

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Abderrahmane Mira de Bejaia  
Faculté de Technologie  
Département de Génie des Procédés



## *Mémoire de fin d'études*

En vue de l'obtention du diplôme de Master II en génie des procédés  
Option : génie chimique

### *Thème*

**Etudes physico-chimiques et influence  
des matières premières sur la rhéologie  
des boues de forage**

*Réalisé par :*

**M<sup>r</sup>. TAARKOUBET Makhoulf  
M<sup>r</sup>. BOUNOURI Abdelkader**

*Encadré par :*

**M<sup>me</sup>. N. BOUZIDI**

*Promotion : Juin 2012*

# Remerciements

*Nous tenons à remercier le bon dieu qui nous a donné la volonté et le courage afin de réaliser ce travail. Nous tenons également à remercier notre promotrice **M<sup>me</sup> BOUZIDI**, notre profonde reconnaissance pour le temps précieux qu'elle nous a consacré.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude au président et membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger notre travail.*

*Nous remercions aussi les responsables de **SONATRACH** et la division forage de **Hassi Messaoud** de nous avoir accepté au sein de la division, et nous tenons aussi à remercier **M<sup>r</sup>. LARABA** pour ses conseils et le temps précieux qu'il nous a accordé.*

*Un grand remerciement pour les travailleurs du chantier **TP194** surtout **ZAIDI B**, et **HADDAD A** sans oublier les ingénieurs du laboratoire d'AVA (**Farid B, Hafid B, et Fateh**) pour l'accueil chaleureux, leurs précieux conseils, aides, encouragements et disponibilités.*

*Nous présentons également nos sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

# Dédicaces

بسم الله الرحمن الرحيم و الصلاة و السلام على رسول الله

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Mes très chers parents, et mes grands parents à qui je dois ma  
réussite*

*Mes très chère frères Moumene, M'henni, Bachir et Farid*

*Mes adorables sœurs, mes oncles, et mes tantes*

*Mon collègue Abdelkader et sa famille*

*Mes amis Ali K, Ali B, Ferhat, Mohamed, Gouta, Nassim, Khellaf,*

*Ainsi toute ma promotion*

*Toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin*

***Taarkoubet Makhlouf***

# Dédicaces

بسم الله الرحمن الرحيم و الصلاة و السلام على رسول الله

*À la mémoire de mon père **Lakhdar***

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Ma mère à qui je dois ma réussite*

*Mon adorable sœur Fazia*

*Mes très chers frères Idir, Smail, Djamel*

*Mon collègue Mekhlouf et sa famille*

*Mes amis Ali, Ali B, Ferhat, Mohamed, Gouta, Nassim, Karim, Tahar*

*Kader, Khellaf, Keddafi, L'yacine, ainsi que toute ma promotion*

*Toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin*

***Bounouri Abdelkader***

## Liste des abréviations

**HMD:** Hassi Messaoud

**API:** American Petroleum Institut.

**OBM:** Oil based mud (boue a base d'huile)

**WBM:** Water based mud (boue a base d'eau)

**PDC:** Poly diamond cristallin

**BOP:** Blow out preventers

**CMC:** Carboxyméthylcellulose.

**°C :** Degré celcius

**°F :** Degré Fahrenheit

**E.P :** extrême pression

**A.F :** Antifrections

**Po :** Poise

**cP :** Centpoise

**dP :** Decapascal

**mPa :** Millipascal

**Pa :** Pascal

**Lb/100 ft<sup>2</sup> :** Livre par 100 pieds carré

**FCL :** Lignosulphonates de ferrochrome

**LC :** Lignite chromé

**FL :** Lignosulfanates de fer

**d :** Densité

**P:** Pression

**h :** Profondeur

**Da :** Densité de l'alourdissant

**X :** Tonnes d'alourdissant à ajouter par m<sup>3</sup>

**Df:** Densité finale.

**Di :** Densité initiale

**ds :** Surface élémentaire

**$\tau$  :** Tension ou contrainte de cisaillement

**$\gamma$  :** Taux de cisaillement ou vitesse de déformation

**V :** Viscosité

**VA :** Viscosité apparente

**VP :** Viscosité plastique.

**YP:** yield point ou value.

**K,n :** Constantes rhéologiques.

**H/E :** Rapport huile, eau.

**HP/HT :** Haute pression et haute température (500 psi/200 °F).

**LD :** Lias dolomitique.

**LS :** Lias salifères.

**TSE :** Trias salifères.

**PAC :** Celluloses poly anioniques.

**PHPA :** Polyacrylamides partiellement hydratés

**B/C :** Rapport baryte, calcite

**SIE :** Sûreté Interne de l'Etablissement

**AMT :** Activité Amont

**AVL :** Activité Aval

**TRC :** Activité Transport par Canalisations

**COM :** Activité Commercialisation

**SHIC :** Sonatrach International Holding Corporation

**MEB :** Spectroscopie électronique à Balayage

**DRX :** Diffraction par rayon X

**IRTF :** Spectroscopie infrarouge à transformé de fourrier

---

## LISTE DES FIGURES

---

### CHAPITRE I : Généralités sur le forage et les fluides de forage

<b>Figure I.1</b> : Bassin à boue .....	5
<b>Figure I.2</b> : Pompe triplex à simple effet .....	5
<b>Figure I.3</b> : Tête d'injection .....	6
<b>Figure I.4</b> : Tiges de forage .....	6
<b>Figure I.5</b> : Masse-tiges .....	7
<b>Figure I.6</b> : Travail d'un outil .....	7
<b>Figure I.7</b> : Outil tricône .....	7
<b>Figure I.8</b> : BOP .....	8
<b>Figure I.9</b> : Commande d'obturateur .....	8
<b>Figure I.10</b> : Séparateur vertical .....	9
<b>Figure I.11</b> : Tamis vibrant .....	9
<b>Figure I.12</b> : Cycle de la boue .....	13
<b>Figure I.13</b> : Forces agissantes sur deux éléments de couches voisines .....	32
<b>Figure I.14</b> : Modèle newton.....	33
<b>Figure I.15</b> : Modèle Bingham.....	34
<b>Figure I.16</b> : Modèle typique .....	34
<b>Figure I.17</b> : Modèle en puissance .....	35
<b>Figure I.18</b> : Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation .....	37

---

### CHAPITRE II : Présentation de Sonatrach et description du champ HMD

<b>Figure II.1</b> : Schéma organisationnel et fonctionnel de la nomenclature du Groupe .....	42
<b>Figure II.2</b> : Répartition des zones sur le champ de HMD .....	44
<b>Figure II.3</b> : Schéma descriptif du programme du puits OMIZ#821 .....	53

---

### CHAPITRE III : Matériels et protocoles de mesure

<b>Figure III.1</b> : Densimètre Fann .....	54
<b>Figure III.2</b> : Viscosimètre Marsh .....	55
<b>Figure III.3</b> : Viscosimètre Fann 35.....	55



<b>Figure III.4</b> : Graphe du $\tau=f(\gamma)$ pour un fluide binghamien avec des valeurs des vitesses de rotation 600 et 300tr/min .....	58
<b>Figure III.5</b> : Agitateurs de type Hamilton Beach .....	59
<b>Figure III.6</b> : Microscopie électronique à balayage (MEB) .....	60
<b>Figure III.7</b> : Représentation schématique de l'interaction entre un faisceau d'électrons et la surface d'un échantillon.....	60

---

## **CHAPITRE IV : Caractérisations des matières premières**

<b>Figure IV.1</b> : Diffraction rayon X du Carbonate de Calcium ( $\text{CaCO}_3$ ) .....	67
<b>Figure IV.2</b> : Spectre IR TF du Carbonate de Calcium ( $\text{CaCO}_3$ ) .....	67
<b>Figure IV.3</b> : Micrographie MEB du Carbonate de Calcium ( $\text{CaCO}_3$ ) .....	68
<b>Figure IV.4</b> : Diffraction rayon X de la baryte ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	69
<b>Figure IV.5</b> : Spectre IR TF de la baryte ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	70
<b>Figure IV.6</b> : Micrographie MEB de la baryte ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	71
<b>Figure IV.7</b> : Diffraction rayon X de la chaux ( $\text{Ca(OH)}_2$ ) .....	72
<b>Figure IV.8</b> : Spectre IR TF de la chaux ( $\text{Ca(OH)}_2$ ) .....	73
<b>Figure IV.9</b> : Micrographie MEB de la chaux ( $\text{Ca(OH)}_2$ ) .....	73

---

## **CHAPITRE V : Evolutions des caractéristiques rhéologiques, résultats et discussion**

<b>Figure V.1</b> : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sans SA pour la phase 16" .....	76
<b>Figure V.2</b> : Evolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température de la formulation 1 .....	76
<b>Figure V.3</b> : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement de la formulation 2 .....	77
<b>Figure V.4</b> : Evolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température de la formulation 2 .....	78
<b>Figure V.5</b> : Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température de la formulation 3 .....	79
<b>Figure V.6</b> : Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température de la formulation 4 .....	80
<b>Figure V.7</b> : Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de quantités de SA, avec utilisation $\text{BaSO}_4$ comme alourdissant .....	80
<b>Figure V.8</b> : Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec Utilisation de $\text{CaCO}_3$ et sans SA .....	82

<b>Figure V.9 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO <sub>3</sub> et 2gr de SA.....	83
<b>Figure V.10 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO <sub>3</sub> et 3,5gr de SA.....	84
<b>Figure V.11 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO <sub>3</sub> et 5gr de SA.....	85
<b>Figure V.12 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de SA, avec CaCO <sub>3</sub> comme alourdissant.....	86
<b>Figure V.13 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de HY pour un H/E=90/10 à 120°F.....	88
<b>Figure V.14 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de HY pour un H/E=80/20 à 120°F.....	89
<b>Figure V.15 :</b> Evolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte / calcite de 80/20.....	91
<b>Figure V.16 :</b> Evolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte et calcite de 40/60.....	92
<b>Figure V.17 :</b> Evolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte et calcite de 20/80.....	93
<b>Figure V.18 :</b> Evolution de la viscosité plastique en fonction du rapport Baryte/Calcite.....	94

---

## LISTE DES TABLEAUX

---

### CHAPITRE I : Généralités sur le forage et les fluides de forage

<b>Tableau I.1 :</b> Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage.....	14
-----------------------------------------------------------------------------------	----

---

### CHAPITRE II : Présentation de Sonatrach et description du champ HMD

<b>Tableau II.1 :</b> Propriétés de la boue utilisée dans la phase 26".....	46
<b>Tableau II.2 :</b> Propriétés de la boue utilisée dans la phase 16".....	48
<b>Tableau II.3 :</b> Propriétés de la boue utilisée dans la phase 12" <sup>1/4</sup> .....	50
<b>Tableau II.4 :</b> Propriétés de la boue utilisée dans la phase 8" <sup>3/8</sup> .....	51
<b>Tableau II.5 :</b> Propriétés de la boue utilisée dans la phase 6".....	52

---

## **CHAPITRE V : Evolutions des caractéristiques rhéologiques, résultats et discussion**

<b>Tableau V.1:</b> Contraintes de cisaillement à différentes températures de la formulation 1 .....	75
<b>Tableau V.2 :</b> Caractéristiques rhéologique pour différentes températures de la formulation 1. .....	76
<b>Tableau V.3 :</b> Caractéristiques rhéologiques de la formulation 2.....	77
<b>Tableau V.4 :</b> Caractéristiques rhéologiques de la formulation 3.....	78
<b>Tableau V.5 :</b> Caractéristiques rhéologique de la formulation 4 .....	79
<b>Tableau V.6 :</b> Caractéristiques rhéologiques obtenus à différentes quantités de SA.....	80
<b>Tableau V.7 :</b> Caractéristiques rhéologiques avec utilisation de CaCO <sub>3</sub> comme alourdissant et sans SA.....	82
<b>Tableau V.8 :</b> Caractéristiques rhéologiques avec 2gr de SA.....	83
<b>Tableau V.9 :</b> Caractéristiques rhéologiques de la boue avec 3,5gr de SA.....	84
<b>Tableau V.10 :</b> Caractéristiques rhéologiques de la boue avec 5gr de SA .....	85
<b>Tableau V.11 :</b> Caractéristiques rhéologiques obtenues à différentes quantité de SA à la T=100°F, avec utilisation comme alourdissant CaCO <sub>3</sub> .....	86
<b>Tableau V.12 :</b> Evolution des paramètres rhéologiques à différentes quantité de HY H/E=90/10 .....	88
<b>Tableau V.13 :</b> Evolution des caractéristiques rhéologiques à différentes quantité de HY avec H/E=80/20 .....	89
<b>Tableau V.14 :</b> Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=70/30.....	91
<b>Tableau V.15 :</b> Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=40/60.....	92
<b>Tableau V.16 :</b> Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=20/80.....	93
<b>Tableau V.17 :</b> Evolution de la viscosité plastique.....	93

# *Sommaire*

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
-----------------------------------	----------

## **PARTIE BIBLIOGRAPHIQUE**

### **CHAPITRE I : Généralités sur le forage et les fluides de forage**

#### **Introduction**

<b>I.1 Généralités sur le forage.....</b>	<b>3</b>
I.1.1 Historique du forage .....	3
I.1.2 Définition du forage.....	4
I.1.3 Principe du forage rotary.....	4
I.1.4 Les principaux équipements d'un appareil de forage .....	4
I.1.4.1 Bassin à boue.....	4
I.1.4.2 Pompe à boue .....	5
I.1.4.3 La tête d'injection .....	6
I.1.4.4 Les tiges .....	6
I.1.4.5 Les masse-tiges .....	6
I.1.4.6 Outil de forage .....	7
I.1.4.7 Obturateurs et commande des obturateurs.....	8
I.1.4.8 Séparateur vertical .....	8
I.1.4.9 Tamis vibrant .....	9
I.1.4.10 Centrifugeuse .....	9
I.1.2 Les équipes de forage.....	10
<b>I.2 Généralités sur les fluides de forage .....</b>	<b>10</b>
I.2.1 Introduction.....	10
I.2.2 Définition du fluide de forage.....	10
I.2.3 Les fonctions d'un fluide de forage .....	11
I.2.3.1 Nettoyage du puits.....	11
I.2.3.2 Maintien des déblais en suspension.....	11
I.2.3.3 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.....	11
I.2.3.4 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits .....	11
I.2.3.5 Dépôt d'un cake imperméable .....	11
I.2.3.6 Prévention des venues d'eau, de gaz et d'huile .....	12
I.2.3.7 Apport de renseignements sur le sondage .....	12
I.2.3.8 Diminution du poids du matériel de sondage .....	12
I.2.4 Corrosion, usure du matériel.....	12
I.2.5 Toxicité et sécurité.....	12

