gamma} + k \dot{\gamma}^n \quad (\text{II.12})$$

Ou :

μ_0 : viscosité à faible cisaillement

K : représente la consistance du fluide

b. Les fluides à contrainte seuil

Les fluides à seuil sont des matériaux qui se comportent comme un solide si la Contrainte appliquée est inférieure à la contrainte seuil (τ_0). Au-delà de cette contrainte seuil, ils commencent à s'écouler.

- *Modèle de Herschel-Bulkley (1926)*

il est décrit par la loi [27]:

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \quad (\text{II.13})$$

Ou :

K : est la consistance du fluide

n : l'indice d'écoulement.

- *Modèle de Bingham (1922)*

La représentation la plus simple d'un fluide à seuil est le [28] :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad (\text{II.14})$$

Ou :

τ_0 contrainte seuil [Pa].

(μ_p) : est la viscosité plastique [Pa.s].

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement [1/s]

- *Modèle de Casson Généralisé*

Ce modèle s'écrit sous la forme suivante [29]:

$$\tau = \tau_0 + \mu_\infty \dot{\gamma} + k\dot{\gamma}^n \quad (\text{II.15})$$

Ou :

μ_∞ : viscosité de cisaillement infini.

- *Modèle de casson [30]*

$$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\mu_\infty \dot{\gamma})^{1/2} \quad (\text{II.16})$$

Ou :

τ_0 : Contrainte seuil [Pa]

μ_p : est la viscosité plastique [Pa.s].

Si $\tau < \tau_0 \rightarrow \dot{\gamma} = 0$

II.5.2. Les fluides dépendants de temps

Le comportement des fluides dépendant du temps est caractérisé par l'évolution de leur structure interne. Cette modification peut être très rapide; dans ce cas, le temps n'intervient

pas de manière apparente dans les équations d'écoulement et la viscosité apparente est fixée uniquement pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de cisaillement. Par contre, si la modification de la structure interne du fluide est lente, les caractéristiques de l'écoulement du fluide seront influencées par les traitements antérieurs et la viscosité apparente dépendra dans ce cas d'un autre paramètre : « le temps ».

On distingue deux catégories dans ce type de fluide [23]:

- ✓ Les fluides thixotropes;
- ✓ Les fluides rhéopexes.

1. Les fluides thixotropes

La consistance de tels fluides dépend aussi bien de la vitesse de cisaillement que de la durée du cisaillement. Dans ces conditions, la viscosité apparente n'est plus fixée pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de cisaillement mais dépend également du paramètre temps. Ainsi, l'écoulement d'un matériau peut être facilité par une agitation préalable de l'échantillon à étudier. La méthodologie utilisée pour déterminer le caractère thixotrope de fluides consiste le plus souvent en l'application d'un cycle de cisaillement montée-palier-descente (cisaillement croissant-cisaillement constant-cisaillement décroissant) [31].

2. Les fluides rheopexes

Cette catégorie de fluides présente un comportement contrairement aux fluides thixotropes. Lorsqu'ils sont soumis à un faible cisaillement, leur structure interne s'organise et par conséquent conduit à une augmentation de la viscosité [31].

3. Les fluides viscoélastiques

Le mot viscoélastique veut dire l'existence simultanée des propriétés élastiques et visqueuses dans un matériau. Tous les liquides présentent des propriétés visqueuses, certains possédant une structure complexe peuvent également présenter des propriétés élastiques. Ce comportement se manifeste notamment lorsqu'on applique ou lorsqu'on supprime brutalement un cisaillement par l'apparition d'un régime transitoire pendant lequel la structure de l'échantillon évolue avant de se stabiliser. La détermination des propriétés viscoélastiques de certains matériaux passe par la mise en place d'une analyse oscillatoire. Ce type de test consiste à imposer à l'échantillon un cisaillement oscillatoire de pulsation donnée ω . Lors de ces tests, la contrainte $\tau(t)$ et la vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}(t)$ évoluent sinusoïdalement au cours du temps.

II.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation de l'ensemble des notions rhéologiques de base (écoulement, cisaillement et la déformation). D'où on a donné une classification des différents types existant de fluides (fluides viscoélastiques, fluides dépendent et indépendant du temps) On a également présenté les différents modèles rhéologiques classiques en donnant un aperçu sur ces derniers (Hershel Bulkley, Bingham, Casson, Casson Généralisé, Ostwald, Sisko). Ainsi On a cité les intérêts que ces fluides acquièrent dans l'industrie.

Chapitre III

Protocole expérimental et conditions d'essai

III.1. Description du dispositif expérimental

III.1.1. Viscosimètre FANN model 35 A

Le viscosimètre modèle 35 est le viscosimètre Fann le plus connu et le plus couramment utilisé. Le fluide d'essai est contenu dans l'espace annulaire ou dans l'espace de cisaillement entre les cylindres. La rotation du cylindre extérieur à des vitesses connues est réalisée par un engrenage de précision. La traînée visqueuse exercée par le fluide crée un couple sur le cylindre intérieur ou le bob. Ce couple est transmis à un ressort de précision où sa déformation est mesurée puis reliée aux conditions d'essai et aux constantes de l'instrument. Ce système permet la vraie simulation des conditions de processus d'écoulement les plus significatives rencontrées dans le traitement industriel.

La viscosité plastique et la Yield Point d'un fluide peuvent être déterminées facilement en effectuant deux soustractions simples des données observées lorsque l'instrument est utilisé avec la combinaison R1-B1 et le ressort de torsion F1 standard.

Le viscosimètre a six vitesses : de 600, 300, 200, 100, 6 et 3 tr / min.



Figure III.1 : Viscosimètre FANN model 35 A

III.1.2. Le Filtre (API) model FANN série 300

C'est un appareil à pression, utilisé pour tester les fluides de forage pour mesurer la filtration, le volume de filtrat et l'épaisseur du cake.



Figure III.2 : Filtre API model FANN série 300

III.1.3. Le dispositif HPHT

La fonction du HPHT est presque semblable à celle de l'API. Sauf qu'elle est utilisée pour les boues à base d'huile dans des conditions de hautes températures, où l'appareil est soumis à deux pressions inversées en même temps, une pression de 500 PSI et une deuxième de 100 PSI. Cette différence est créée par l'insertion des capsules de pressions.



Figure III.3: Dispositif de HPHT

Mode opératoire

L'usage de HPHT recommande presque les mêmes démarches suivies récemment lors de l'utilisation du filtra API, sauf qu'on doit ajouter une deuxième capsule de pression appliquée au-dessous de l'appareillage pour créer la contre pression.

-après 20 min d'expérience on éteint l'appareil, on décomprime le récipient et on ouvre le robinet inférieure du récipient lentement pour le dégazer à ce moment-là un fluide va s'écouler du robinet (c'est la mousse).

III.1.4. Le densimètre(OFITE)

C'est un instrument qui sert à la mesure de la densité.



Figure III.4 : Densimètre

Mode opératoire

- Remplir le godet avec de la boue de forage.
- Placer le couvercle en dessus du siège qui contient de la boue, et s'assurer que cette dernière s'échappe par l'orifice percé dans le couvercle (cela signifie que le godet est bien rempli).
- Enlever l'excédent de boue sur la surface extérieur du godet
- Déplacer le curseur en surveillant le niveau de bulle pour amener la règle à l'horizontale et noter la graduation.

III.1.5. Le hot Rolling (OFITE)

Le hot Rolling est un four électrique très puissant qui contient des agitateurs cylindriques tournants horizontalement. Ce four résiste à des températures très élevées, où il peut générer jusqu'à 500°F.



Figure III.5: Hot Rolling (OFITE)

Mode opératoire

-On introduit le fluide de forage dans une cellule en inox dure (résistante aux plus grandes températures).

-On met la cellule horizontalement dans le hot Rolling après l'avoir régler à une température précise.