I.2.6 Circulation du fluide de forage .....	12
I.2.7 Produits à boue.....	13
I.2.7.1 Viscosifiants.....	14
I.2.7.2 Réducteurs de filtrat .....	14
I.2.7.3 Les fluidifiants et les défloculants .....	16
I.2.7.4 Les additifs minéraux .....	16
I.2.7.5 Les produits organiques spéciaux .....	17
I.2.7.6 Les alourdissants.....	18
I.2.7.7 Les colmatants.....	18
I.2.8 Classification des fluides de forage .....	19
I.2.8.1 Les fluides dont la phase continue est de l'eau.....	19
I.2.8.1.1 Boues à base d'eau douce .....	20
I.2.8.1.2 Boues calcique .....	22
I.2.8.1.3 Boues à faible teneur en solide.....	23
I.2.8.1.4 Les boues salées .....	24
I.2.8.1.5 Boue salée saturée.....	24
I.2.8.2 Boue à l'eau émulsionnée .....	24
I.2.8.3 Boues dont la phase continue est de l'huile.....	25
I.2.8.3.1 Boue à l'huile.....	25
I.2.8.3.2 Boue à émulsion inverse .....	25
I.2.8.4 Les fluides de forage gazeux .....	26
I.2.8.5 Les fluides de complétion et de reconditionnement des puits .....	27
I.2.8.5.1 Fluide de forage de réservoir .....	27
I.2.8.5.2 Fluide de complétion et de Work-over.....	27
I.2.8.5.3 Fluide d'annulaire ou fluide de packer.....	28
<b>I.3 Notions sur les polymères.....</b>	<b>28</b>
I.3.1 Introduction .....	28
I.3.2 Propriétés physico-chimiques des polymères .....	28
I.3.3 Utilisation des polymères dans les fluides de forage .....	29
<b>I.4 Propriétés physiques des fluides de forage .....</b>	<b>29</b>
I.4.1 Densité .....	29
I.4.2 La rhéologie des boues de forage .....	31
I.4.2.1 Notion de mouvement laminaire de cisaillement .....	31
I.4.2.2 Contrainte de cisaillement ou tension de cisaillement.....	31
I.4.2.3 Vitesse de déformation ou de cisaillement.....	32
I.4.2.4 Equation d'état .....	32
I.4.2.5 Modèles rhéologiques .....	33
I.4.2.6 Thixotropie.....	35

I.4.2.7	Signification des paramètres rhéologiques .....	35
I.4.2.7.1	La viscosité .....	35
I.4.2.7.2	La contrainte de seuil .....	36
I.4.2.7.3	Gel strenght ou résistance du gel .....	36
I.4.3	Propriétés de filtration des fluides de forage .....	36
I.4.4	Concentration en sable .....	37
I.4.5	Teneur en solide, en eau et en huile .....	38
<b>I.5</b>	<b>Les caractéristiques chimique des fluides de forage.....</b>	<b>38</b>
I.5.1	Le pH .....	39
I.5.2	Dosage de la chaux éteinte dans la boue .....	39
I.5.3	Dosage des chlorures totaux dans la boue .....	39
I.5.4	Dosage du sulfate de calcium total dans la boue .....	39

---

## **PARTIE PRATIQUE**

---

### **CHAPITRE II : Présentation de Sonatrach et description du champ HMD**

<b>II.1</b>	<b>Présentation générale de l'entreprise SONATRACH .....</b>	<b>40</b>
<b>II.2</b>	<b>Organisation de SONATRACH .....</b>	<b>40</b>
II.2.1	La direction générale du groupe .....	41
II.2.2	Les activités opérationnelles.....	41
II.2.2.1	Activité amont.....	41
II.2.2.2	Activité aval.....	41
II.2.3	Les directions fonctionnelles .....	42
<b>II.3</b>	<b>Objectifs de SONATRACH .....</b>	<b>43</b>
<b>II.4</b>	<b>Les activités amont et la division forage .....</b>	<b>43</b>
II.4.1	Les différentes divisions de l'activité amont.....	43
II.4.1.1	Division exploration.....	43
II.4.1.2	Division production .....	43
II.4.1.3	Division forage .....	43
II.4.2	Raison de création de la division forage.....	44

---

<b>II.5 Champ de Hassi Messaoud</b> .....	44
II.5.1 Histoire du champ Hassi Messaoud .....	45
II.5.2 Nature des champs de Hassi Messaoud .....	45
<b>II.6 Description des différentes phases du puits OMIZ#821</b> .....	45
II.6.1 La phase 26" .....	45
II.6.2 La phase 16" .....	47
II.6.3 La phase 12 " <sup>1/4</sup> .....	48
II.6.4 La phase 8 " <sup>3/8</sup> .....	50
II.6.5 La phase 6 " .....	51

---

### **CHAPITRE III : Matériels et protocoles de mesure**

<b>III.1 Les différentes mesures de la boue et appareillages utilisés</b> .....	54
III.1.1 La densité .....	54
III.1.2 La viscosité.....	55
III.1.2.1 Mesure de la viscosité avec l'entonnoir MARSH.....	55
III.1.2.2 Mesure de la viscosité avec le viscosimètre FANN.....	56
III.1.2.3 Importance de la viscosité .....	56
III.1.2.4 Méthodes de calcul .....	57
III.1.2.4.1 Détermination de la Viscosité apparente.....	57
III.1.4.2.2 Détermination de la viscosité plastique et la Yield-value .....	58
III.1.3 Mixeur à boue.....	59
<b>III.2 Les techniques microscopiques d'analyse de surface</b> .....	59
III.2.1 Microscopie électronique à balayage (MEB).....	59
III.2.2 Diffraction par rayons X (DRX) .....	61
III.2.3 La spectroscopie infrarouge (IR).....	62

---

### **CHAPITRE IV : Caractérisations des matières premières**

#### **Introduction**

<b>IV.1 Matières premières utilisées</b> .....	63
<b>IV.1.1 Caractérisation d'Avabentoil SA</b> .....	63



<b>IV.1.2 Caractérisation d'Avabentoil HY (Height Yield)</b> .....	64
<b>IV.1.3 Caractérisation d'Avoil PE (Primary Emulsifier)</b> .....	64
<b>IV.1.4 Caractérisation d'Avoil SE (Second Emulsifier)</b> .....	65
<b>IV.1.5 Caractérisation de la saumure</b> .....	65
<b>IV.1.6 Caractérisation de la calcite (CaCO<sub>3</sub>)</b> .....	66
IV.1.6.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de calcite .....	67
IV.1.6.2 Caractérisation par IR TF de calcite .....	67
IV.1.6.3 Caractérisation par MEB de la calcite .....	68
<b>IV.1.7 Caractérisation de la Baryte (BaSO<sub>4</sub>)</b> .....	68
IV.1.7.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de baryte.....	69
IV.1.7.2 Caractérisation par IR TF de la baryte .....	70
IV.1.7.3 Caractérisation par MEB de la baryte .....	71
<b>IV.1.8 Caractérisation de la chaux (hydroxyde de calcium Ca(OH)<sub>2</sub>)</b> .....	71
IV.1.8.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de la chaux .....	72
IV.1.8.2 Caractérisation par IR TF de la chaux .....	73
IV.1.8.3 Caractérisation de la chaux par MEB .....	73

---

## **CHAPITRE V : Evolutions des caractéristiques rhéologiques, résultats et discussions**

### **Introduction**

<b>V.1 Fabrication d'une boue à base d'huile de la phase 16''</b> .....	74
V.1.1 Influence de la bentonite organophile sur la rhéologie .....	74
V.1.1.1 Influence de la température sur la rhéologie de la boue de la phase 16'' ....	74
a) Formulation 1 .....	74
b) Formulation 2 .....	77
c) Formulation 3 .....	78
d) Formulation 4 .....	79
V.1.1.2 Caractéristiques rhéologiques à la température 100°F .....	80
V.1.2 Substitution de la baryte par la calcite .....	81
V.1.2.1 Influence de la température .....	82
a) Formulation 1 .....	82
b) Formulation 2 .....	83
c) Formulation 3 .....	84
d) Formulation 4 .....	85

V.1.2.2 Caractéristiques rhéologiques à la température 100°F .....	85
<b>V.2 Influence du rapport Huile/Eau sur les caractéristiques rhéologiques</b> .....	87
V.2.1 Influence du rapport H/E sur la rhéologie de la boue de la phase 8" <sup>3/8</sup> .....	87
a) Formulation 1 .....	87
b) Formulation 2 .....	88
<b>V.3 Influence du rapport Baryte/Calcite</b> .....	90
V.3.1 Influence du rapport B/C sur la rhéologie de la boue de la phase 6" .....	90
V.3.1.1 Influence de la température .....	90
a) Formulation 1 .....	90
b) Formulation 2 .....	91
c) Formulation 3 .....	92
V.3.1.2 Evolution de la viscosité plastique .....	93
<hr/>	
Conclusion générale .....	95
Références bibliographiques	
Annexes	

SOMMAIRE

# *Introduction générale*

## **Introduction**

Plus d'un siècle, le pétrole et le gaz naturel ont pris une place importante dans notre civilisation, vu l'utilisation abondante de ces ressources naturelles dans des différents domaines (industrie chimique, énergétique...etc.).

Maintenant, les pays producteurs de ces ressources naturelles ont plus en plus de difficulté à satisfaire la demande des pays consommateurs, car ces ressources naturelles sont extraites dans des endroits très profonds et les nouveaux gisements se trouvent à 4000 mètres de profondeur ou plus et leur exploitation exige des techniques de forage complexes et l'utilisation de fluides performants à savoir les boues de forage.

La boue est un outil indispensable au forage, ses rôles sont multiples et son maniement est délicat, alors il est important de l'apporter tous les soins nécessaires à sa fabrication, à son contrôle et à son entretien au cours de son utilisation.

La rhéologie joue un rôle décisif dans la bonne conduite d'une boue à un forage, que ce soit dans les boues à base d'huile (OBM) ou à base d'eau (WBM). C'est grâce à la rhéologie qu'est assurée la remontée des déblais forés par l'outil, et leur maintien en suspension lors de l'arrêt de circulation.

Les constituants de la boue, alourdissants, viscosifiants et émulsifiants, contribuent au contrôle de sa rhéologie (viscosité plastique, apparente, gels et yield point), grâce à leur composition chimique. Plusieurs travaux ont montré le rôle des polymères comme PHPA (Polyacrylamides partiellement hydratés), XCD (gomme Xanthane) et PAC (celluloses poly anioniques) comme formulation de ces fluides.

Le PHPA est utilisé principalement en tant qu'inhibiteur, cependant, il joue aussi le rôle de viscosifiant et de réducteur de filtrat. Les solutions de xanthane ont d'excellentes propriétés de suspension qui ne peuvent être comparées à d'autres polymères à concentrations équivalentes [1].

Des même travaux ont montré le rôle des argiles comme la bentonite qui forment le support colloïdal des boues à base d'eau du fait de leurs propriétés de gonflement, elles leur confèrent des meilleurs caractéristiques rhéologiques, thixotropiques et de filtration.

Dans le but de contribuer à l'amélioration de boues de forage quant à leurs utilisations dans les puits de forage et ce à différentes profondeurs, nous avons caractérisé les matières premières utilisées et nous avons constitué différents mélanges se rapprochant de la rhéologie des boues de référence.

Nous avons suivi les paramètres rhéologiques de la boue à l'huile (émulsion inverse) des phases 16" ,8"<sup>3/8</sup> et 6" du puits OMIZ# 821 de HMD en fonction de la température, tout en variant les quantités des viscosifiants, les argiles organophiles (SA) et high yield (HY). Nous avons aussi mené une étude sur l'influence du rapport baryte/calcite et le rapport huile/eau sur les paramètres rhéologiques des boues de phases citées auparavant.

Dans l'intention d'apporter une aide à la compréhension des paramètres rhéologiques des fluides de forage, ce mémoire s'y basé sur cinq chapitre.

Dans le premier chapitre, nous avons recueilli des généralités concernant le forage et les fluides de forage. Ce travail, va comporter une partie pratique de quatre chapitres, un chapitre consacré à la présentation de la SONATRACH, division forage de HMD, le champ pétrolier de HMD plus particulièrement le puits OMIZ#821 et les différentes phases de forage de ce puits, les autres sont consacrés aux matériels et protocoles de mesure, caractérisations des matières premières utilisées, le dernier comporte une présentation des résultats obtenus, et étude comparative aux normes API. Nous terminons ce travail par une conclusion générale.

*Chapitre I*  
*Généralités sur le forage*  
*et les fluides de forage*

## Chapitre I

### Généralités sur le forage et les fluides de forage

#### Introduction

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments.

Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler les vides existant dans ces formations sous-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses ce qu'on appelle un réservoir [1].

Pour atteindre ce réservoir il faut percer les couches géologiques afin de remonter le brut ou le gaz naturel, ce procédé on l'appelle le forage.

#### I.1 Généralités sur le forage

##### I.1.1 Historique de forage

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 Lucas [2] au début du 20<sup>ème</sup> siècle, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas).

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

De 1947 à 1957, la recherche s'est plus focalisée sur les tests des produits de base utilisés dans les fluides de forage, en essayant de lier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage du trou. Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs, parmi lesquels celui du choix des fluides de forage. Ces fluides dits complexes, du fait de leur nature même, et appelés plus classiquement **boues**

---

**de forage**, sont le plus souvent des émulsions/suspensions, de divers constituants dont les fonctions sont multiples [1].

### **I.1.2 Définition du forage**

Le forage consiste à creuser un trou de forme cylindrique et à percer les couches géologiques sur des profondeurs et des distances pouvant atteindre plusieurs kilomètres, tout en suivant des trajectoires compliquées [3]. La technique de forage la plus répandue est celle inventée par Antony Lucas (forage rotary).

### **I.1.3 Principe du forage rotary [2]**

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC (poly diamond cristallin), sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les déblais hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

- poids sur l'outil,
- rotation de l'outil,
- injection d'un fluide

### **I.1.4. Principaux équipements d'un appareil de forage**

Pour assurer un forage, il faut mettre un dispositif en place d'une grande fiabilité, afin d'éviter tout retard et problèmes indésirables. Ici, on présente les principaux équipements d'un appareil de forage [4].

#### **I.1.4.1 Bassin à boue**

Au début du puits, la boue est fabriquée dans un bassin particulier, situé en principe à proximité des stocks de produits à boue. Elle est stockée dans les bassins de circulation et dans ceux de réserve. En cours de forage, la boue est entretenue soit :



1. par ajout de produit directement dans la boue en circulation, par exemple dans le cas d'un barytage.
2. par ajout au circuit d'un volume de boue neuve ou de solution traitante, préparé dans le bassin de fabrication.

La plupart des chantiers dispose en plus de un ou plusieurs petits bassins ou compartiments pour fabrication des bouchons colmatant.



**Figure I.1** : Bassin à boue.

#### **I.1.4.2 Pompe à boue**

La circulation de la boue dans un forage nécessite l'utilisation de pompes [mud pumps] puissantes. Une bonne installation de pompage doit assurer :

1. une vitesse de remontée des déblais suffisante pour éviter leur décantation,
2. une pression de refoulement suffisante pour vaincre les pertes de charges dans le circuit.

En dehors de sa puissance et son débit, une pompe doit être souple, robuste et facile à entretenir. Les pompes de forage peuvent être de type duplex à double effet ou triplex à simple effet.



**Figure I.2:** Pompe triplex à simple effet.

### I.1.4.3 La tête d'injection

La tête d'injection joue un rôle important dans le forage, cette dernière supporte la garniture de forage et permet d'y injecter la boue en rotation. La tête d'injection comporte deux parties : une en haut reliée au flexible d'injection immobile qu'est de son tour relié directement à la mud pompe et l'autre en bas tournante, reliée à la tige d'entraînement.

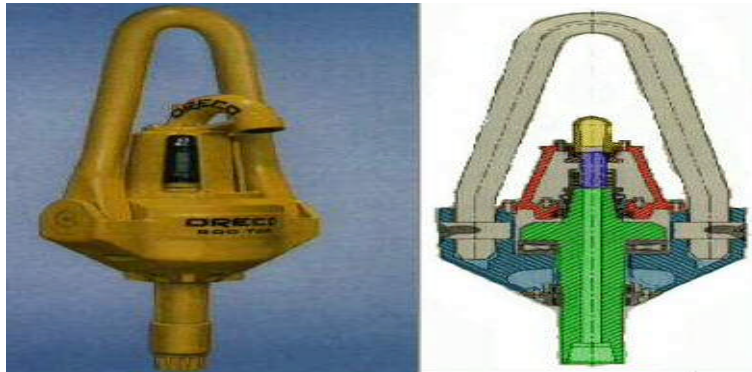


Figure I.3: tête d'injection

### I.1.4.4 Les tiges

Les tiges de forage permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier. Elles doivent travailler en tension pour éviter leur frottement contre les parois du puits, qui peuvent causer leur usure et les éboulements des parois, et la déviation.



Figure I.4 : tiges de forage

### I.1.4.5 Les masse – tiges

Les masse-tiges sont des tubes d'acier dont l'épaisseur du corps leur confère un poids important. En forage vertical ou avec une inclinaison limitée leurs buts essentiels sont:

1. de fournir le poids nécessaire sur l'outil de forage sans avoir à mettre à contribution les tiges de forage.
2. de procurer une certaine rigidité à proximité de l'outil de forage

Les masses tiges perdent de leur utilité en forage très dévié et leur utilisation peut même apporter plus d'inconvénients (frottements... etc.) que d'avantages. De nombreux drains horizontaux sont forés sans aucune masse-tige dans la garniture [5].



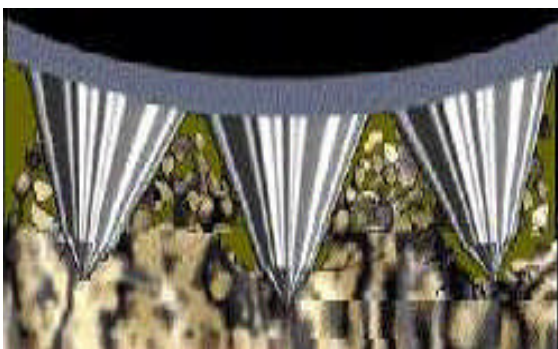
**Figure I.5** : masse-tiges

#### I.1.4.6 Outil de forage

Les outils ont été introduits dans le forage rotary par H.R. HUGUES en 1909. Ils peuvent être des bi-cônes (utilisés actuellement dans les déviations par pression), des tricônes (les plus utilisés dans les forages actuels) ou des quadri-cônes (actuellement disparus).

- **mode de travail d'un tricône**

Sous l'effet de la compression, la dent pénètre dans la roche et l'éclate. En tournant sur elle-même sous l'effet de la rotation, la molette ripe la roche et arrache le copeau. L'effet d'éclatement et de ripage sont complémentaires et varient en fonction du terrain : le ripage dans le cas d'un terrain tendre est plus important que dans un terrain dur, tandis que l'éclatement dans un terrain dur est plus grand que dans un terrain tendre.



**Figure I.6** : travail d'un outil

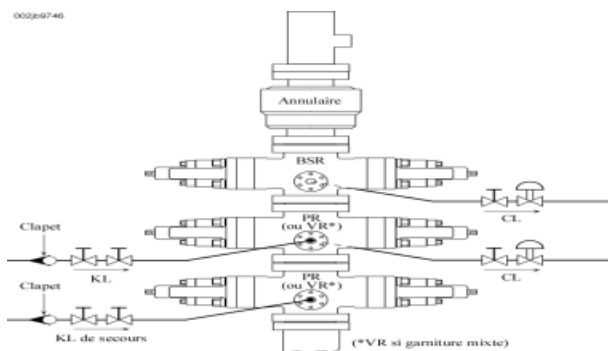


**Figure I.7** : outil tricône

### I.1.4.7 Obturateurs et commande des obturateurs

Lorsqu'un fluide (gaz, pétrole ou de l'eau) sort de la roche dans laquelle il est contenu (réservoir) et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Il faut alors fermer immédiatement le puits, sinon, le fluide chasse la boue au-dessus de lui et remonte dans le puits. S'il atteint une certaine hauteur, il devient difficile à contrôler, ce qui s'appelle éruption [blow out]. Afin d'éviter ce genre de problème, on place, au-dessus de la tête du puits, des obturateurs [blow out preventers = BOP], qui ne sont que des vannes qui ferment le puits, même s'il contient des tiges.

Les obturateurs sont à commandes hydrauliques. Une unité d'accumulateurs permet de stocker du fluide hydraulique sous pression de manière à assurer une fermeture rapide des obturateurs. La mise en pression s'effectue à la fois par des pompes électriques d'autres pneumatiques. Cette unité d'accumulateurs ainsi que le tableau de commandes des obturateurs doivent se trouver à une distance sûre du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement situé sur le plancher de forage à porté de main du chef de poste.



**Figure I.8 : BOP**



**Figure I.9 : commande d'obturateur**

### I.1.4.8 Séparateur vertical

Dans le cas de fortes venues, le puits est circulé sous duse. Après le manifold de duses, la boue passe dans un séparateur vertical où elle se dégage par ruissellement sur des plateaux ou des chicane. La boue propre est recueillie en bas de l'appareil alors que le gaz d'un appareil artisanal de conception simple et robuste qui lui permet de résister à des venues de gaz brutales. La seule maintenance est un nettoyage soigné après utilisation. La sortie boue du séparateur se fait généralement avant vibrateurs s'échappe à la partie haute. Un vide partiel peut être créé pour améliorer la séparation.



**Figure I.10** : séparateur vertical

#### **I.1.4.9 Tamis vibrant**

En cours de forage, la boue se charge en déblais qui doivent être éliminés au maximum en surface avant d'être recyclés dans le trou. En effet une teneur élevée en solides augmente la densité de la boue, modifie ses caractéristiques physiques et la rend abrasive. Ceci favorise les pertes, le collage par pression différentielle, le colmatage des formations productrices et de nombreux ennuis en forage.

Le tamisage est le premier traitement mécanique d'élimination des solides. Les tamis vibrants ou vibrateurs sont des appareils robustes et d'une excellente fiabilité à condition de respecter les règles de mises en place, d'utilisation et de maintenance :

- contrôle du réglage du système de vibration
- Nettoyage fréquent des toiles en forage et surtout en début de forage



**Figure I.11** : tamis vibrant

#### **I.1.4.10 Centrifugeuse**

La centrifugation, qui consiste à séparer un mélange d'une phase solide en suspension dans un liquide, par l'action de la force centrifuge. D'autres dispositifs existent comme le MUD cleaner.

### **I.1.5. Les équipes de forage**

Personnel du contracteur de forage [2]:

1. un chef de chantier de jour (tool pusher) ;
2. un chef de chantier de nuit (night pusher) ;
3. un secrétaire ;
4. Un chef de poste (driller) ;
5. un second (assistant driller) ;
6. un accrocheur (derrickman) ;
7. trois sondeurs (roughnecks) ;
8. une équipe de surface composée de manouvres (roustabout) et éventuellement de grutiers (crane operators) [2].

## **I.2 Généralités sur les fluides de forage**

### **I.2.1 Introduction**

Depuis le siècle dernier le développement des exploitations pétrolières s'avère d'une grande importance alors que l'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite plusieurs opérations [6] :

1. Localisation de la roche réservoir et confirmation de la présence des hydrocarbures.
2. Evaluation de la viabilité économique du développement.
3. Le forage et la mise en production des puits de pétrole et le gaz.

Par ailleurs, le succès d'une opération de forage est assuré d'une grande part du bon choix du fluide de forage. Le fluide de forage est choisi en fonction de la nature de la formation, de l'architecture du puits, des objectifs de sondage et des contraintes environnementales et économiques. La compréhension de l'effet de ses composants sur ses caractéristiques rhéologiques s'avère impérative pour assurer le bon déroulement du forage [7].

### **I.2.2 Définition du fluide de forage**

Le fluide de forage ou boue de forage est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile, ...), gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments, ...). C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent thixotropes [6].

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

### **I.2.3 Les fonctions du fluide de forage**

Les principaux rôles du fluide de forage sont [8] :

#### **I.2.3.1 Nettoyage du puits**

La remontée des déblais du fond de trou jusqu'à la surface en raison de la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire, l'une des fonctions principale que la boue doit assurer.

#### **I.2.3.2 Maintien des déblais en suspension**

La boue doit assurer le maintien des déblais en suspensions lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais grâce à la nature de thixotropique du fluide afin de redémarrer le forage sans coincement [4].

#### **I.2.3.3 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde**

La boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en suspension.

#### **I.2.3.4 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits**

La boue doit maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement qui est en général supérieure à la pression de la formation forées ce qui permet d'empêcher la déstabilisation des terrains et de contrôler la venue des fluides de formation traversée. 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.

#### **I.2.3.5 Dépôt d'un cake imperméable**

Grasse à la différence de pression entre le fluide et la formation forée, la boue va filtrer dans les formations perméables et dépose un film à la paroi appelé **cake de filtration**. Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la

formation à moins que ce film ne doit pas être épais à fin d'éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil.

#### **I.2.3.6 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile**

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

#### **I.2.3.7 Apport de renseignements sur le sondage**

La boue permet d'avoir des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage en raison de l'évolution des propriétés physico-chimiques du fluide (température, pH, teneur en gaz, chlore,...) ainsi que la nature des déblais remontés.

#### **I.2.3.8 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.

#### **I.2.4 Corrosion, usure du matériel**

La boue ne doit pas être corrosive ni abrasive pour l'équipement car elle 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 due à un déséquilibre chimique.

#### **I.2.5 Toxicité et sécurité**

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel ni créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans l'utilisation de boues à base d'huile.

#### **I.2.6 Circulation du fluide de forage**

Le fluide de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage et aussi bien dans le sondage qu'on surface. Le fluide de forage est préparé dans des bacs à boue.



Il est injecté à l'intérieur des tiges [drill pipes], jusqu'à l'outil qui comporte également des orifices qui laissent sortir la boue. Cette dernière une fois sortie de l'outil 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 (dilution, ajout de produits,...) et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques aux valeurs initiales avant d'être réinjectée dans le puits[9].

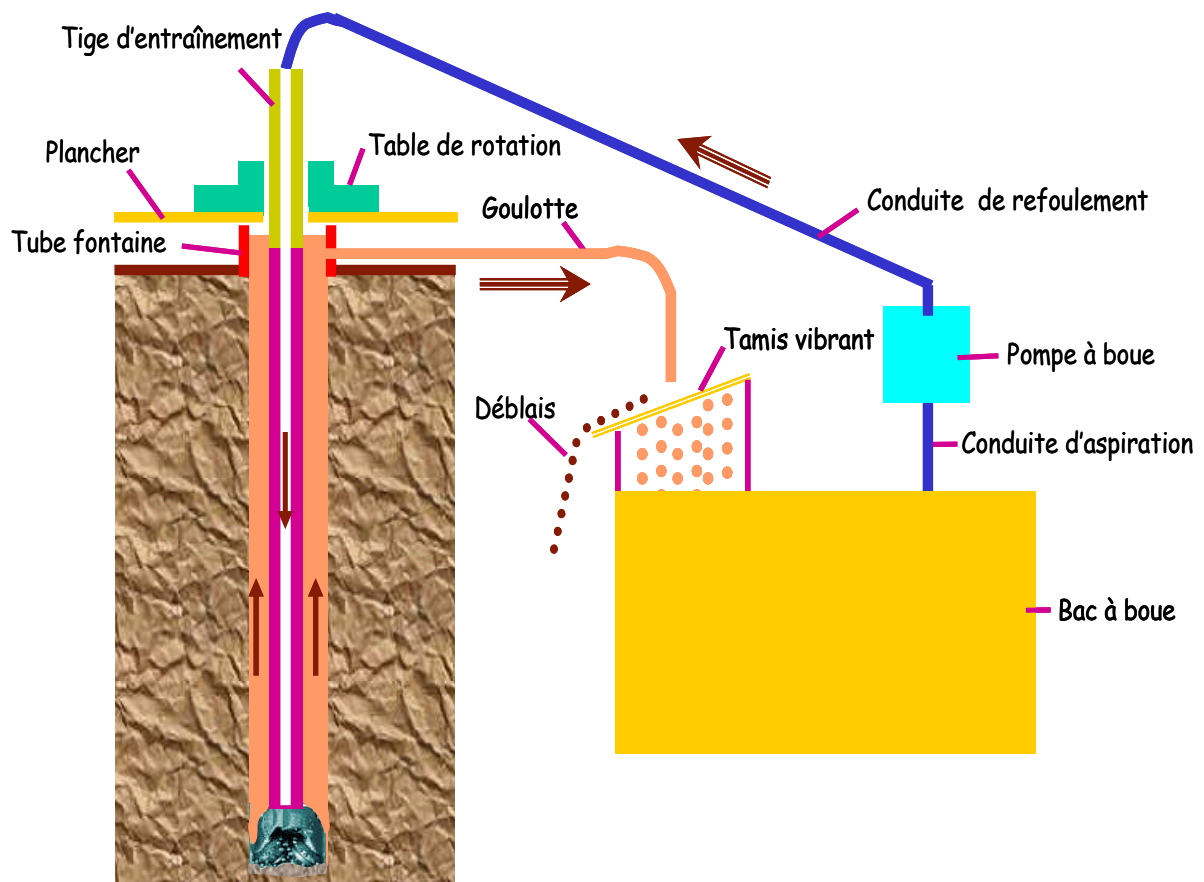


Figure I.12 : Cycle de la boue

### I.2.7 Produits à boue

Un très grand nombre de produits sont employés dans les fluides de forage. Certains ont un rôle particulier, d'autres ont un rôle multiple [10].

**Tableau I.1** : Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [1]

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

### I.2.7.1 Viscosifiants

#### a) Les bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau. Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé ( $> 35$  g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

#### b) Les attapulgites

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées ( $> 35$  g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

### I.2.7.2 Réducteurs de filtrat

Sont utilisés pour réduire la quantité d'eau qui s'infiltré dans la formation les plus connus sont [11] CMC (sodium carboxymethylcellulose).

**a) L'amidon**

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline. L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une des trois conditions suivantes soit satisfaite :

- pH >12
- présence anti-ferment
- salinité supérieure à 200/250 g/l.

**b) La C.M.C.**

Le C.M.C., abréviation de carboxyméthyle cellulose, est un colloïde organique infermentescible à longue chaîne.

Les C.M.C. sont classées en trois catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- basse viscosité
- moyenne viscosité
- haute viscosité

Elles sont qualifiées de "technique" ou "purifiée" suivant la pureté du produit. Généralement, les C.M.C. techniques sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et calcium inférieur à 500/600 mg/l.

Les C.M.C. haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile. Le rendement d'une C.M.C. diminue lorsque la salinité augmente et on lui préfère l'amidon pour contrôler le filtrat des boues salées saturées. Cependant, les C.M.C. possèdent encore un bon rendement en milieu salé saturé sous réserve de maintenir la concentration en calcium au-dessous de 400/500 mg/l. Dans ce cas-là, la boue possédera des viscosités plus basses qu'avec l'amidon. Tout comme l'amidon, les C.M.C. se dégradent lorsque la température atteint 150 °C. Certaines peuvent résister jusqu'à 180 °C.

### I.2.7.3 Les fluidifiants et défloculants

#### a) Les tanins

Les plus utilisés sont les tanins de Québracho (extraits de l'écorce d'un arbre poussant en Argentine) et les tanins de châtaigniers. Le pH d'un tanin non traité, en solution aqueuse, est de 4 environ.

#### b) Les lignines

Les lignines sont extraites du bois. C'est à partir des lignines que l'on obtient un lignosulfonate par traitement à l'acide sulfurique.