Le hot Rolling va commencer à générer de la chaleur et en même temps il fait tourner ces agitateurs cylindriques.



Figure III.6 : Cellule de Hot Rolling type OFITE

III.1.6. Le mixeur (Hamilton Beach)

C'est des mixeurs métalliques (inox) de marque Hamilton Beach qui ont 3 vitesses de rotation (8000, 14000 et 18500 tr/min).



Figure III.7: Mixeur de type Hamilton Beach

III.1.7. La balance électronique (KERN PB)

C'est une balance très précise utilisé dans le laboratoire, sa précision peut acquérir 0,01 PPB.



Figure III.8 : Balance électronique (KERN)

III.1.8. Le hot Cup (OFITE)

C'est un instrument qui sert à chauffer les fluides en moment des examens rhéologiques (lors d'utilisation du viscosimètre).



Figure III.9: Hot Cup (OFITE)

III.1.9. Chauffage électrique (Barnstead/thermolyne)

Il est utilisé généralement pour chauffer des récipients spéciaux de boue, dans le but d'étudier la rhéologie à différentes températures. Le model utilisé durant notre stage contient quatre compartiment de réchauffement, chacun de ces dernier peut générer une température de 200°F.



Figure III.10: Chauffage électrique

III.2. Protocole expérimental

Mon travail expérimental comporte plusieurs parties :

III.2.1. Première partie : Un protocole expérimental qui vise à comparer le comportement rhéologique d'une boue conventionnelle WBM et la boue VeraTherm.

Dans cette partie on va faire une comparaison entre une boue conventionnelle simple à base d'eau (NaBr/KCl) conçu pour les réservoirs à basse température et une boue VeraTherm après 3 jours de vieillissement statique (StaticAging) sous une température de 145°C.

Formulation 1	Concentration kg/m ³
Eau	788.025 litres
Sel de chlorure de potassium	85.5
Sel de Bromure de sodium	279.3
DualFlo HT	19.95
FloVis Plus	2.85
PTS-200	11.4
KlaStop	326.781
Omyacarb 40	108.3
Circal 60/16	34.2
NuoSept 78	0.855
SafeScav-CA	0.7125

Tableau III.1 : composition de la boue conventionnelle WBM (NaBr/KCl) [32].

Formulation 2	Concentration kg/m ³
Eau	768.075 litres
Sel de bromure de sodium	407.55
DualFlo HT	11.4
VeraVis	21.375
PTS-200	11.4
KlaStop	326.781
Omyacarb 40	108.3
Circal 60/16	34.2
NuaSept 78	0.855
SafeScav-CA	0.7125

Tableau III.2: composition de la boue VeraTherm [32].

III.2.2. Deuxième partie : protocole expérimental qui sert à étudier l'influence d'agent viscosifiant VeraVis ensuite de type de lubrifiant sur le comportement rhéologique de fluide de forage pour une densité de $d=1.44$.

- Dans un premier temps on va étudier l'influence des variations de concentration de VeraVis sur le comportement rhéologique de la boue de forage avant et après la mise dans le Hot Rolling sachant qu' on a fixé la température à $140^{\circ}\text{C} = 285^{\circ}\text{F}$ et on a utilisé le même lubrifiant pour les deux formulation (Starglide).

Formulation 3	Concentration kg/m^3
Eau	726.3795 litres
Chlorure de Potassium	95.931
Chlorure de Sodium	136.971
Defoam Extra	4.9305
VeraVis	14.25
Dual-Flo HT	7.125
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	299.25
SP-101	2.85
Ultrahib	21.3465
Type de lubrifiant	Starglide
Densité de la saumure de base	1,1750

Tableau III.3 : Composition de la formulation 3 [32].

Formulation 4	Concentration kg/m^3
Eau	723.5295 litres
Chlorure de Potassium	95.5035
Chlorure de Sodium	136.002
Defoam Extra	4.9305
VeraVis	18.525
Dual-Flo HT	7.125
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	299.25
SP-101	2.85
Ultrahib	7.49
Type de lubrifiant	Starglide
Densité de la saumure de base	1,1740

Tableau III.4 : Composition de la formulation 4 [32].

- Ensuite on va étudier dans cette partie l'effet de type lubrifiant sur le comportement rhéologique de fluide de forage en comparant le lubrifiant de la formulation 4 (Starglide) et celui de la formulation 5 (Radiagreen) en tenant compte que les concentration sont les mêmes pour les deux formulation ainsi que la densité et la température qui est fixé à $140^{\circ}\text{C}=285^{\circ}\text{F}$, avec une température plus élevé ($T=160^{\circ}\text{C}$) après 72h HR pour la formulation 5.

Formulation 5	Concentration kg/m^3
Eau	723.5295 litres
Chlorure de Potassium	95.5035
Chlorure de Sodium	136.002
Defoam Extra	4.9305
VeraVis	18.525
Dual-Flo HT	7.125
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	299.25
SP-101	2.85
Ultrahib	7.49
Type de lubrifiant	Radiagreen
Densité de la saumure de base	1,1741

Tableau III.5 : Composition de la formulation 5 [32]

- a. **Troisième partie : Protocole expérimental qui sert à étudier l'influence de viscosifiant ainsi que de type de lubrifiant sur le comportement rhéologique de fluide de forage pour une densité de $d=1.74$.**
- Premièrement on va étudier l'effet des variations de concentration de VeraVis sur le comportement rhéologique de la boue de forage en fixant la température à $140^{\circ}\text{C}=285^{\circ}\text{F}$ ainsi que les concentrations des additives en existence de (Radiagreen).

Formulation 6	Concentration kg/m^3
Eau	635.949 litres
Chlorure de Potassium	84.2175
Chlorure de Sodium	122.1225
Defoam Extra	4.930
VeraVis	14.25
Dual-Flo HT	7.125
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	712.5
SP-101	2.85
Ultrahib	21.34
Type de lubrifiant	Radiagreen
Densité de la saumure de base	1,1792

Tableau III.6: Composition de la formulation 6 [32].

Formulation 7	Concentration kg/m^3
Eau	636.8895 litres
Chlorure de Potassium	84.36
Chlorure de Sodium	122.4075
Defoam Extra	4.9305
VeraVis	12.825
Dual-Flo HT	7.125
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	712.5
SP-101	2.85
Ultrahib	21.34
Type de lubrifiant	Radiagreen
Densité de la saumure de base	1,1779

Tableau III.7 : Composition de la formulation 7[32].

- Dans la dernière partie on va étudier l'effet de lubrifiant sur le comportement rhéologique de la boue en comparant les résultats données par la formulation 6 en existence de Radiagreen et celles de la formulation 8 en existence de lubrifiant (Starglide), sachant qu'on a fixé les concentrations des différents aditifs et la température à $140^{\circ}\text{C}=285^{\circ}\text{F}$.

Formulation 8	Concentration kg/m^3
Eau	634.809 litres
Chlorure de Potassium	84.6735
Chlorure de Sodium	127.281
Defoam Extra	4.9305
VeraVis	14.25
Dual-Flo HT	5.7
PTS 200	8.55
Safe-Carb 40	99.75
M-I WATE (barytine)	712.5
SP-101	2.85
Ultrahib	21.34
Type de lubrifiant	Starglide
Densité de la saumure de base	1,1761

Tableau III.8 : Composition de la formulation 8 [32].

Chapitre IV

Mesures rhéologiques

IV.1. Les mesures rhéologiques

Les mesures rhéologiques effectuées dans ce projet consistent à mesurer et étudier plusieurs facteurs, parmi ses derniers on note :

IV.1.1. Viscosité apparente (VA)

La viscosité apparente est donnée par la relation suivante :

$$VA[cP] = \frac{L_{600}}{2} \quad (IV.1)$$

IV.1.2. Viscosité plastique (VP)

La viscosité plastique est donnée par la relation suivante :

$$VP[cP] = L_{600} - L_{300} \quad (IV.2)$$

IV.1.3. Yield-Value (YP)

La Yield value est donnée par la relation suivante :

$$YP [lb/100ft^2] = (2 * L_{300}) - L_{600} \quad (IV.3)$$

IV.2. Caractérisation du comportement rhéologique du fluide de forage

IV.2.1. Premier partie

Analyser la différence entre la boue conventionnelle et la boue VeraTherm.