### I.2.7.4 Les additifs minéraux

Sont utilisés pour empêcher, réduire et surmonter l'effet de contamination des sulfates de calcium [11].

#### a) La soude caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

1. accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg/m<sup>3</sup>, 3 à 5 kg/m<sup>3</sup> pour les boues à l'eau de mer
2. augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).

La soude s'ajoute rarement au mixer (danger de projection) et le plus souvent par le fût de traitement chimique en solution aqueuse associée aux dérivés ligneux éventuels.

#### b) Carbonate de soude (Na<sub>2</sub> CO<sub>3</sub>)

Le carbonate de soude c'est une poudre blanche employé pour:

1. accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg/m<sup>3</sup> de boue
2. précipiter le calcium

#### c) Bicarbonate de soude (Na HCO<sub>3</sub>)

Le bicarbonate de soude c'est une poudre blanche employé lors des reforages de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment.

**d) Le gypse (Ca SO<sub>4</sub>)**

Le gypse ou plâtre de Paris c'est une poudre blanche employé pour confectionner les "boues au gypse". La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.

**I.2.7.5 Les produits organiques spéciaux****a) les anti-ferments**

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidons, gommés... etc.) en milieu non stérile.

**b) Les anti-mousses**

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons

- le stéarate d'alumine
- les alcools supérieurs (octylique...etc.)
- les tensioactifs (éthers polyoxyéthylénés).

**c) Les agents de décoincement**

Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle.

Ce coincement se produit au niveau des zones perméables (calcaires, grès...etc.). Lorsqu'un élément du train de sonde touche la paroi du puits. Il est causé par la différence existant entre pression de formation et pression hydrostatique de la colonne de boue. Le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pressions.

**d) Les antifrictions et extrême-pression**

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes...etc.

1. Les produits A.F. (antifrictions) sont en fait des lubrifiants permanents. Citons le graphite en poudre entre autres.

2. Les produits E.P. (extrême pression) sont en fait des "anti-grippants", c'est-à-dire qu'ils déposent un film lubrifiant à l'amorce du grippage des roulements de l'outil empêchant le phénomène de se produire.

**e) Les anti-corrosions**

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anti-corrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium...etc.

**f) Les anti-bourrant et accélérateurs de vitesse d'avancement**

Ces additifs empêchent les argiles forées de "coller" sur le métal des outils, ce qui évite le "bourrage" et permet d'appliquer des poids plus élevés sur un outil forant dans les argiles et les marnes.

### **I.2.7.6 Les alourdisants**

Sont utilisés pour augmenter la densité de la boue selon les besoins, parmi les plus utilisés sont :

1. La barytine ou sulfate de baryum ( $Ba SO_4$  - densité : 4,2)
2. Le carbonate de calcium ( $Ca CO_3$  - densité : 2,7)
3. La galène ou sulfure de plomb ( $PbS$  - densité : 7,00)

(Cet alourdisant est employé pour obtenir des densités de boue de 2,50 à 3,00).

### **I.2.7.7 Les colmatants**

Les produits colmatant naturels ou synthétiques sont en nombre considérable ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables. Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Ils sont classés de la façon suivante :

**a) Colmatants granulaires**

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles.

On emploie des produits durs et calibrés. Citons :

- les coquilles de noix
- les noyaux d'abricots, cerise, olive...etc.

#### **b) Colmatants fibreux**

Leur but est de "tisser une trame" autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles).

Citons : les fibres de bois, de cannes à sucres, cellulosiques.

#### **c) Colmatants lamellaires**

Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour parfaire le colmatage réalisé par les colmatant granulaires et fibreux.

Citons : les déchets de cellophane,

#### **d) Colmatants gonflants**

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommes, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse.

### **I.2.8 Classification des fluides de forage**

#### **I.2.8.1 Les fluides dont la phase continue est de l'eau**

Ces types de fluide sont les plus utilisés dans le domaine de forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite,...), des solides inertes (carbonates,...) dont les caractéristiques rhéologiques sont ajustées par addition de polymères viscosifiants (XanthanSa ( $C_{67}H_{102}O_{56}$ )<sub>n</sub>,...). Des réducteurs de filtrat entrent également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques) [6].

Ces fluides sont moins couteux et moins polluants [12] ; à moins que la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur pour le bon déroulement d'une opération de forage.

Il est possible de classer ce type de fluide en cinq catégories [10] :

### I.2.8.1.1 Boues à base d'eau douce

L'eau douce dans les fluides de forage est une eau contenant moins de 10 g/l d'électrolytes. Cette définition n'a donc aucun rapport avec la potabilité de cette eau.

#### a) Boue de forage naturelle

Cette boue contient essentiellement de l'eau et des argiles

✚ **Utilisation** : C'est en générale la boue de début de sondage.

✚ **Propriétés** : C'est un fluide économique mais de qualité médiocre. La seule caractéristique contrôlée c'est la densité pour limiter les problèmes de pertes

#### b) boue bentonique

Sont généralement utilisées dans les premières phases du forage pétrolier

##### ❖ Boue bentonique sans amincissant

C'est une suspension de bentonite ou d'argile activée dans l'eau douce. Le pH de la suspension est de 8,5 à 9. On peut améliorer les caractéristiques de la filtration par ajout d'un colloïde organique non fermentescible (CMC par exemple).

✚ **Propriétés** : Elle contient de faibles concentrations d'argiles hautement colloïdales, ses caractéristiques sont :

1. Faible densité initiale (1,03 à 1,05),
2. Viscosité élevée (15 à 60 cPo de viscosité apparente),
3. Thixotropie variable (gel 0 = 5, gel 10 = 25 lb/100 ft<sup>2</sup>),
4. Filtrat A.P.I. de 12 à 25 cm<sup>3</sup>,
5. Cake mince, souple et assez résistant.

✚ **Utilisation** : cette boue peut être utilisée comme fluide de début de sondage et transformée progressivement en boue naturelle.

En général ce type de boue est conservé sous sa forme bentonitique. Sa grande sensibilité aux contaminants fait qu'il doit être assez rapidement transformé en un type de boue bentonitique plus élaboré.

##### ❖ Boue bentonitique avec amincissants minéraux

Ce titre de boue est en fait l'évolution d'une boue bentonitique utilisée dans des formations nécessitant le contrôle des caractéristiques d'écoulement.



- ✚ **Propriétés** : le contrôle des caractéristiques d'écoulement aisé malgré l'augmentation de la teneur en solides.
- ✚ **Utilisation** : Depuis le début du sondage jusqu'à 2000 mètres s'il n'y a pas de problèmes particuliers de formation ou de contamination

#### ❖ **Boue bentonitique avec extraits tannants**

De nombreux tanins peuvent être utilisés mais le plus efficace et le plus employé est le Que-bra cho.

- ✚ **Propriétés** : Cette boue bentonitique améliorée demeure un fluide simple permettant une utilisation jusqu'à 3000 m (120°C). Les extraits tannants alcalinisés à la soude caustique jouent un double rôle, de fluidifiant et de colloïde protecteur dans le cas de faibles contaminations.

#### ❖ **Boue bentonitique aux dérivés de la lignine et du lignite**

Les dérivés ligneux les plus utilisés actuellement sont les ligno-sulfonates de ferrocrome, les lignosulfonates de fer (sans chrome) et les lignites chromés, appelés couramment F.C.L., F.L. et L.C.

Les boues douces bentonitiques au FCL ou FL peuvent se définir comme des suspensions bentonitiques dont l'état colloïdal sont améliorées et protégé par un lignosulfonate. Eventuellement la protection de cet état colloïdal peut être renforcée par un colloïde organique (en général la C.M.C.) et/ou un lignite chromé (si la présence de chrome n'est pas interdite). Le pH de ces boues est en général contrôlé à la soude entre 9 et 10,5.

- ✚ **Propriétés** : Les boues au FCL ou FL sont des fluides très stables vis-à-vis des contaminants ( $\text{Na Cl}$ ,  $\text{Ca SO}_4$ ,  $\text{Ca Cl}_2$ ) et des températures élevées.

#### ❖ **Boue douces au F.C.L. et L.C.**

Ce sont des boues au F.C.L. auxquelles on ajoute un lignite chromé afin de renforcer l'action du F.C.L.

La présence du L.C. confère à la boue une meilleure stabilité des caractéristiques de filtration, particulièrement aux températures élevées (200°C).

La technologie des boues douces au F.C.L. et L.C. est identique à celle des boues douces au F.C.L. la seule différence réside dans l'adjonction de 10 à 20 kg de L.C. par m<sup>3</sup> de boue.

### I.2.8.1.2 Boues calciques

Les deux types de boues calciques les plus utilisées sont : boue à la chaux et boues au gypse.

#### a) Boue à la chaux

Ce type de boue qui fut très utilisé a marqué une étape importante dans le développement de la technique des boues de forage.

- ✚ **Propriétés** : Le calcium ajouté à la boue sous forme de chaux éteinte provoque un échange de base et transforme les argiles sodiques en argiles calciques et/ou conserve la forme calcique aux argiles forées cette propriété permet de maintenir en suspension une quantité de solides argileux plus importante, à viscosité égales.
- ✚ **Utilisation** : Le forage des marnes et des argiles. Dans ce type de formation leurs propriétés facilitent le contrôle des caractéristiques d'écoulement de plus la résistance à la contamination aux ions Ca<sup>++</sup>.

#### b) boue au gypse

C'est une boue bentonitique à pH inférieur à 11, sursaturée en sulfate de calcium (5 à 10 fois la saturation de la phase liquide) dont les caractéristiques rhéologiques sont contrôlées aux lignosulfonates.

- ✚ **Propriété** : La mise au point des lignosulfonates a permis la mise en œuvre de ce type de boue d'un entretien plus aisé que les boues à la chaux et d'une sensibilité moindre aux contaminants.
  - Les faibles alcalinités permettent de minimiser la "fragilisation" de l'argile du puits par les ions OH<sup>-</sup>.
  - La présence de lignosulfonate de ferrocrome ou lignosulfonate de fer renforce l'action inhibitrice du fluide et lui donne une résistance à la température que ne possèdent pas les boues à la chaux.

- ✚ **Utilisation** : En premier lieu dans les horizons à gypse ou anhydrite. De plus le forage de niveaux argileux importants et/ou de zones salifères ne nécessitant pas la saturation pourra s'effectuer en boue au gypse.

### I.2.8.1.3 Boues à faible teneur en solides

La vitesse d'avancement des outils de forage est fortement affectée par la teneur en solides. Aussi depuis quelques années, lorsque la tenue des formations le permet, les boues à faible teneur en solides ou l'eau sont utilisées.

#### a) Boue douce à faible teneur en solides

Lorsque le forage à l'eau est devenu impossible mais que les difficultés de forage ne sont pas importantes la mise en œuvre d'une boue contenant moins de 7 % de solides doit permettre de conserver une partie des qualités de l'eau tout en acquérant une partie de celles des boues douces classiques c'est-à-dire :

- Remonter les déblais.
- Maintenir les déblais en suspension.
- Avoir une filtration limitée.

✚ **Utilisation**: L'utilisation est limitée au forage de formations compatibles avec :

- Une densité faible.
- Un filtrat supérieur à 15 cm<sup>3</sup> A.P.I.
- Des caractéristiques rhéologiques basses

#### b) Boue aux bios polymères

L'argile n'entre qu'à très faible concentration dans la fabrication de cette boue à basse teneur en solides. Le colloïde utilisé est un polymère organique formé bactériologiquement par l'action de la bactérie Xanthomonas sur des hydrates de carbone. L'utilisation d'un autre colloïde que l'argile a pour but d'éviter les sérieuses limitations imposées par celle-ci.

#### ✚ **Propriétés**

- Très faible teneur en solides (environ 1 %)
- Densité minimum fonction de la nature de l'eau.

Particularités rhéologiques :

1. A des taux de cisaillement élevés, on a de faibles tensions de cisaillement.
2. A des taux de cisaillement faibles on a de fortes tensions de cisaillement.

### c) Boue aux polymères naturels

Comme pour la boue au bio polymère ce type de boue à l'avantage de ne pas obligatoirement nécessiter la présence de bentonite, ce qui lui confère les mêmes avantages dans ce domaine. INTEQ a mis au point un polymère naturel le Foragum H.M.

#### Propriétés

- Très faible teneur en solides (environ 1 %)
- Densité minimum fonction de la nature de l'eau (douce. de mer ou saturée)
- Possibilité de fluidification rapide

#### I.2.8.1.4 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.

#### I.2.8.1.5 Boue salée saturée

La teneur en Na Cl est de l'ordre de 320 g/l. Elle est utilisée lors du forage des sels massifs ou des marnes très peu dispensables, contenant d'importantes quantités de sels. Actuellement, ce type de boue est peu utilisé

#### I.2.8.2 Boue à l'eau émulsionnée

On appelle émulsion une dispersion fine d'un liquide dans un autre liquide, ces deux liquides n'étant évidemment pas miscibles. En boues de forage, on connaît deux types d'émulsion suivant la nature du liquide dispersé, ces deux types sont :

1. émulsion eau dans huile. lorsque l'eau forme la phase dispersée, l'huile formant la phase continue.
2. émulsion huile dans eau, lorsque l'huile est la phase dispersée, l'eau étant la phase continue.

### I.2.8.3 Boues dont la phase continue est de l'huile

#### I.2.8.3.1 Boue à l'huile

Indépendamment des avantages qui peuvent être retirés pour la productivité des puits, ces boues ont l'intérêt de présenter une phase continue huile sans affinité avec l'argile, qui ainsi ne subit plus les phénomènes d'hydratation, d'échange de base,... etc. Par définition, les boues à l'huile, contiennent moins de 5% d'eau. Au-delà de 5%, on obtient des boues inverses [13].

Ces boues sont constituées essentiellement de :

1. une huile de base 95 à 98% du volume.
2. émulsifiants et stabilisants.
3. les réducteurs de filtrat, ont pour but de réduire la quantité d'huile qui filtre aux parois du puits.
4. les viscosifiants, utilisée pour augmenter la viscosité.
5. alourdissants :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$
6. Agents de neutralisation de l'eau

#### I.2.8.3.2 Boue à émulsion inverse

Ce sont des fluides de forage ou de complétion, constitués d'une phase continue huile et une phase dispersée aqueuse d'eau 5-50% du volume.

##### Composition

- huile de base
- émulsifiants primaire
- émulsifiant secondaire
- réducteur de filtrat
- viscosifiants
- chaux vive ou éteinte
- eau douce ou saumure simple ou mixte
- alourdissants simple ou mixte

##### Avantage de ces boues

- Excellentes caractéristiques de filtration statique en température et pression, cake très mince.

- Inertie vis-à-vis des contaminants ; argiles, marnes, sels, gypse, anhydrites, Ciment...etc.
- présentent moins d'endommagement sur la formation.
- Les caractéristiques rhéologiques qui permettent le maintien des déblais et des alourdisant en suspension ;

#### Inconvénients

- sensibilité à l'eau
- risque d'incendie.
- Prix de revient au m<sup>3</sup> plus élevé que les boues à l'eau [2].

#### Utilisation

- Grandes épaisseurs (bancs) de sel ou d'anhydrites.
- Puits profonds à haute température, ainsi que pour le forage dans des zones très froides.
- Instrumentation (coincement, sur forage), déviation, et forage horizontal...etc.

### I.2.8.4 Les fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau proportions variables prévenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajouter intentionnellement.

Le gaz peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard. On cite brièvement les fluides gazeux utilisés dans les cas suivants [6]:

#### a) Forage à l'air

Le forage à l'air apporte sous toutes ses formes une solution à des problèmes compliqués parfois impossible à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle. Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que le forage des couches productrices à faible pression. Mais le forage à l'air devient difficile lors des venues d'eau importantes et parfois très difficile de contrôler la pression [14].

#### b) Forage à la mousse

Les mousses sont des dispersions d'un volume (relativement) important de gaz dans un volume relativement faible de liquide. Elles sont utilisées comme fluides de forage lorsque

les terrains traversés sont fracturés, ou bien le forage à l'air est impossible parce que la pression nécessaire ne peut être fournie sur le chantier.

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

### **c) Forage à la boue aérée**

Afin d'éviter les pertes de circulation et d'avoir un fluide de forage plus léger, on utilise le forage à la boue aérée. L'avantage qu'elle présente : une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé, une tendance aux pertes de circulation est fortement réduite et une vitesse d'avancement plus rapide, une assez bonne capacité de refroidissement des terrains traversés et du train de sonde..., à moins que la stabilité de la boue aérée est liée à une circulation effective des fluides.

## **I.2.8.5 Les fluides de complétion et de reconditionnement des puits**

### **I.2.8.5.1 Fluide de forage de réservoir**

C'est un fluide utilisé lors du forage du réservoir à exploiter. Son rôle principal en plus de ces fonctions classiques est l'élimination de l'endommagement des couches productrices.

### **I.2.8.5.2 Fluide de Complétion et de Work-over**

L'opération de complétion commence au début du forage du réservoir jusqu'à la mise en place des équipements de production (dernière colonne du casing, packer, tubing, vanne de sécurité, ...).

Le Work-over est la reprise ou le reconditionnement du puits.

Le succès de ces deux opérations nécessite le choix d'un fluide dont les caractéristiques permettent :

1. D'assurer la bonne stabilité des parois du puits ;
2. Le nettoyage des puits en maintenant en suspension les particules et les déblais ;
3. D'éviter le colmatage du réservoir ;
4. La neutralisation ou la maîtrise du puits ;
5. L'inhibition de la formation du cake.

### I.2.8.5.3 Fluide d'annulaire ou fluide de packer

C'est un fluide qui est mis en place entre le tubing et le cuvelage de production au-dessus du packer, il reste en place pendant toute la durée d'exploitation du puits.

## I.3 Notions sur les polymères

### I.3.1 Introduction

L'utilisation des polymères dans les diverses industries : pharmaceutiques, cosmétiques, alimentaires et pétrolières ne cesse de se développer et certains sont conçus pour des opérations de forage particulières.

L'intérêt porté pour l'utilisation des polymères dans les formulations de fluides de forage remonte à 1931 lorsque l'on ajouta de l'amidon de maïs à la boue bentonitique pour contrôler les caractéristiques de filtration, ensuite elle s'est développée pour d'autres types de polymères on cite : la CMC, HEC, Xanthan Gum, Tanins, ...etc.

Le polymère est un composé macromoléculaire constitué par la répétition d'un groupement d'atomes (carbone, oxygène, hydrogène, soufre, ...) « appelé unité structurelle » ou unité de répétition. A titre d'exemple on cite le polyéthylène qui est le plus simple des macromolécules dont l'unité de répétition est :  $[-CH_2-CH_2-]$  [9].

Les polymères peuvent se présenter :

1. En chaînes linéaires avec une répétition linéaire n fois du motif A appelé homopolymères :  $-A-A-A-A-A-$ , ou de deux plusieurs motifs appelés copolymères :  $-A-B-A-B-A-B-A-B-$ .
2. En chaînes non linéaires sous formes de branchées, en étoile ou en réseau.

### I.3.2 Propriétés physico-chimiques des polymères

Propriétés physico-chimiques sont en relation avec la structure des chaînes, le degré de polymérisation, la nature des liaisons entre les chaînes moléculaires, et de la composition de la structure du motif structural constituant le polymère.

Ces propriétés dépendent de l'intensité des interactions des chaînes, de la distribution des macromolécules et de la masse molaire.



Les forces intermoléculaires et les liaisons hydrogénées jouent un rôle capital dans les interactions des chaînes de polymères linéaires. L'augmentation de la température a une influence importante sur la structure interne du polymère et par conséquent sur ces propriétés. Les températures élevées provoquent la rupture des liaisons intermoléculaires.

### **I.3.3 Utilisation des polymères dans les fluides de forage**

Les polymères utilisés dans les formulations de fluides de forage à base d'eau sont hydrosolubles et peuvent être d'origine très variée : polymères naturels, semi-synthétiques et synthétiques [15]. Ils confèrent aux fluides de forage un caractère viscosifiants et réducteur de filtrat. Les familles de polymères utilisés répondent à plusieurs critères :

1. la résistance à la température et la biodégradabilité, ainsi que la résistance à la contamination.
2. la compatibilité avec l'ensemble des additifs du fluide.
3. la protection des formations forées : stabilisation des argiles.
4. la lubrification et la protection contre la corrosion.

## **I.4 Propriétés physiques des fluides de forage**

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (**API 13A, 2004**). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres: densité, viscosité, filtrat et réactivité [16]. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité). A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. Historiquement, face aux problèmes majeurs rencontrés dans les premiers forages, la densité est le premier paramètre fondamental pour la caractérisation des fluides de forage.

### **I.4.1 Densité**

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4° C pour les liquides et les solides, et l'air pour les gaz) [17]. Elle s'exprime par un nombre sans dimension. La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit

être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par boue sur les formations et les fluides qu'elles contiennent empêche l'éboulement des formations et les venues de fluides.

### ❖ Rôle de la densité

Elle ne doit pas être trop élevée pour que la pression hydrostatique soit inférieure à la résistance des roches en tout point du découvert, afin de ne pas créer des fractures dont une des conséquences est la perte de circulation puis la venue possible d'un fluide.

Pour l'alourdissement de la boue, la baryte ( $\text{BaSO}_4$ ) a été utilisée dès 1922 [18].

La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante [17] :

$$p = \frac{h \cdot d}{10}$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} P: \text{Pression hydrostatique (Pa) (kg/cm}^2\text{)} \\ h: \text{Profondeur de la couche traversée (m),} \\ d: \text{Densité de la boue.} \end{array} \right.$$

Si la tenue du puits l'exige on peut être amené à augmenter la densité de la boue en circulation. La quantité de baryte à utiliser est déterminée comme suit :

$$X = \frac{Df - Di}{Da - Df} \cdot Da$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} X : \text{tonnes d'alourdissement à ajouter par m}^3 \\ Df : \text{densité finale souhaitée} \\ Di : \text{densité initiale de la boue à alourdir} \\ Da : \text{densité de l'alourdissement} \end{array} \right.$$

De même, lorsqu'on veut alléger une boue on lui ajoute un fluide léger, d'où on aura à calculer le volume V à ajouter :

$$V = \frac{di - df}{df - dl} v$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} V : \text{volume en m}^3 \text{ de fluide à ajouter par m}^3 \text{ de boue à alléger} \\ di : \text{densité initiale de la boue à alléger.} \\ df : \text{densité finale souhaitée.} \\ dl : \text{densité du fluide léger.} \end{array} \right.$$

## I.4.2 La rhéologie des fluides de forage

La rhéologie est la science consacrée à l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière [17].

À partir de 1924 et sous l'impulsion du professeur Bingham, on essaya de mettre au point une théorie de l'écoulement plastique. En 1927, on commençait à parler de rhéologie et en 1928 était créée une Société scientifique réunissant d'une part des spécialistes de l'hydrodynamique, de l'hydraulique, de la physique, de la résistance des matériaux ...etc. Cette association dont l'activité est consacrée uniquement à l'étude de l'écoulement a été appelée Société de rhéologie, elle s'intéresse aussi bien à la viscoélasticité et à la viscoplasticité, à la mécanique de la rupture ou à la fatigue qu'à la mécanique des fluides visqueux ou à la micro rhéologie qui essaie de proposer des modèles de comportement mécanique à partir de la structure interne des matériaux [19].

### I.4.2.1 Notion de mouvement laminaire de cisaillement

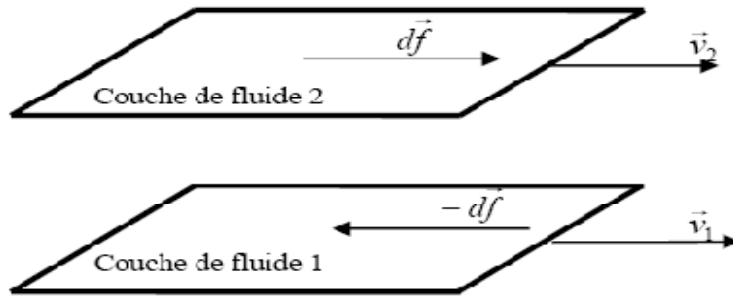
Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements des différents points du matériau dépendent bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées.

Un mouvement laminaire de cisaillement est engendré pour certaines distributions de ces forces. Au cours d'un tel mouvement, on considère que le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes.

La déformation du matériau s'effectue par glissement relatif des différentes couches, sans qu'il y ait transfert de matière d'une couche à l'autre. Les mouvements laminaires de cisaillement sont engendrés à l'aide de rhéomètres. C'est à partir de tels mouvements que peuvent être déterminés les paramètres rhéologiques des fluides.

### I.4.2.2 Contrainte de cisaillement ou tension de cisaillement

La contrainte de cisaillement (notée  $\tau$ ) 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 [18].



**Figure I.13 :** Forces agissantes sur deux éléments de couches voisines

En supposant que la couche (1) est animée d'une vitesse  $v_1$  supérieure à la vitesse  $v_2$  de la couche (2), la couche (1) exerce sur la couche (2) une force de cisaillement  $dF$  parallèle au mouvement et tendant à accélérer la couche (2). La couche (2) exerce pour sa part sur la couche (1), 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  $\tau$  :

$$\tau = \frac{df}{ds}$$

$df$  : force de cisaillement

$\tau$  : représente une force par unité de surface ; en newton par  $m^2$  ou en Pascal (Pa)

$dS$  : est la surface élémentaire de l'entité considérée.

#### I.4.2.3 Vitesse de déformation ou de cisaillement:

C'est la différence de vitesse entre deux lames divisé sur la distance qui les sépare

$$\gamma = \frac{dv}{dr} \quad (s^{-1})$$

Avec :

$dv$  : la différence de vitesse entre les deux lames voisines,  
 $dr$  : distance entre deux lames

#### I.4.2.4 Equation d'état

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

### I.4.2.5 Modèles rhéologiques

La connaissance du comportement rhéologique des boues de forage est d'une importance capitale pour bien cerner tout son écoulement et pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est régie.

De nombreux modèles, reliant la contrainte de cisaillement  $\tau$  au taux de cisaillement  $\gamma$  ont été développés afin de décrire les comportements rhéologiques. La loi la plus simple est représentée par le modèle dit newtonien, tandis que les autres types de fluides sont qualifiés de non newtoniens

#### a) Le modèle de Newton

Pour ces fluides, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement.

$$\tau = \nu \cdot \gamma$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau: \text{tension de cisaillement.} \\ \nu: \text{viscosité.} \\ \gamma: \text{vitesse de déformation} \end{array} \right.$$

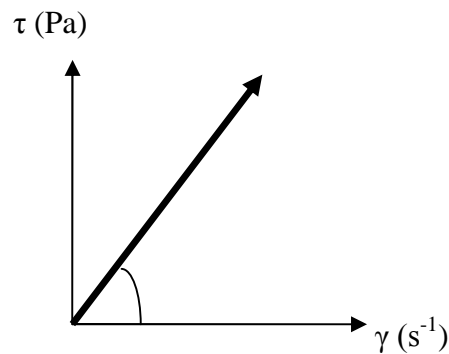


Figure I.14 : Modèle newton

Pour un fluide newtonien, le rapport  $\nu = \frac{\tau}{\gamma}$  est constant à température et pression constant

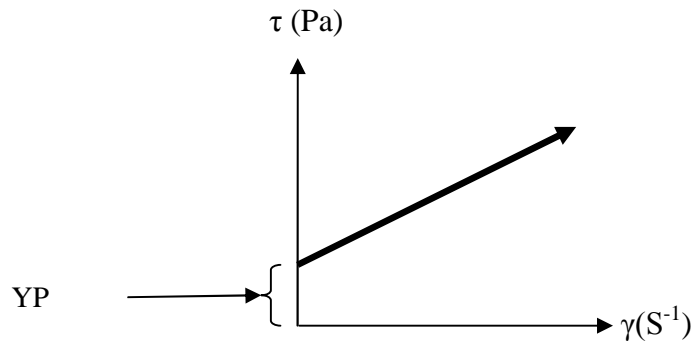
#### b) Le modèle de Bingham

Le rhéogramme d'un liquide de Bingham est représenté sur la figure I.15. Le matériau ne commence à s'écouler qu'au-delà du seuil et présente ensuite un comportement newtonien [20].

$$\tau = YP + VP \cdot \gamma$$

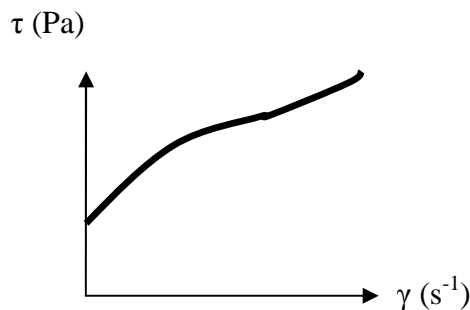
$\left\{ \begin{array}{l} YP : \text{yield-point.} \\ VP: \text{viscosité plastique} \end{array} \right.$

C'est la forme de relation qui est appliquée le plus souvent aux boues de forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux. Il apparaît une tension minimale au dessous de laquelle il n'y a pas écoulement, elle est appelée yield-point [21].



**Figure I.15** : modèle Bingham

L'expérience montre que de nombreux fluides ne répondent pas exactement à une telle loi mais que leur courbe d'écoulement, surtout aux faibles de cisaillement s'écarte plus ou moins de la courbe théorique et à l'allure suivante [10].



**Figure I.16**: modèle Bingham typique

**c) Le modèle en puissance:**

$$\tau = K \cdot \gamma^n$$

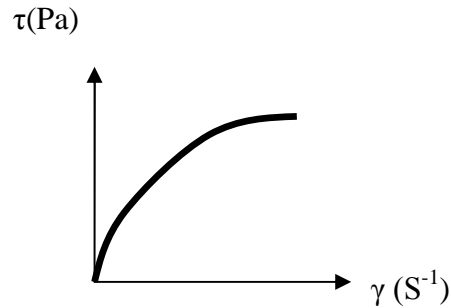
Avec :

$K$  est une constante rhéologique.  $n$  est un exposant qui traduit l'écart au comportement newtonien pour lequel  $n=1$ . Si  $n < 1$  le fluide est rhéofluidifiant et si  $n > 1$  le fluide est rhéoépaississant.

$$n = 3,32. \text{Log}\left(\frac{Fann600}{Fann300}\right)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} Fann600 : \text{lecteur ofite à } 600 \text{ tr/min.} \\ Fann300 : \text{lecteur ofite à } 300 \text{ tr/min.} \end{array} \right.$$



**Figure I.17** : modèle en puissance

#### I.4.2.6 Thixotropie

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui en augmente la rigidité et qui peut être détruite avec agitation [17]. Le temps nécessaire au passage de l'état liquide à l'état solide, lorsque le fluide est complètement au repos, est variable selon les dimensions des particules solides, leur nature, leur concentration et leur charge ionique [3]. Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10" après 10 min "à l'aide de viscosimètre FANN.