Formulation 1

	Avant HR	Après 16h HR	Après 24 h SA	Après 72h SA
YP [lb/100ft ²]	33	35	30	4
VP [cP]	19	14	14	8
VA [cP]	35.5	31.5	29	10

Tableau IV.1 : Paramètres rhéologiques de la formulation 1 de la boue conventionnelle avant et après Hot Rolling et Static Aging.

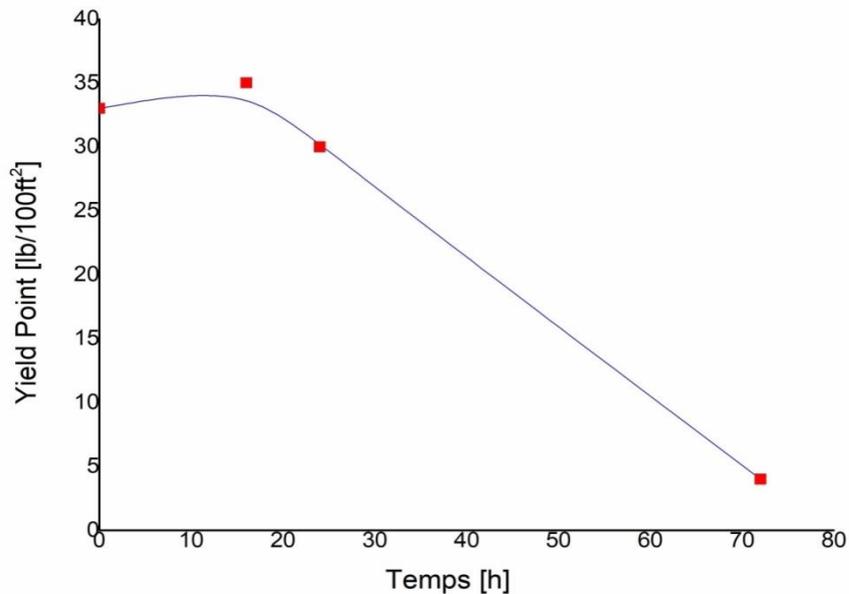


Figure IV.1: Evolution de la Yield point en fonction du temps de Hot Rolling [h].

D'après la figure IV.1 on remarque que la Yield Point évolue d'une façon décroissante en fonction de temps de Hot Rolling et de Static Aging

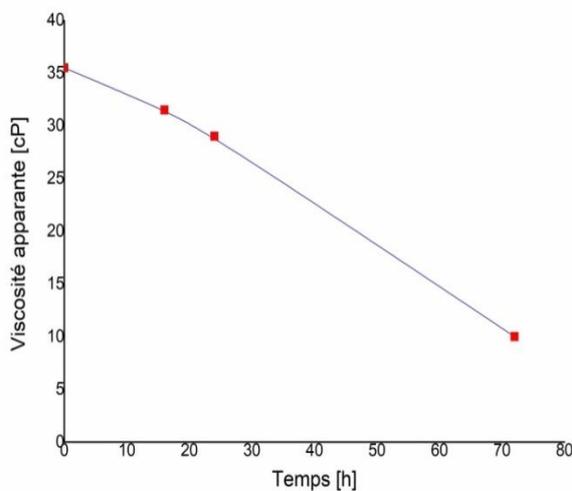


Figure IV.2 : Evolution de la viscosité apparente en fonction de temps de Hot Rolling [h].

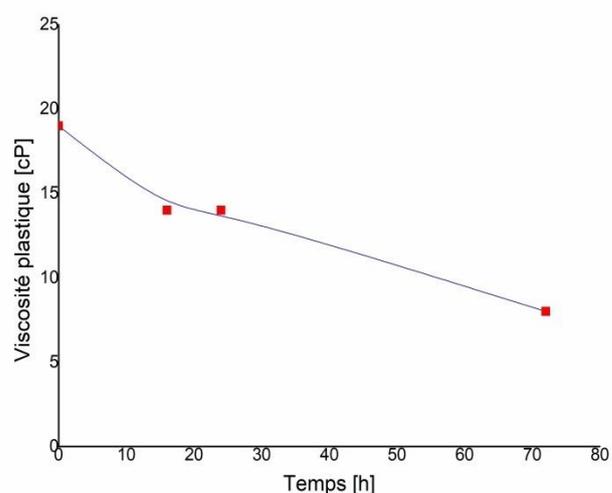


Figure IV.3 : Evolution de la viscosité plastique en fonction de temps de Hot Rolling [h].

Les figures IV.2 et IV.3 montrent que la viscosité apparente et la viscosité plastique se décroissent en fonction de temps de Hot Rolling et de Static Aging

Formulation 2

	Avant HR	Après 16h HR	Après 24h SA	Après 72h SA
YP	55	53	54	55
VP	44	41	41	41
VA	71.5	67.5	68	68.5

Tableau IV.2 : Paramètres rhéologique de (la formulation 2) de la boue VeraTherme avant après Hot Rolling et Static Aging.

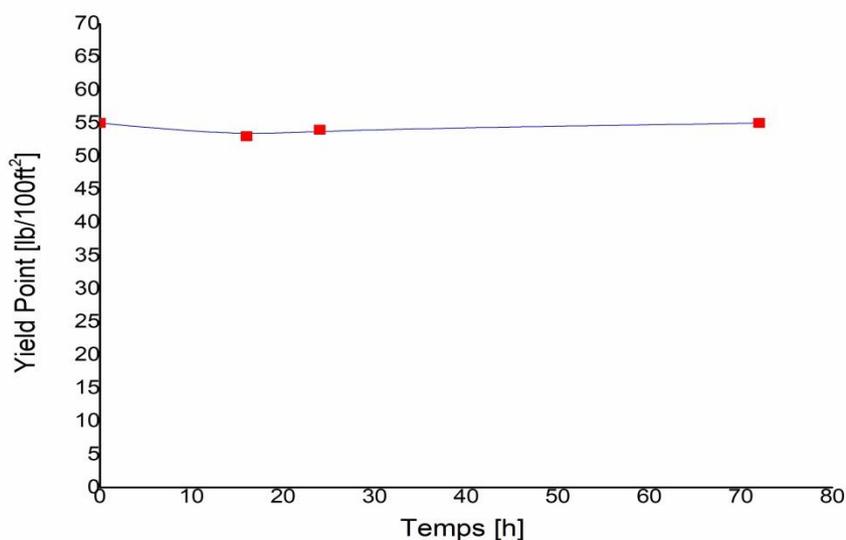


Figure IV.4: Evolution de la Yield Point en fonction de temps de Hot Rolling.

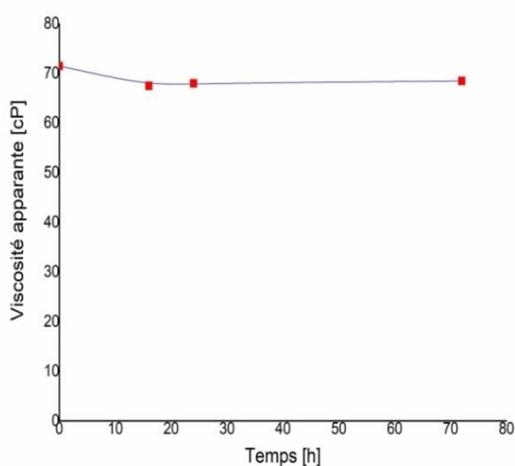


Figure IV.5 : Evolution de la viscosité apparente en fonction de temps de Hot Rolling [h].

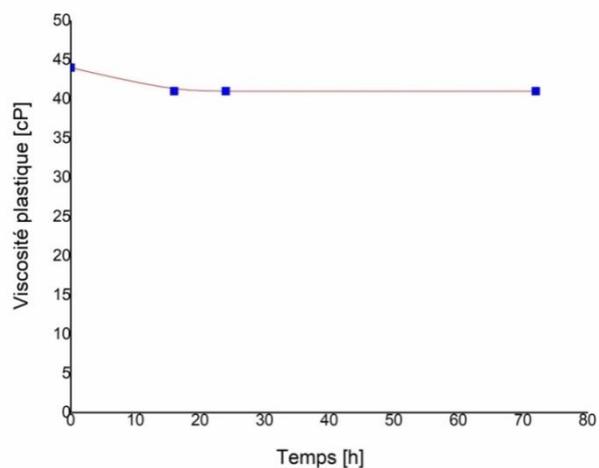


Figure IV.6 : Evolution de la viscosité plastique en fonction de temps de Hot Rolling [h].

D'après les figures (IV.4, IV.5, IV.6) on remarque que les trois paramètres (YP, VA et VP) restent stable après le Hot Rolling et le Static Aging.

IV.2.2. Deuxième partie

Analyser l'influence de VeraVise et de lubrifiant sur le comportement rhéologique de fluide de forage pour d=1.44.

Formulation 3

		Avant HR	Après 16h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	18	40
Viscosité [cP]	VP	29	35
	VA	38	55

Tableau IV.3 : Paramètres rhéologiques de la formulation 3 avant et après Hot Rolling

A partir des résultats donnés dans le tableau ci-dessus on note une augmentation notable du la Yield point ainsi que la valeur de la viscosité apparente et plastique après les 16h de Hot Rolling.

Formulation 4

		Avant HR	Après 16h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	38	60
Viscosité [cP]	VP	39	54
	VA	58	84

Tableau IV.4 : Paramètres rhéologiques de la formulation 4 avant et après Hot Rolling

A partir des résultats donnés dans le tableau ci-dessus on note que la Yield point augmente d'un écart remarquable ainsi que la viscosité apparente et plastique après les 16h de Hot Rolling.

Formulation 5

		Avant HR	Après 16h HR	Après 72h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	33	37	27
Viscosité [cP]	VP	40	44	33
	VA	56.5	62.5	46.5

Tableau IV.5 Paramètres rhéologiques de la formulation 5 avant et après Hot Rolling.

Au regard des résultats obtenus dans le troisième tableau on note une légère augmentation des trois paramètres rhéologiques (YP, VA, VP) après les 16h de Hot Rolling, Puis on remarque une diminution significative des trois paramètres après 72h de Hot Rolling.

IV.2.3. Troisième partie

Analyser l'influence de VeraVise et de lubrifiant sur le comportement rhéologique de fluide de forage pour d=1.68.

Formulation 6

		Avant HR	Après 16h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	43	38
Viscosité [cP]	VP	53	53
	VA	74.5	72

Tableau IV.6 : Paramètres rhéologiques de la formulation 6 avant et après Hot Rolling

Au regard des résultats obtenus dans le tableau ci-dessus on note une légère diminution de la Yield point ainsi que la viscosité apparente après les 16h de Hot Rolling alors que la viscosité plastique reste constante.

Formulation 7

		Avant HR	Après 16h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	36	24
Viscosité [cP]	VP	50	45
	VA	68	57

Tableau IV.7 : Paramètres rhéologiques de la formulation 7 avant et après Hot Rolling

A partir des résultats donnés dans le tableau ci-dessus on note que la viscosité plastique diminue légèrement par contre la viscosité apparente et la Yield point diminue d'une façon remarquable après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling.

Formulation 8

		Avant HR	Après 16h HR
Yield Point [lb/100ft ²]	YP	36	60
Viscosité [cP]	VP	46	54
	VA	64	84

Tableau IV.8 : Paramètres rhéologiques de la formulation 8 avant et après Hot Rolling

A partir des résultats donnés dans le tableau ci-dessus on note une augmentation remarquable des trois paramètres rhéologiques après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling.

IV.3. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'ensemble des paramètres rhéologiques (la contrainte seuil, la viscosité plastique et la viscosité apparente).

Nous avons caractérisé le comportement rhéologique des différents types de boue. Aussi, nous avons analysé l'influence de la température, le changement de densité, le changement des concentrations de viscosifiant et le type de lubrifiant ainsi que le temps d'Aging et de Hot Rolling sur le comportement rhéologique de la boue.

Les expériences effectuées nous ont montré que le comportement rhéologique des différentes boues de forage est affecté par la concentration de viscosifiant, la température, la densité de boue, et le type de lubrifiant ainsi que le temps d'Aging et de Hot Rolling.

En effet, la valeur de la Yield point augmente en fonction de concentration de viscosifiant, de temps d'Aging et de Hot Rolling pour les différentes densités de la boue. De plus, elle s'accroît lorsqu'on utilise le lubrifiant Starglide par contre elle diminue en utilisant le lubrifiant Radiagreen.

La viscosité plastique et la viscosité apparente augmentent en fonction de la concentration de VeraVis, des différentes densités de la boue, de temps d'Aging et de Hot Rolling. Elles augmentent aussi en utilisant le lubrifiant Starglide par contre elles se décroissent en utilisant le Radiagreen.

Chapitre V

**Modélisation du
comportement rhéologique
du fluide de forage**

V.1. Introduction

La modélisation du comportement rhéologique du fluide de forage a pour but de caractériser leur comportement et étudier l'influence des différentes modifications illustrées sur les formulations étudier et voir quel est le modèle le plus proche de l'expérimental.

V.2. Le coefficient de dispersion

Le calcul du coefficient de dispersion est la précision faite entre les valeurs expérimentales et les valeurs théoriques d'un modèle précis. On note :

$$D\% = 1/N[\sum_{I=1}^N(\frac{\tau_{exp}-\tau_{theo}}{\tau_{exp}})]^{\frac{1}{2}} \cdot 100 \quad (V.1)$$

Ou : N est le nombre de points expérimentaux.

V.3. Les paramètres rhéologiques

Les modèles rhéologiques considérés dans cette étude sont les suivants :

- Modèle de Bingham :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \dot{\gamma} \quad (V.2)$$

- Modèle d'Ostwald:

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n \quad (V.3)$$

- Modèle d'Herschel Bulkley:

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \quad (V.4)$$

- modèle de Casson généralisé :

$$\tau = \tau_0 + \mu_{\infty}\dot{\gamma} + k\dot{\gamma}^n \quad (V.5)$$

On présente dans ce qui suit les coefficients de dispersion pour les différents modèles rhéologiques considérés pour les boues à étudier et on prend le modèle qui comprend les meilleurs résultats.

Formulation 1 : boue conventionnelle

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	11.7435071	4.1107722	0.32252219	0.24480377
Après 16h HR	20.3793073	0.9089057	0.9089057	0.9089057
Après 24h SA	19.3457449	2.0765655	1.58087089	1.58087089
Après 72h SA	12.0956774	13.5249077	2.40862681	2.40862681

Tableau V.1 : Coefficient de dispersion de la boue conventionnelle avant et après Hot Rolling et Static Aging.

Formulation 2 : la boue ViraTherm

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkly	Casson généralisé
Avant HR	23.5402448	3.00232987	0.53162219	0.53162219
Après 16h HR	23.5031892	3.44111847	0.49786183	0.49786183
Après 24h SA	24.2670243	2.9081136	0.54653775	0.54653866
Après 72h SA	22.8713138	3.45831974	1.45256635	1.45257543

Tableau V.2 : Coefficient de dispersion de la boue VeraTherm avant et après Hot Rolling et Static Aging.