#### I.4.2.7 Signification des paramètres rhéologiques

##### I.4.2.7.1 La viscosité

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides [17]. 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.

$$VA = \frac{L600}{2} \quad \text{et} \quad VP = L600 - L300$$

Où L600 et L300 sont les lectures ofite respectivement à 600 et 300 tr/min.

#### I.4.2.7.2 La contrainte seuil

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

$$YP = L300 - VP = (VA - VP).2$$

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.

#### I.4.2.7.3 Gel strength ou résistance du gel

Pour évaluer les propriétés utiles des boues, il faut connaître leurs caractéristiques en régime dynamique et statique [21]. La résistance de gel définie la contrainte minimale qui provoque le début d'écoulement d'un fluide plastique.

À l'aide du viscosimètre Fann 35 à une vitesse de 3 tr/min, s'effectue l'évaluation de la résistance de gel d'une boue en mesurant la tension statique de cisaillement après 10 sec de repos, ce qu'on appelle le "Gel 0" et la même mesure effectuée après 10 min appelée le "Gel 10" exprimé en lb/100 ft<sup>2</sup>. Le rapport de la tension enregistrée après 10 min et celle après 10 sec définit la thixotropie.

### I.4.3 Propriétés de filtration des fluides de forage

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

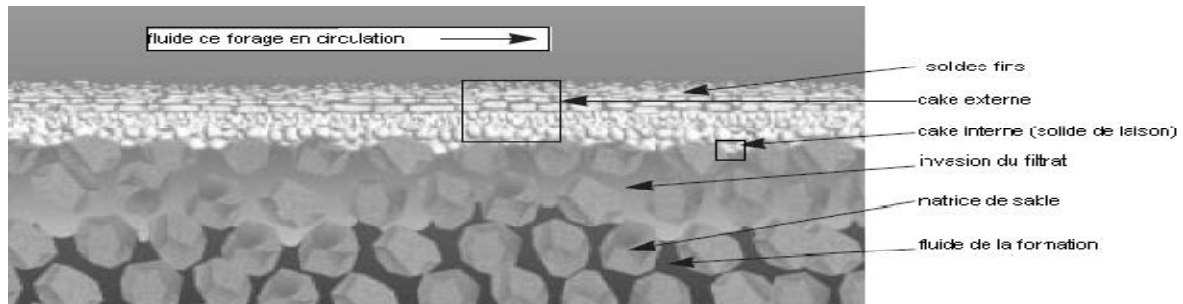
Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage:

1. **la filtration dynamique** : au cours de circulation du fluide, il existe deux sortes de filtration dynamique



- Une filtration dynamique du fluide de forage en circulation, à travers la paroi latérale perméable ;
- La filtration dynamique sous l'outil de forage.

## 2. la filtration statique lors de l'arrêt de la circulation du fluide,



**Figure I.18:** Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation [22].

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 [1].

### ❖ Les différents paramètres influant sur la filtration

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

1. Le temps de filtration,
2. la viscosité de la phase liquide
3. la température,
4. la pression.

#### I.4.4. Concentration en sable

En terminologie des boues de forage, on désigne par le mot sable les particules qui ne passent pas par le tamis de 200 mesh, c'est à dire les particules dont la section est supérieure à 0,074 mm (74p).

Une concentration élevée en sable augmente la densité de la boue et peut amener une sédimentation dans le puits pendant les arrêts de circulation. Il est recommandé de maintenir la teneur en sable à moins de 1%.

La présence de sable dans une boue a un effet abrasif sur tout le matériel au contact de la boue :

1. circuit de surface, conduites, vannes.
2. pompes volumétriques et centrifuges.
3. garniture de forage, tiges, masse-tiges... etc,
4. outils de forage conventionnels, à jet ou diamant. - turbine, carottier [4].

#### **I.4.5 Teneur en solides, en eau et en huile**

La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile d'une boue est d'une importance considérable, tout particulièrement dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées. Pour déterminer le pourcentage en volume de ces différents constituants on emploie un distillateur à boue [17].

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

- Dans les boues émulsionnées à base d'eau, l'huile est dispersée dans la boue à l'eau.
- Dans les boues émulsionnées à base d'huile (parfois dénommées boues émulsionnées inverses), l'eau est dispersée dans la phase continue l'huile [23].

#### **I.5 Les caractéristiques chimiques des fluides de forage**

Il est nécessaire de contrôler les caractéristiques chimiques de la boue et ce la en contrôlant les corps soluble existant dans la boue de forage, qui de leur tour peuvent influencer sur ces caractéristique physiques (rhéologie, filtrat...etc).

Ces corps peuvent provenir de la formation forée (chlorures, sulfates, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc.). Dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants. Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse, boue à la chaux...etc.) [3].

### **I.5.1 Le pH**

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

### **I.5.2 Dosage de la chaux éteinte dans la boue**

Deux formules nous sont proposées pour déterminer la concentration en chaux éteinte dans la boue, elles sont basées sur l'alcalinité de la boue. Ces calculs ne s'effectuent que dans le cas de boues à la chaux.

### **I.5.3 Dosage des chlorures totaux dans la boue**

Une solution saturée en sel à température ambiante contient environ 318 g/l de Na Cl, mais une boue salée saturée peut transporter de fines particules de sel non dissoutes et qui constituent ce que l'on appelle en terminologie boue le « sel en excès » ou « sel en réserve ».

Il est donc important de connaître la quantité totale de sel que contient la boue, pour savoir si l'on dispose d'une réserve de sel, permettant de maintenir la saturation à température élevée ou prévenir un ajout accidentel d'eau douce.

### **I.5.4 Dosage du sulfate de calcium total dans la boue**

Une boue douce est saturée en  $CaSO_4$  lorsque son filtrat en contient 2.2 g/l. Dans les boues au gypse, on ajoute toujours à la boue une quantité plus importante de gypse afin d'avoir une réserve d'ions calcium permettant de conserver la saturation au fur et à mesure de l'absorption des ions calcium par les argiles et marnes forées. Il est donc nécessaire de connaître la quantité de  $CaSO_4$  total contenu dans la boue.

*Chapitre II*  
*Présentation de*  
*SONATRACH et*  
*description du champ*  
*HMD*

## **Chapitre II**

### **Présentation de Sonatrach et description du champ HMD**

#### **II.1 Présentation générale de l'entreprise SONATRACH**

La SONATRACH « Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a » est une entreprise nationale par son histoire et son orientation, d'un grand poids économique, et international par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière. Elle est créée le 31 décembre 1963.

Elle se situe au premier plan par l'importance de ses activités : prospection, forage, production...etc. La gestion de ses activités est assurée par des branches opérationnelles qui sont des directions fonctionnelles qui élaborent et veillent à l'application de la politique et de la stratégie de groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaire aux activités.

#### **II.2 Organisation de SONATRACH**

La décision définissant le schéma d'organisation de la macrostructure de Sonatrach a été signée le 10 décembre 2001 par le Président Directeur Général de Sonatrach.

Les principes d'organisation et les logiques de fonctionnement qui sont à la base de ce schéma organisent le Groupe Sonatrach autour de ses métiers, avec un renforcement des capacités de la Direction Générale en termes d'élaboration des stratégies et des politiques, une décentralisation effective et une simplification du fonctionnement.

Cette organisation a connu un réaménagement le 30 janvier 2006 par la signature de la décision A001 (R24) relative au nouveau schéma d'organisation de la macro structure de Sonatrach qui prolonge, adapte et actualise la mise en œuvre des principes d'organisation et de fonctionnement.

Le schéma de la macrostructure s'articule en conséquence, autour :

- De la Direction Générale
- Des Activités Opérationnelles
- Des Directions Fonctionnelles

### **II.2.1 La Direction Générale du Groupe**

Elle est assurée par le Président Directeur Général qui est chargé d'apporter l'appui nécessaire dans le monitoring et la coordination de management du groupe, assisté par un Secrétaire Général assiste le Président Directeur Général dans le suivi et la cohésion du management du Groupe ,d'un comité exécutif et d'un comité d'examen et d'orientation chargé de l'étude des dossiers et la formulation de recommandations au comité exécutif.

Le service de Sûreté Interne de l'Etablissement (SIE) est directement rattaché à la direction générale.

### **II.2.2 Les Activités Opérationnelles**

Elles exercent les métiers du Groupe et développent son potentiel d'affaires tant en Algérie qu'en international.

Il s'agit de l'Activité Amont (AMT), de l'Activité Aval (AVL), de l'Activité Transport par Canalisations (TRC) et de l'Activité Commercialisation (COM).Chacune des Activités est placée sous l'autorité d'un Vice Président.

#### **II.2.2.1 Activité amont**

L'AMONT a en charge la recherche, l'exploitation et la production des hydrocarbures. Ses missions sont principalement axées sur le développement des gisements découverts, l'amélioration du taux de récupération et la mise à jour des réserves.

#### **II.2.2.2 Activité aval**

L'Aval a en charge l'élaboration et la mise en œuvre des politiques de développement et d'exploitation de l'aval pétrolier et gazier.

Elle a pour missions essentielles l'exploitation des installations existantes de liquéfaction de gaz naturel et de séparation de GPL, de raffinage, de pétrochimie et de gaz industriels (Hélium et azote).

#### **➤ Activités transport par canalisation**

Le Transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisations a en charge le développement, la gestion et l'exploitation du réseau de transport, de stockage, de livraison et de chargement des hydrocarbures.

➤ **Activités commerciales**

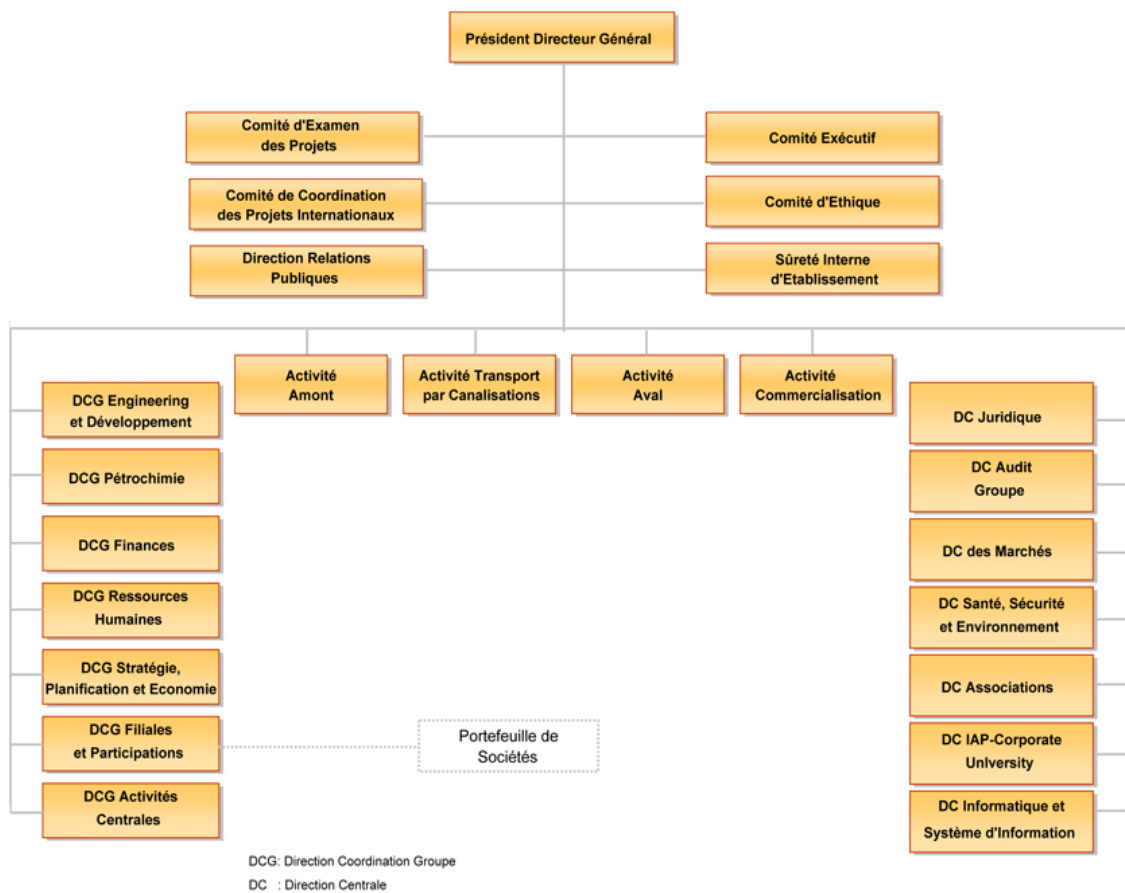
La Commercialisation a en charge le management des opérations de vente et de shipping dont les actions sont menées en coopération avec les filiales.

➤ **Les Activités Internationales**

Sont pour leur part, organisée sous la forme d'un Holding International, Sonatrach International Holding Corporation (SHIC) chargé de l'élaboration et de l'application de la politique et de la stratégie de développement et d'expansion en International.

**II.2.3 Les directions fonctionnelles**

Les directions fonctionnelles veillent à l'application des politiques et stratégies du groupe, remplissent les missions d'information et de reporting, élaborent les instruments de pilotage du groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaires aux activités opérationnelles du groupe. Elles sont organisées en quatre groupes nommés : « Direction Coordination Groupe ».



**Figure II.1** : schéma organisationnel et fonctionnel de la nomenclature du Groupe SONATRACH 2012 [31].

## **II.3 Objectifs de SONATRACH**

Elle a pour mission tant en Algérie qu'à l'étranger :

1. La protection, la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures ainsi que la maintenance des installations pétrolières
2. Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures
3. La transformation et le raffinage des hydrocarbures
4. Diversification des marchés et des produits à l'exportation
5. Développement des techniques modernes de gestion par la formation continue de ses cadres
6. L'approvisionnement de l'Algérie en hydrocarbures à court, moyen et long terme etc.

## **II.4 Les activités amont et la division forage**

### **II.4.1 Les différentes divisions de l'activité amont**

Les activités amont comprennent l'exploration, les opérations de contrôle des données, la recherche et le développement des hydrocarbures, le forage, la production, l'engineering et les associations.

Pour les activités amont on trouve trois divisions :

#### **II.4.1.1 Division exploration**

Les activités de cette division comprennent : les opérations de contrôle des données, la recherche et le développement des hydrocarbures.

#### **II.4.1.2 Division production**

C'est la direction qui s'intéresse à la production des puits forés par la division forage ; Sa mission est principalement axée sur l'amélioration du taux de récupération.

#### **II.4.1.3 Division forage**

Elle a en charge la recherche et le développement des réserves d'hydrocarbures, elle constitués de trois direction principales :

- **D.A.O.P** (assistance aux opérations).
- **D.O.F** (opérations forage).
- **D.M.L** (med logging).



## II.4.2 Raison de création de la division forage

La division forage a été créée en 1987 dans le but de réaliser des puits de bonne qualité dans les meilleurs délais, avec le meilleur coût, en respectant les normes de sécurité et de la protection de l'environnement.

Donc les missions de DF sont :

- Préparation des programmes de forage prévisionnel, dont la réalisation se fait par d'autres entreprises tel que : ENTP, ENAFOR ... etc.
- Le suivi des travaux à travers des superviseurs présenté directement sur champ.

## II.5 Champ de Hassi Messaoud

Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, il a été constaté que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition de zones. Une zone de production est définie comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ.