Formulation3

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	29.18809	5.339782	0.61186526	1.19676106
Après 16h HR	17.2975466	6.46795384	0.35274144	0.35274144

Tableau V.3 : Coefficient de dispersion de la formulation 3 avant et après Hot Rolling

Formulation 4

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	28.5117021	3.4861173	0.7291339	0.7291393
Après 16h HR	15.9138348	6.50330932	0.33117133	0.46000891

Tableau V.4 : Coefficient de dispersion de la formulation 4 avant et après Hot Rolling

Formulation 5

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	25.2741908	5.52358755	0.10834375	0.10832654
Après 16h HR	21.3319844	6.72753043	0.31427086	0.34037863
Après 72h HR	24.6101146	6.01828627	1.28907385	1.28907385

Tableau V.5: Coefficient de dispersion de la formulation 5 avant et après Hot Rolling

Formulation 6

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	29.3222732	3.99282685	1.05846554	1.32359311
Après 16h HR	30.1402619	4.35332113	0.67637018	0.88601351
Après 96h HR	28.74504223	5.55911108	1.32097247	1.64358409

Tableau V.6 : Coefficient de dispersion de la formulation 6 avant et après Hot Rolling

Formulation 7

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	31.6958488	4.73654052	1.57453151	1.5745315
Après 16h HR	38.0507797	3.35387862	1.48114804	0.81277716

Tableau V.7 : Coefficient de dispersion de la formulation 7 avant et après Hot Rolling

Formulation 8

	Bingham	Ostwald	Herschel Bulkley	Casson généralisé
Avant HR	32.4520821	3.38990222	0.45117899	0.45117899
Après 16h HR	21.30658509	4.84790993	0.54674504	0.57348851

Tableau V.8 : Coefficient de dispersion de la formulation 8 avant et après Hot Rolling.

A partir du calcul des coefficients de dispersion résumés dans les tableaux obtenus ci-dessus, on remarque que la majorité des modèles reproduisent les courbes d'écoulement, mais le modèle de Hershel Bulkley représente un coefficient de dispersion plus faible, donc c'est la cause qui le permet d'être mieux adaptés à modéliser le comportement des formulations étudiées dans ce projet à l'exception de la première formulation (cas de la boue conventionnelle) d'où le modèle adapté est de Casson généralisé qui a présenté un coefficient de dispersion plus faible.

V.4. Modélisation du comportement rhéologique du fluide de forage

V.4.1. Première partie

- Formulation 1

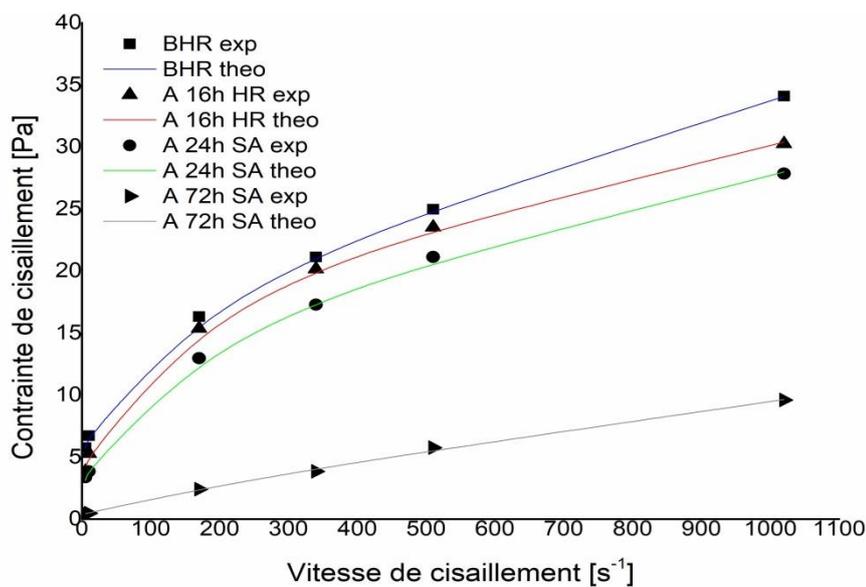


Figure V.1 : Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Casson généralisé pour la formulation 1 (cas de boue conventionnelle) avant et après Hot Rolling et Static aging

	Avant HR	Après 16h HR	Après 24h SA	Après 72h SA
τ_0 [Pa]	1,8798	1,1925	0,4551	0,3183
μ_0	0,0073	3,7548	5,3482	1,8192
k	2,1488	2,1971	1,3222	0,0283
n	0,3526	0,3792	0,4381	0,8371
$D\%$	0.24480377	0.9089057	1.58087089	2.40862681

Tableau V.9: Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 1 avant et après Hot Rolling et Static Aging

D'après le tableau ci-dessus, on note que tous les paramètres rhéologiques augmentent après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling sauf la contrainte seuil qui a diminué après le Hot Rolling.

Après le Static Aging la contrainte seuil et l'indice de consistance ont diminués par contre l'indice de l'écoulement et le coefficient de dispersion ont augmentés après le Static Aging.

- **Formulation 2**

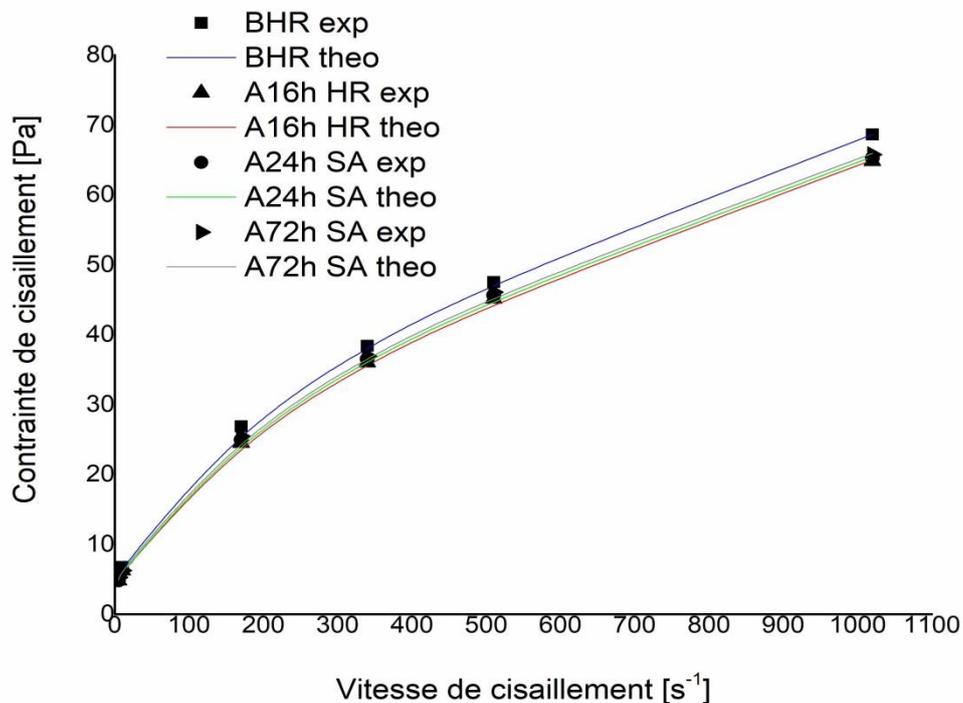


Figure V.2 : Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 2 (Cas de boue VeraTherm) avant et après Hot Rolling et Static Aging.

	Avant HR	Après 16h HR	Après 24h SA	Après 72h SA
$\tau_0 [Pa]$	1,4219	1,3752	1,1516	1,3199
k	1,5593	1,3577	1,4614	1,5024
n	0,5433	0,5553	0,5463	0,5430
$D\%$	0.53162219	0.49786183	0.54653775	1.45256635

Tableau V.10 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 2 avant et après Hot Rolling et Static Aging.