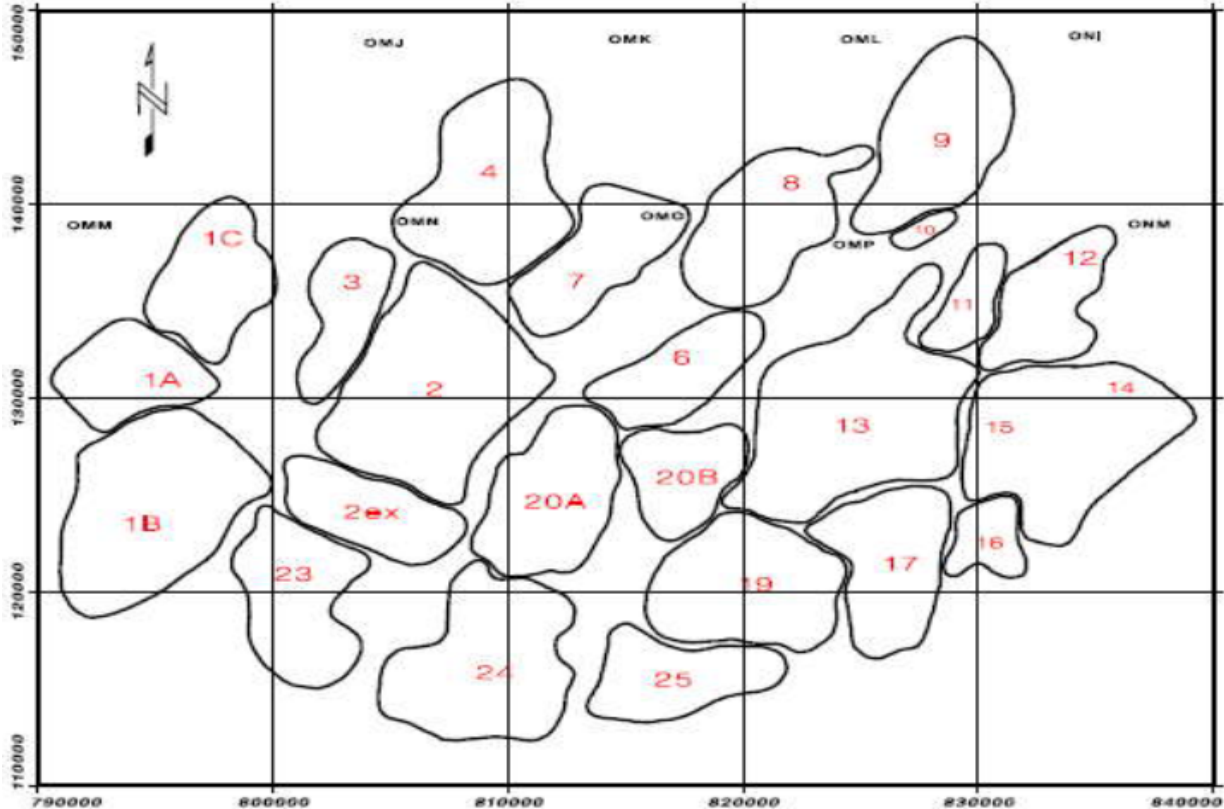


Figure II.2 : Répartition des zones sur le champ de HMD [1].

### **II.5.1 Histoire du champ pétrolier Hassi Messaoud**

C'est en 1917 qu'un nomade du nom de Rouabah Messaoud, arrivé avec sa famille d'Ouargla, trouva de l'eau à 14 m en creusant en un lieu qui allait prendre son nom en devenant "Hassi Messaoud". Mais soupçonnant l'existence d'autre chose que de l'eau dans les entrailles du sous-sol de la région les géologues français y réalisèrent le premier forage au début des années cinquante.

En 1956 fut découvert le premier gisement de pétrole à Hassi Messaoud et en 1958 les premières livraisons par pipe-line vers Touggourt puis vers le nord de l'Algérie et enfin vers la France furent organisées. Hassi Messaoud entra depuis dans l'histoire alors qu'auparavant il n'était qu'un point perdu dans le Sahara Algérien [24].

### **II.5.2 Nature des champs de Hassi Messaoud**

Les caractéristiques des champs de Hassi Messaoud sont limitées par la nature de leurs formations rencontrées pendant le forage qui s'effectue par étapes selon les couches forées qui sont les suivantes :

1. Couches à formation sableuse ;
2. Couches à formation argileuse ;
3. Couches à formation riche en sels ;
4. Couches productrices qui contiennent de l'eau, huile et gaz.

Lors de notre stage au sein de la société nationale SONATRACH à Hassi-Messaoud, afin de préparer notre mémoire de fin d'étude, ils nous ont affectés au chantier TP 194 qui a été un chantier de l'entreprise nationale des travaux au puits (ENTP), dont ils perforaient les puits OMIZ#821.

## **II.6 Description des différentes phases du puits OMIZ#821**

Le puits OMIZ#821 est constitué de cinq phases dont chacune est caractérisés par sa taille du trou, sa profondeur, son type de boue, ...

### **II.6.1 La phase 26" (0 m à 495 m)**

Les pertes de boues dans les sables du mio-pliocène sont actuellement maîtrisées, restent les niveaux calcaires dolomitiques du sénonien carbonaté et sénonien anhydritique : les pertes de boues parfois brutales sont dues à la présence de fissurations assez développées.

---

De plus, le foreur est confronté à la dissolution de ces niveaux carbonatés, ce qui peut provoquer des dégâts irréversibles. On donne l'exemple du puits OMOZ#84 qui fut abandonné en Septembre 2002 à la profondeur 334 m suite à un affaissement de la plateforme dû à une perte importante de boue, provoquant la formation de caves.

Cette section a été forée avec une boue bentonitique simple qui est économique, a une rhéologie suffisante pour maintenir en suspension les déblais au moment de l'arrêt de circulation de la boue et bonne capacité de charge pour le nettoyage du puits. Objectif de cette section est de minimiser les risques de pertes de boue par infiltration.

#### ➤ Densité de la Boue

La densité de la boue doit être maintenue aussi basse comme possible  $< 1,08$ . Car ce paramètre est extrêmement important dans l'effort de réduire au minimum les pertes de la boue dans la formation. En outre, une augmentation du poids de la boue réduit le taux de pénétration et augmente la durée du contact avec la formation.

#### ➤ Rhéologie

Yield point devrait être maintenue autour de  $60 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$  pour améliorer la capacité de transport des déblais. Puis, il devrait être diminué progressivement pour obtenir  $35 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$  avant d'atteindre la profondeur de point d'enveloppe.

#### ➤ Propriétés de la boue

**Tableau II.1 :** propriétés de la boue utilisée dans la phase 26" [30].

<b>Intervalle</b>	<b>m</b>	0 - 495
<b>Densité</b>	<b>kg/l</b>	1.05
<b>Viscosité Plastique</b>	<b>120 °F/ cP</b>	minimum possible
<b>Yield Point</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	40 - 60
<b>Gels Strength 0</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	15 - 20
<b>Gels Strength 10</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	35 - 40
<b>Sable</b>	<b>% en vol.</b>	Max 0,5
<b>Filtrat API HP-HT 200 °F-500 psi</b>	<b>cm<sup>3</sup></b>	$< 20$
<b>PH</b>		9.5 – 10.5
<b>Solides</b>	<b>(% en vol)</b>	4 - 6

**II.6.2 Phase 16" : (495 m à 2405 m)**

Elle commence dans le sénonien anhydritique (vers 696 m) et se termine dans le dogger lagunaire (2295m). Cette phase était forée auparavant en diamètre 12"<sup>1/4</sup> pour le programme léger et en 17"<sup>1/2</sup> en programme lourd avec des outils tricônes. Par la suite, cette phase a été optimisée en passant au diamètre 16" et généralisée sur tout le champ avec l'introduction du forage horizontal, au début avec des outils tricônes, puis avec des trépan PDC.

Cette section a été forée avec une boue à émulsion inverse Avoil DS.IE.70 avec un rapport Huile/Eau de 70/30, à l'extrémité de cette section le rapport H/E devrait être ajusté à 85/15. Cette boue est recommandée à préserver la stabilité de trou et maximiser l'exécution de forage à travers cette section. L'objectif de cette section est d'enfermer les sels Sénonien, pour assurer ceci, il faut éviter l'afflux d'eau douce de la formation albienne et d'argiles potentiellement instables.

**➤ densité de la Boue**

La densité de la boue doit être maintenue dans la gamme 1,25 avec l'ajout de la barytine et la centrifugation est nécessaire pour maintenir la teneur en solides au-dessous de 5% selon les conditions de trou.

Le poids de la boue est important afin de diminuer les pertes dans la formation. En outre, une augmentation de poids réduit le taux de pénétration et donc augmente la durée du contact avec la formation et la profondeur de l'invasion de filtrat et par conséquent l'augmentation de la stabilité de puits.

Afin d'employer la boue restante pour la prochaine section, il est recommandé d'augmenter graduellement le rapport Huile/Eau à 80/20 avant d'atteindre la profondeur de point d'enveloppe.

**➤ Rhéologie**

Yield point devrait être maintenue autour de 18-24 lb/100 ft<sup>2</sup> et la diminuée autour de 12-14 lb/100 ft<sup>2</sup>, avant l'enveloppe courue. L'augmentation de yield augmente également la viscosité plastique (teneur en solide) qui augmente alternativement la perte de pression et par conséquent réduit le taux de pompage.

➤ **Filtration de la boue**

La perte de filtrat est principalement contrôlée par l'émulsion dans un système à base d'huile et la quantité d'émulsifiants joue un rôle important dans le taux de filtrat. Ce contrôle est réalisé avec l'utilisation d'Avoil FC (liquide) afin de réduire le filtrat. Le cake du HP /HT devrait toujours être mince (< 1mm).

➤ **Nettoyage de puits**

Les principales manières pour améliorer la capacité de nettoyage :

- augmenter le taux de pompage;
- La circulation jusqu' aux dispositifs trembleurs sont propre avant de retirer du trou;
- Augmentant la YP et LSYP en ajoutant des viscosifiants;
- minimiser la viscosité plastique et/ou augmentation du rapport Huile/Eau.

➤ **Propriétés de la boue**

**Tableau II.2 :** propriétés de la boue utilisée dans la phase 16" [30].

<b>Intervalle</b>	<b>m</b>	495 - 2405
<b>Densité</b>	<b>kg/l</b>	1.20-1.25
<b>Viscosité Plastique</b>	<b>120 °F/ cP</b>	minimum possible
<b>Yield Point</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	18-24
<b>Gels Strength 0</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	8-12
<b>Gels Strength 10</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	12-18
<b>Sable</b>	<b>% en vol.</b>	Max 0.5
<b>Filtrat API HP-HT 200°F-500psi</b>	<b>cm<sup>3</sup></b>	<10
<b>Rapport huile/eau</b>		70/30 - 85/15
<b>Solides</b>	<b>(% en vol)</b>	16 – 18

**II.6.3 Phase 12"<sup>1/4</sup> : (2405 m à 3329 m)**

On signale les problèmes classiques relatifs au risque de venues très probables d'eaux chlorurées calciques dans les niveaux de dolomie vacuolaire du lias dolomitique (LD2). Le lias dolomitique médian (LD2) à une épaisseur de 72 m. Il est formé d'une alternance de bancs de dolomies grises avec des passées de marnes grises et gris-foncé, légèrement dolomitiques.

C'est une formation caractérisée par une eau chlorurée calcique et une pression très élevée et il n'est pas possible de l'équilibrer par la pression hydrostatique sans provoquer des pertes : exemple du puits OMKZ#712 où les opérations de logging intermédiaire furent annulées suite à la manifestation du LD2.

Les problèmes de fluage des argiles causent des coincements au niveau du lias salifère (LS2) et du trias salifère (TSE) dont les sels sont intercalés vers 2853 m entre des argiles d'une épaisseur de 15m, de nature plastique, elles peuvent fluer et refermer le puits dans un temps très court, d'où la nécessité d'utiliser une densité supérieure à 2 (cas sur OMLZ#33, OMLZ#322 et ce même puits OMIZ# 821).

Cette section a été forée en utilisant la boue à émulsion inverse AVOIL DS.IE.85 récupérée de la section précédente mélangée pour composer le volume final. Cette boue est réalisée pour préserver la stabilité de puits et de maximiser l'exécution de forage à travers cette section. L'objectif de cette section est d'enfermer les zones pressurisées par excédent, et l'horizon B (voir le schéma du puits) qui est connue comme étant eau salée chargée.

➤ **Densité de la Boue**

La densité de la boue doit être maintenue autour du 2,04 avec l'ajout de la barytine et la centrifugation selon les conditions de trou. Cette densité est assurée pour stabiliser les l'excès de pression des formations (LD2) (voir le schéma du puits) et contrarier le serrage du sel, l'afflux des fluides de formation (l'eau, CaCl<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>).

Pour cette raison, le puits doit être strictement surveillé, et toute augmentation doit être rapportée immédiatement.

➤ **Rhéologie**

Yield point doit être maintenue dans la gamme de 10- 14 lb/100 ft<sup>2</sup> et ceci avec l'ajout d'Avabentoil SA ou ajustement du rapport Huile/Eau. Avant d'arriver à la course 8<sup>n3/8</sup> la rhéologie de la boue sera réduite à YP=10-12 lb/100 ft<sup>2</sup>.

➤ **Filtration de boue**

La perte de filtrat est principalement contrôlée par l'émulsion dans un système à base d'huile et la quantité d'émulsifiants joue un rôle important dans le taux de filtrat. Ce contrôle est réalisé avec l'utilisation d'Avoil FC (Contrôle Filtrat, liquide très visqueux) afin de réduire le filtrat. Le cake du HP/HT devrait toujours être mince (< 1mm).

---

➤ **Propriétés de la boue**

**Tableau II.3** : propriétés de la boue utilisée dans la phase 12<sup>1/4</sup> [30].

<b>Intervalle</b>	<b>m</b>	2405 - 3329
<b>Densité</b>	<b>kg/l</b>	2,04
<b>Viscosité Plastique</b>	<b>120°F/ cP</b>	minimum possible
<b>Yield Point</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	10-14
<b>Gels Strength 0</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	12
<b>Gels Strength 10</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	16
<b>Sable</b>	<b>% en vol.</b>	Max 0,5
<b>Filtrat API HP-HT 200°F-500psi</b>	<b>cm<sup>3</sup></b>	<10
<b>Rapport huile/eau</b>		85/15 – 90/10
<b>Solides</b>	<b>(% en vol)</b>	36 - 38

**II.6.4 Phase 8 " <sup>3/8</sup> : (3329 m à 3485 m)**

Dans cette phase le but est d'isoler le lias et le trias salifère vers 3300 m, nécessitant une densité de boue comprise entre 1,45 et 2 avant d'entrer dans le réservoir du cambro-ordovicien. Cette phase est entamée après la pose du casing 9<sup>5/8</sup>. L'interception par une vallée d'érosion à éruptif triasique peut perturber le tracé du puits. En 2005, 20 puits ont fait l'objet d'un changement de profil théorique (well plan) suite à la découverte du réservoir plus haut ou plus bas que prévu.

Cette section a été forée avec une boue à émulsion inverse IE 90 d'AVOIL DS d'une densité de 1,45 recommandée pour conserver la stabilité du trou.

➤ **Densité de la Boue**

La densité de la boue doit être maintenue autour du 1,45 avec l'ajout de la barytine et la centrifugation selon les conditions de trou.

Vu la densité élevée de la boue et le transport des déblais deux centrifugeuses doivent être employées en série. La première avec une vitesse de rotation élevée afin d'enlever l'excès de la barytine qui sera renvoyé au système actif; de son tour la deuxième avec une basse vitesse de rotation qui traitera la boue après sa sortie de la première pour amener la densité à 1,45.