D'après les résultats obtenus ci-dessus, on note que tous les paramètres rhéologiques ont diminuées après le Hot Rolling.

Après le Static Aging la contrainte seuil a diminué légèrement par contre l'indice de consistance et le coefficient de dispersion ont augmentés.

L'indice de l'écoulement a resté presque stable après le Hot Rolling et le Static Aging.

V.4.2. Deuxième partie

- Formulation 3

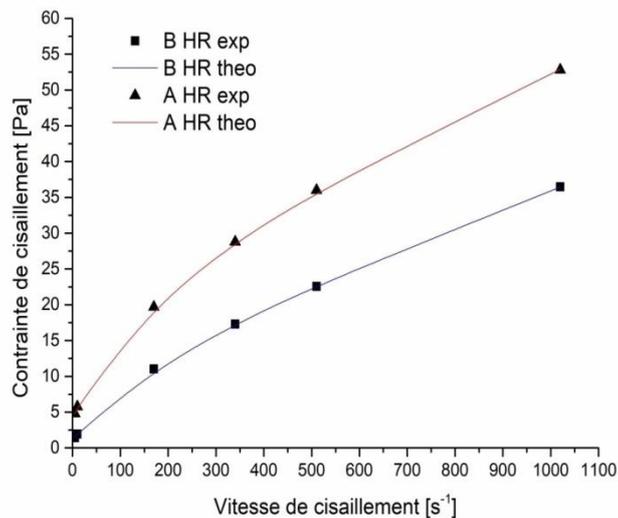


Figure V.3: Rhéogramme ($\tau - \dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 3 avant et après Hot Rolling

	Avant HR	Après 16h HR
$\tau_0 [Pa]$	0.5308	2.6130
k	0.2937	0.8071
n	0.6937	0.5964
$D\%$	0.61186526	0.35274144

Tableau V.11 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 3 avant et après Hot Rolling

D'après le tableau ci-dessus, on note que la contrainte seuil et l'indice de consistance augmentent après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling, par contre l'indice d'écoulement et le coefficient de dispersion diminuent après le réchauffement.

- **Formulation 4**

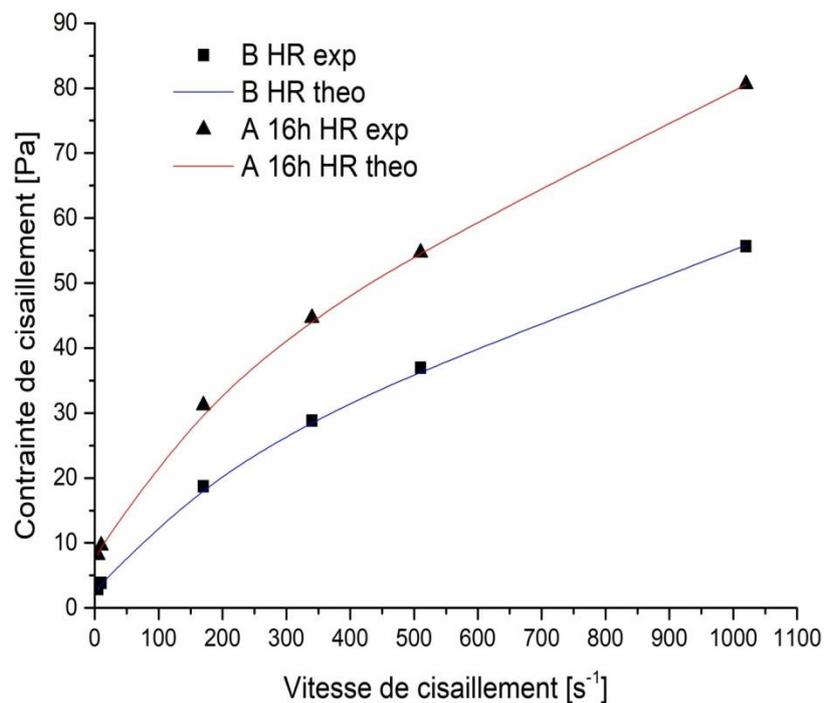


Figure V.4: Rhéogramme (τ - $\dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 4 avant et après Hot Rolling

	Avant HR	Après 16h HR
τ_0 [Pa]	0,6680	4,7972
k	0,7817	1,2690
n	0,6144	0,5903
$D\%$	0.7291393	0.33117133

Tableau V.12 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 4 avant et après Hot Rolling

D'après les résultats obtenues ci-dessus, on note que la contrainte seuil et l'indice de consistance augmentent après les 16h de Hot Rolling, par contre l'indice d'écoulement et le coefficient de dispersion diminuent après le réchauffement.

- **Formulation 5**

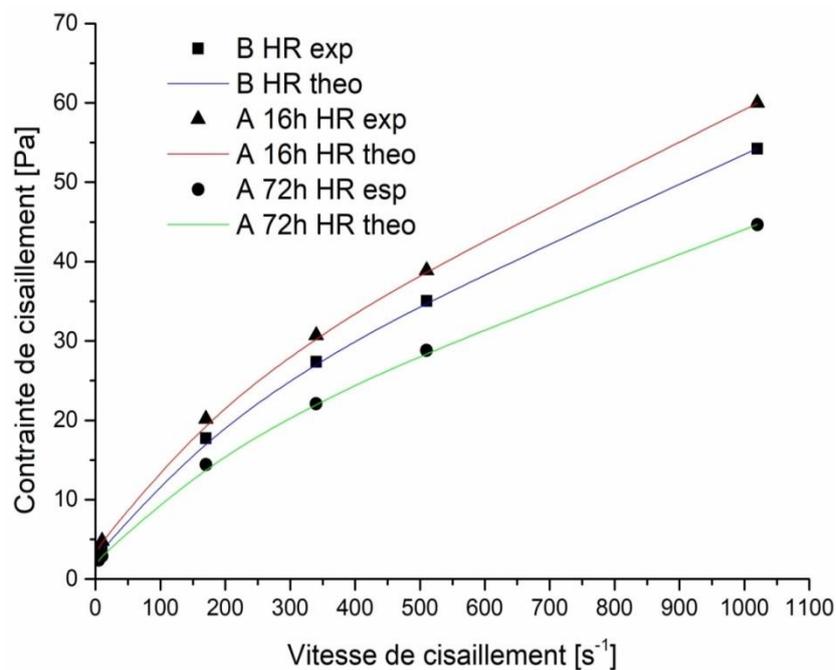


Figure V.5: Rhéogramme (τ - $\dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 5 avant et après Hot Rolling

	Avant HR	Après 16h HR	Après 72h HR
τ_0 [Pa]	1,1660	1,9054	0,9348
k	0,6027	0,6691	0,4597
n	0,6464	0,6443	0,6576
$D\%$	0.10834375	0.31427086	1.28907385

Tableau V.13 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 5 avant et après Hot Rolling.

D'après le tableau ci-dessus, on note que la contrainte seuil, l'indice de consistance et le coefficient de dispersion augmentent après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling.

Après 72h de HR la contrainte seuil et l'indice de consistance diminuent par contre le coefficient de dispersion augmente.

L'indice de l'écoulement reste presque stable.

V.4.3. Troisième partie

- Formulation 6

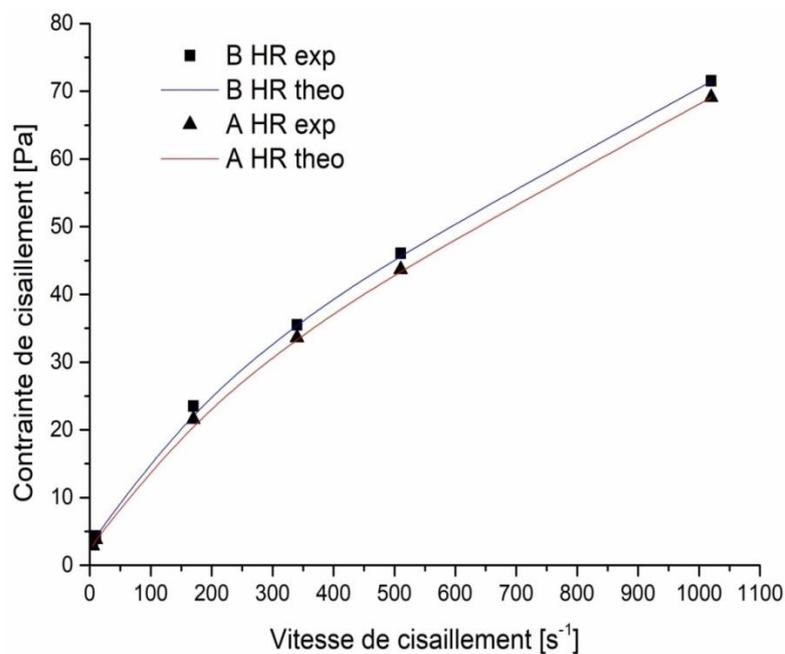


Figure V.6: Rhéogramme (τ - $\dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 6 avant et après Hot Rolling

	Avant HR	Après 16h HR
τ_0 [Pa]	0,9143	0,8493
k	0,8233	0,6681
n	0,6425	0,6678
$D\%$	1.05846554	0.67637018

Tableau V.14: Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 6 avant et après Hot Rolling.

D'après le tableau ci-dessus, on note que la contrainte seuil, l'indice de consistance ainsi que le coefficient de dispersion diminuent après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling, par contre on note une légère augmentation de l'indice d'écoulement après les 16h de Hot Rolling.

- **Formulation 7**

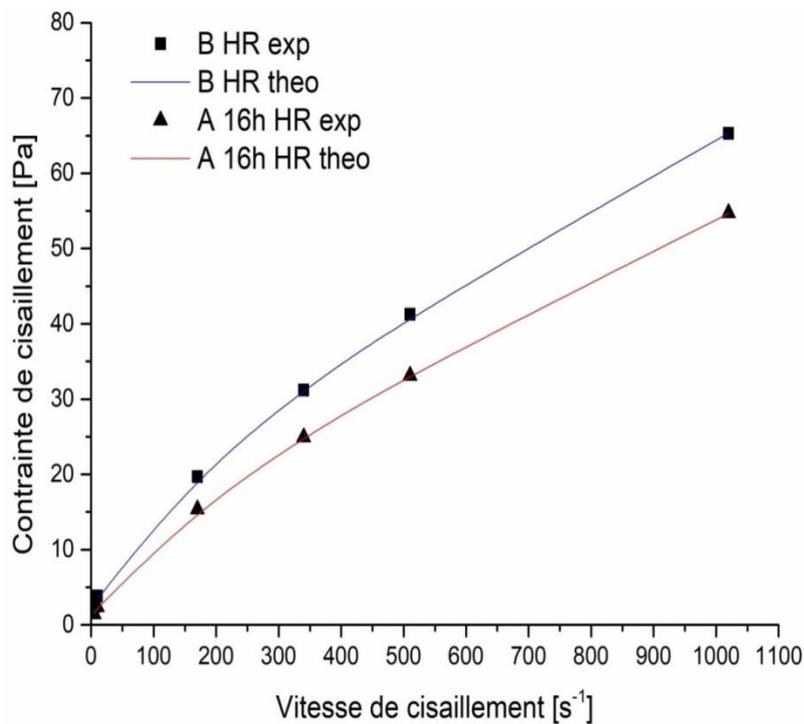


Figure V.7: Rhéogramme (τ - $\dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 7 avant et après Hot Rolling.

	Avant HR	Après 16h HR
τ_0 [Pa]	0,8646	0,3936
k	0,5676	0,3632
n	0,6832	0,7227
$D\%$	1.5745315	1.48114804

Tableau V.15 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 7 avant et après Hot Rolling.

D'après le tableau ci-dessus, on note une diminution de la contrainte seuil, de l'indice de consistance ainsi que de coefficient de dispersion après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling, par contre l'indice d'écoulement augmente légèrement après le réchauffement.

- **Formulation 8**

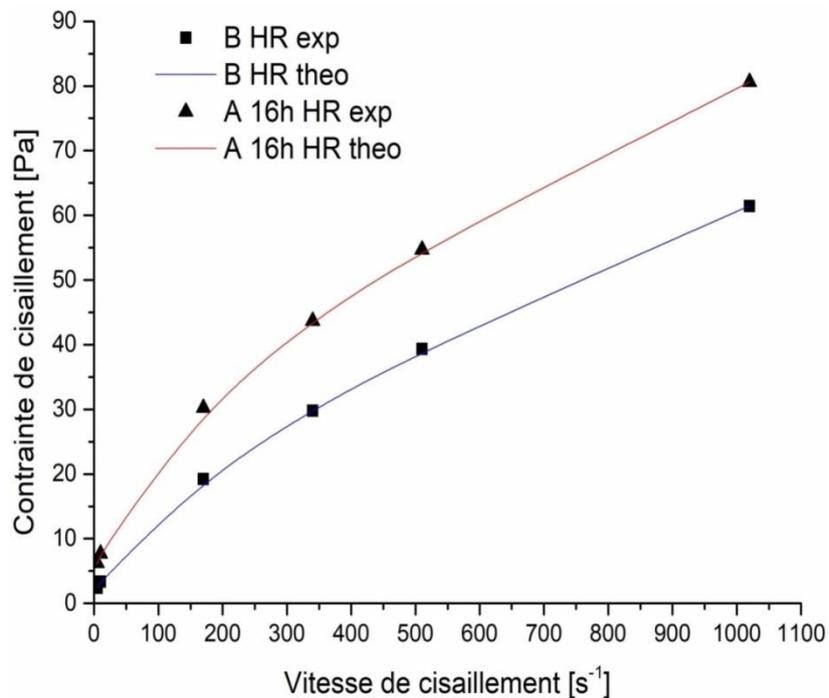


Figure V.8: Rhéogramme (τ - $\dot{\gamma}$) représentant le modèle de Herschel Bulkley pour la formulation 8 avant et après Hot Rolling

	Avant HR	Après 16h HR
$\tau_0 [Pa]$	0,5399	2,5548
k	0,6237	1,3918
n	0,6615	0,5813
$D\%$	0.4117899	0.54674504

Tableau V.16 : Paramètres rhéologiques du modèle de Herschel Bulkley de la formulation 8 avant et après Hot Rolling.

D'après le tableau ci-dessus, on note que la contrainte seuil et l'indice de consistance ainsi que le coefficient de dispersion augmentent après le réchauffement pendant 16h de Hot Rolling, par contre l'indice d'écoulement diminue après le réchauffement.

V.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation des courbes d'écoulement par des modèles classiques (Herschel Bulkley, Ostwald, Casson généralisé, Bingham), parmi ces modèles nous avons présenté les paramètres obtenus à partir du modèle de Herschel Bulkley qui nous donne une bonne concordance avec les valeurs expérimentales à l'exception de la formulation 1 (cas de boue conventionnelle) qui nous a donné une bonne concordance avec le modèle de Casson généralisé.

Cette modélisation a permis d'obtenir un indice d'écoulement noté (n) inférieur à 1 ce qui permet de conclure que le comportement de ces boues est rhéofluidifiant.

On a examiné l'influence de la température, de temps de Hot Rolling et d'Aging, de changement de densité de boue, de changement de concentration de viscosifiant ainsi que de type de lubrifiant sur le comportement rhéologique des formulations des boues présentes dans notre projet.

L'étude nous a montré une remarquable évolution du comportement rhéologique des boues étudiées en fonction des différents paramètres (température, concentration de viscosifiant, type de lubrifiant..etc.).

On constate aussi que la contrainte de cisaillement augmente en fonction de la vitesse de cisaillement, par contre elle diminue en fonction de la température à cause de la dégradation thermique de la boue.

On remarque que dans le cas de $d= 1.44$ la contrainte de cisaillement augmente toujours après le Hot Rolling par contre elle diminue après le Hot Rolling en changeant la densité à $d=1.74$

On remarque que la contrainte de cisaillement de la formulation 2 de la boue ViraTherm reste stable avant et après le Hot Rolling. Ce résultat nous confirme la stabilité thermique de cette boue.

La concentration de l'agent viscosifiant renforce la liaison moléculaire de la formulation de boue de forage ce qui conduit à l'augmentation de la contrainte de cisaillement.

L'augmentation de la concentration des viscosifiants et de densité de boue conduit à solidifié la formulation donc elle devient plus visqueuse, ce qui implique l'augmentation de la valeur de contrainte seuil et même l'indice d'écoulement.

La haute température détruit les liaisons moléculaires de la boue de forage, par conséquent elle devient moins visqueuse, donc comme effet la contrainte seuil diminue c'est ce qui apparaît clairement dans le cas de la boue conventionnelle

Conclusion générale

L'objectif principal de ce mémoire est de caractériser le comportement rhéologique des différentes formulations de la boue à étudier afin d'assurer sa stabilité thermique.

Nous avons étudié l'influence de la température, la densité, la concentration de viscosifiant, le temps d'aging et de Hot Rolling ainsi que le type de lubrifiant sur le comportement rhéologique de la boue de forage.

La caractérisation rhéologique nous a permis de montrer que la concentration de VeraVis, la densité, la température, le temps d'Aging et de Hot Rolling ainsi que le type de lubrifiant influent sur la viscosité plastique (VP), la viscosité apparente (VA) et la Yield point, ainsi que les paramètres rhéologiques du modèle adapté (la contrainte seuil (τ_0), l'indice de consistance (k), l'indice d'écoulement (n) et le coefficient de dispersion (D)).

Les modèles rhéologiques considérés dans ce mémoire sont : Herschel Bulkley, Ostwald, Bingham, casson généralisé. L'analyse des résultats a permis de constater que le modèle de Herschel Bulkley est le modèle le plus adéquat à cause de sa très bonne concordance par rapport aux points expérimentaux car il présente un coefficient de dispersion le plus faible comparativement aux autres modèles à l'exception de la première formulation (cas de la boue conventionnelle) le modèle le plus adéquat est celui de Casson généralisé car il présente un coefficient de dispersion le plus faible.

En général, cette étude rhéologique nous a permis de conclure que :

- Les types de boues de forage étudiées présentent un comportement rhéofluidifiant ce qui est justifié à partir du modèle de Herschel Bulkley qui nous a donné un indice d'écoulement $0 < n < 1$ aussi du modèle de Casson généralisé qui nous a donné aussi un indice d'écoulement $0 < n < 1$.
- Les contraintes de cisaillement évoluent toujours d'une façon croissante en fonction de la vitesse de cisaillement.
- Le viscosifiant est utilisé dans les fluides de forage afin d'obtenir une formulation plus visqueuse destinée vers l'utilisation dans les puits (HPHT).

Conclusion générale

- Le temps de vieillissement influe sur le comportement rhéologique des boues de forage, d'où il rend ces fluides plus visqueux grâce à la formation des liaisons moléculaires entre les particules (polymères) de ce milieu.
- D'après les résultats obtenus de cette étude on conclure que le lubrifiant Radiagreen nous apporte un meilleur comportement de la boue.
- Aussi, on conclut que la meilleure concentration de viscosifiant est de 14.25kg/m^3
- Le fluide VeraTherm a montré une excellente stabilité à long terme pendant des périodes prolongées allant jusqu'à 3 jours dans des conditions de température élevée (145°c)

Références bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] SALIMANI.A, «forage pour non foreurs », division forage, département formation Sonatrach, (2003).
- [2] NGUYEN Jean Paul, les techniques d'exploitation pétrolière, livre édition technip, (1993).
- [3] KHODJA.M, « Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales », Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, (2008).
- [4] MORSLI.H, « Air Drilling », Eighth Arab Petroleum Congress,Alger,(1972).
- [5] DAIMALLAH.A, « comportement rhéologique de fluide de forage en régime stationnaire », Mémoire de Magister, Université Houari Boumediene d'Alger,(2004).
- [6] DE LAMBALLERIE G., « Boue à base d'huile », Collection colloques et séminaires I.F.P , Edition Technique,(1969).
- [7] LANDRIOT. G, 'Fluide de forage', Edition Technique, (1968).
- [8] MESSOUDI Amir Faysal, Évaluation des impacts de l'activité forage sur le champ de HASSI MESSOUD, université M'hamed Bougara Boumerdas, 2010/2011.
- [9] Garcia.C, P. Parigot « boue de forage, institut française du pétrole IFP, éditions technique '(1968).
- [10] ENSPM (Ecole Nationale Supérieur du pétrole et de moteurs), formation
- [11] Documentation prise de l'entreprise MUD LOGGING, Sonatrach (HMD), (2015).
- [12] DADA.M ; Optimisation d'un procédé de traitement des Boues de forage ; Mémoire de magister Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes, (2011).
- [13] METAICHE Mehdi, forage techniques et procédés cours, université de Bouira, (2013).
- [14] RABIA Hussain, 'drilling optimization', report on north drilling practices to various companies.
- [15] BELHABIB.A, BALLA.F, TAMA.A ; les fluides de forage à base d'huile, impacts sur l'environnement et techniques de traitement Edition 2012/2013.
- [16] Shadravan, What Every Engineer or Geoscientist Should Know about High Pressure High Temperature Wells, (2012).
- [17] PAYNE.E.A, Advanced Technology Solutions for Next Generation HPHT Wells (2007).
- [18] Sonatrach Exploration, Rapport d'implantation du sondage TAON-1, (2016).
- [19] TONY.S, The defining series (HPHT Wells). Oilfield Review.

- [20] LEE.E. A, Lee, J, Shad Rheological Properties of Invert Emulsion Drilling Fluid under Extreme HPHT Conditions. San Diego, California, USA, (2012).
- [21] MAZERO, HPHT research heats up, BP's Project 20K among industry initiatives to push technologies beyond 20,000 psi, 400°F ,(2012).
- [22] AL-YAMI, E. A, Failure Probability with Time under Different Operational Conditions for Low-Density System Based on Hollow Microspheres Supported By Long Term Lab Studies and Field Cases. Perth, Australia, (2012).
- [23] FOURAR Karim « amélioration des propriétés rhéologique des fluides de forage à base de beopolymères : application aux puits horizontaux » université M'hamed Bougara Boumerdes, (2007).
- [24] MI SWACO « Rhéology and Hydraulic », (2001).
- [25] Chambre syndicale de la recherche et de la production de pétrole et du gaz naturel « manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment », (1973).
- [26] G W S BAIR « Elementry rhéology», Academic Press London and NewYork,(1969).
- [27] Herschel.W.H.Bulkley. « R.model for time dependent behavior of fluids » proc, American society of testing Materials, (1926).
- [28] Bingham,E.C « fluidity and plasticity » ED.Mcgraw, (1922).
- [29] BENHADID.S thèse « Rhéologie des écoulements sanguins : modélisation, approche numérique et expérimental », institut national polytechnique de lorraine,thèse de doctorat, (1978).
- [30] Casson.N « Rhéology of disperse systems » Ed, pergamon, (1929).
- [31] BOUSSAK Hassina. « Caractérisation rhéologique d'une substance polymérique. Cas d'une suspension bentonitique » UMBB, mémoire de Magister, (2008).
- [32] Document MI SWACO Schlumberger company.