➤ **Rhéologie**

Yield point doit être maintenue dans la gamme de 10 à 12 lb/100 ft<sup>2</sup> avec l'ajout Avabentoil SA et ajustement du rapport Huile/Eau. Avant d'arriver à la phase 6", la rhéologie de la boue devrait être réduite en utilisant 2 kg/m<sup>3</sup> d'Avoil TN/It.

➤ **Propriétés de la boue**

**Tableau II.4** : propriétés de la boue utilisée dans la phase 8" <sup>3/8</sup> [30].

<b>Intervalle</b>	<b>m</b>	3329 - 3485
<b>Densité</b>	<b>kg/l</b>	1,45
<b>Viscosité Plastique</b>	<b>120°F/ cP</b>	minimum possible
<b>Yield Point</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	10-12
<b>Gels Strength 0</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	8
<b>Gels Strength 10</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	12
<b>Sable</b>	<b>% en vol.</b>	Max 0,5
<b>Filtrat API HP-HT 200°F-500psi</b>	<b>cm<sup>3</sup></b>	< 4
<b>Rapport huile/eau</b>		90/10
<b>Solides</b>	<b>(% en vol)</b>	18 - 20

**II.6.5 Phase 6 " : (3485 m à 4211 m)**

Les pertes de boue dans le réservoir constituent une partie importante des incidents qui surviennent pendant la phase 6" ; une difficulté subsiste dans la façon de contrôler ces pertes sans endommager le réservoir. Elles sont liées à des zones de fissuration dont l'extension et l'intensité sont variables.

Avec l'introduction des puits horizontaux, les pertes de circulation sont devenues plus fréquentes. Selon les pratiques de l'entreprise Sonatrach, les pertes sont classées en pertes par filtration (< 1 m<sup>3</sup>/h), pertes partielles (1 à 6 m<sup>3</sup>/h) et pertes totales (supérieures à 6 m<sup>3</sup>/h). Problème des pertes au niveau du cambrien a touché plus de 40% des puits forés en horizontal [25]. Le volume perdu varie de quelques dizaines de mètre cube à plusieurs centaines de mètre cube. Par exemple, ce même puits le volume total s'élevé à plus de 200 m<sup>3</sup> avec l'injection de plus de 3 bouchons colmatant.



Cette section a été forée avec une boue à base d'huile (émulsion inverse) IE 95 d'AVOIL. Afin d'éviter l'endommagement du réservoir la boue sera ajusté avec AVACARB (carbonate de calcium) au lieu de l'ajusté complètement avec la baryte.

### ➤ Rhéologie

Yield point devrait être maintenue plus ou moins de 12 lb/100 ft<sup>2</sup>. Il faut régulièrement vérifier et assurer la quantité des déblais étant dégagés est relativement égale au taux de forage et au volume de formation étant forée. La lecture Fann 6 est la meilleure valeur pour les taux de cisaillement, les valeurs sont relativement basses. Pour assurez les bonnes conditions du nettoyage du trou, nous devons pomper Low-Vis (de YP ~ 3 à 4 lb/100 ft<sup>2</sup>) suivi de H-Vis (Y~ 30-40 lb/100 ft<sup>2</sup>).

### ➤ Propriétés de la boue

**Tableau II.5 :** propriétés de la boue utilisée dans la phase 6" [30].

<b>Intervalle</b>	<b>m</b>	3485 – 4211
<b>Densité</b>	<b>kg/l</b>	As Pre SH/DP
<b>Viscosité Plastique</b>	<b>120°F/ cP</b>	minimum possible
<b>Yield Point</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	≥ 12
<b>Gels Strength 0</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	3
<b>Gels Strength 10</b>	<b>lb/100 ft<sup>2</sup></b>	5
<b>Sable</b>	<b>% en vol.</b>	Max 0,5
<b>Filtrat API HP-HT 200°F-500psi</b>	<b>cm<sup>3</sup></b>	< 4
<b>Rapport huile/eau</b>		95/05
<b>Solides</b>	<b>( en vol%)</b>	Dépendant on MW

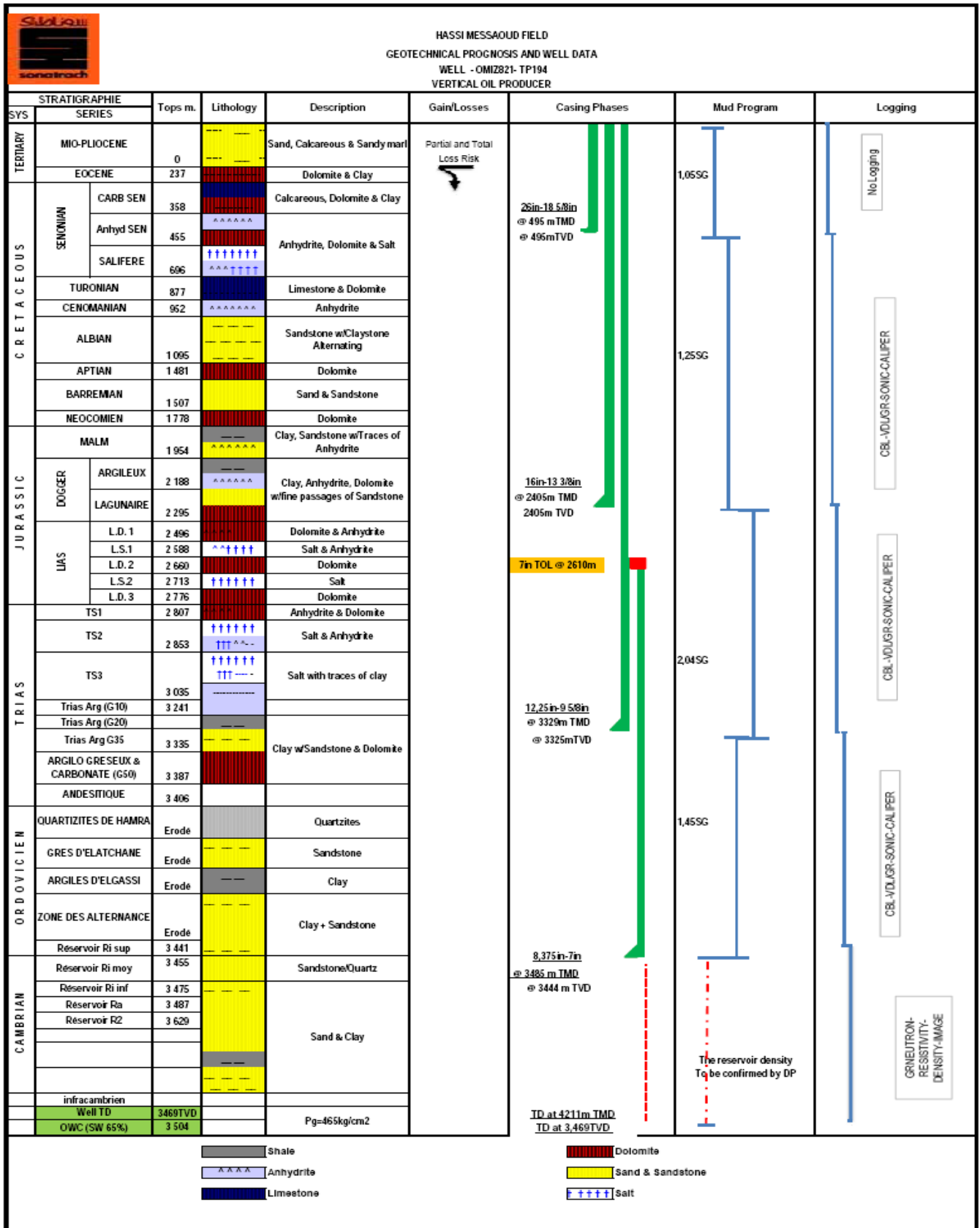


Figure II.3 : schéma descriptif du programme du puits OMIZ#821 [30].

*Chapitre III*

*Matériels et protocoles de*  
*mesure*

## Chapitre III

### Matériels et protocoles de mesure

#### III.1 Les différentes mesures de la boue et appareillages utilisés

##### III.1.1 La densité

Elle doit être effectuée après le passage aux tamis vibrants ou mieux après avoir mesuré la viscosité à l'entonnoir, afin que la boue soit débarrassée des plus gros déblais qu'elle contient. La densité se situe généralement entre 1 et 2.

##### ❖ Densimètre Fann

Ce sont des appareils de chantier robustes, permettant de mesurer des densités de 0,95 à 2,20. Les résultats ne sont pas affectés par les changements de températures (étant donné la précision requise).

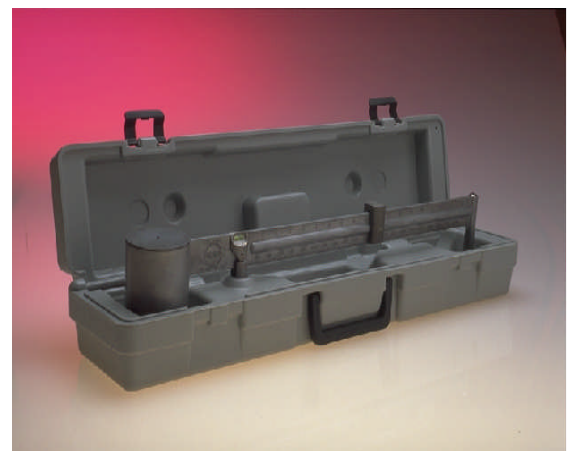
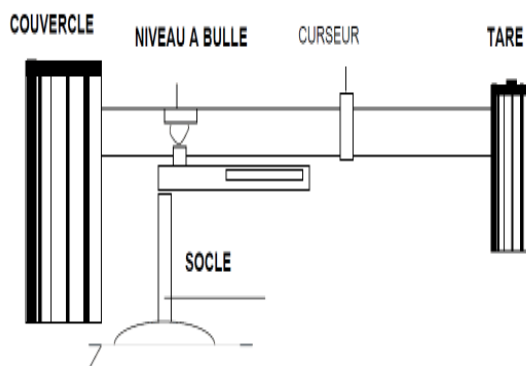


Figure III.1 : densimètre Fann.

##### ➤ Mode opératoire

- remplir le godet de boue à mesurer;
- mettre le couvercle et évacuer l'excès de boue qui sort par le trou central du couvercle prévu à cet effet ;
- nettoyer à l'eau et sécher en prenant soin de maintenir le trou du couvercle obstrué en permanence ;
- placer les couteaux du fléau dans le porte-couteau du socle ;

- déplacer le curseur jusqu'à obtenir l'horizontal du fléau. Cette horizontalité doit être contrôlée à l'aide du niveau du bulle situé au dessus des couteaux;
- lire la densité ou le poids volumique directement sur le bras du fléau, au droit de la position du curseur.

### III.1.2 La viscosité

La viscosité régit les conditions d'écoulement de la boue. On la mesure couramment sur chantier et systématiquement avec l'entonnoir MARSH ou en laboratoire avec les viscosimètres FANN ou STORMER.

#### III.1.2.1 Mesure de la viscosité avec l'entonnoir MARSH

- Prendre l'entonnoir et fermer l'ajustage à l'aide du doigt
- Prélever de la boue dans la goulotte et verser sur le tamis de l'entonnoir jusqu'à ce que le niveau de boue affleure la surface de ce tamis (ceci correspond à un volume de  $1\,500\text{cm}^3$ )
- Tenir l'entonnoir par la poignée latérale, déclencher un chronomètre et laisser couler dans une coupe graduée
- Stopper le chronomètre lorsque le niveau de boue atteint  $0.946\text{ dm}^3$ .

Le nombre de seconde lu sur le chronomètre constitue la viscosité de la boue.



Figure III.2 : Viscosimètre Marsh.



Figure III.3 : Viscosimètre Fann 35.

### III.1.2.2 Mesure de la viscosité avec le viscosimètre FANN

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Il comporte six vitesses de rotation (600-300-200-100-6-3 t/min) où le rotor est entraîné par un moteur électrique.

Cet appareil est normalisé par l'A.P.I.

On détermine en fonction du taux de cisaillement (déduit de la vitesse de rotation) la tension de cisaillement (déduite de la lecture de la graduation). Les lectures sur la graduation sont appelées lectures ofites.

#### ➤ Mode opératoire

- Prendre de la boue, agiter 5 min à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre.
- Immerger les cylindres coaxiaux (l'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait du rotor affleure la surface de la boue.
- Faire tourner le rotor à 600 tr/min en choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et de l'interrupteur. Lire la déviation sur le cadran
- Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 t/min lire la déviation de la graduation.
- Pour la lecture de gel 0 et gel 10 : Faire tourner le rotor à 600 Tr/min pendant 4 secondes laissez la boue au repos pendant 10 secondes puis, faire tourner le rotor à 3 tr/min et lire. De même pour gel 10 sauf qu'après 10 min.

#### 🔧 Remarques

Le viscosimètre ne nécessite pratiquement pas d'étalonnage s'il est conservé dans des conditions normales (nettoyage après chaque usage, stockage dans un endroit adapté). Cependant, si on désire l'étalonner, deux solutions sont possibles. On opérera à l'aide de solutions aqueuses de glycérine de viscosité connue. On tracera la courbe d'écoulement en portant en coordonnées cartésiennes sur un graphique, en abaisse les vitesses et en ordonnées les lectures faites sur le cadran. Le tracé est une droite qui passe par l'origine, les solutions de glycérine étant des liquides newtoniens. On peut faire un réglage de la tension du ressort avec des masselottes tarées. Se reporter aux explications fournies avec les masselottes.

### III.1.2.3 Importance de la viscosité

Elle peut varier dans de grandes proportions suivant les types de boues et les terrains forés.

Une viscosité trop élevée provoque une augmentation des pertes de charge et rend l'écoulement dans les goulottes lent et difficile. On a une mauvaise épuration des déblais en surface, la boue se dégaze difficilement et elle risque de provoquer des suppressions dans le puits, notamment lors des reprises de circulation.

Si la viscosité est trop faible, les déblais ne remontent pas assez dans l'espace annulaire, des phénomènes de turbulence peuvent ainsi détériorer les parois du puits et provoquer des «retombées » susceptibles de coincer la garniture.

### III.1.2.4 Méthodes de calcul

#### III.1.2.4.1 Détermination de la Viscosité apparente

$$VA = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{5,1 \cdot L_{600}}{1020} \quad (\text{dP.s ou Po}) \quad (1)$$

$$VA = \frac{511 \cdot L_{600}}{1020} \quad (\text{mP.s ou cP}) \quad (2)$$

$$VP = \frac{L_{600}}{2} \quad (\text{cP}) \quad (3)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau : \text{la contrainte de cisaillement en [Pa].} \\ L_{600}: \text{lecture ofite à 600 tr/min, et } 1020 \text{ s}^{-1} \text{ c'est la vitesse de cisaillement} \\ \text{correspondante à la lecture à 600tr/min.} \end{array} \right.$$

#### Conversion

Pour trouver la contrainte de cisaillement ( $\tau$ ) en :

- ⇒ Pascal, on doit multiplier les lectures ofites par 0,511
- ⇒ Deca pascal, on doit multiplier les lectures ofites par 5,11
- ⇒ Milli pascal, on doit multiplier les lectures ofites par 511
- ⇒ Livre par 100 pieds carrés, on doit multiplier les lectures ofites par 1,067.

Cette notion de viscosité apparente n'est plus utilisée actuellement, car elle fait référence à une valeur de viscosité effective, qui n'est pas représentative des viscosités effectives à différents taux de cisaillement.

III.1.4.2.2 Détermination de la viscosité plastique et la Yield-value

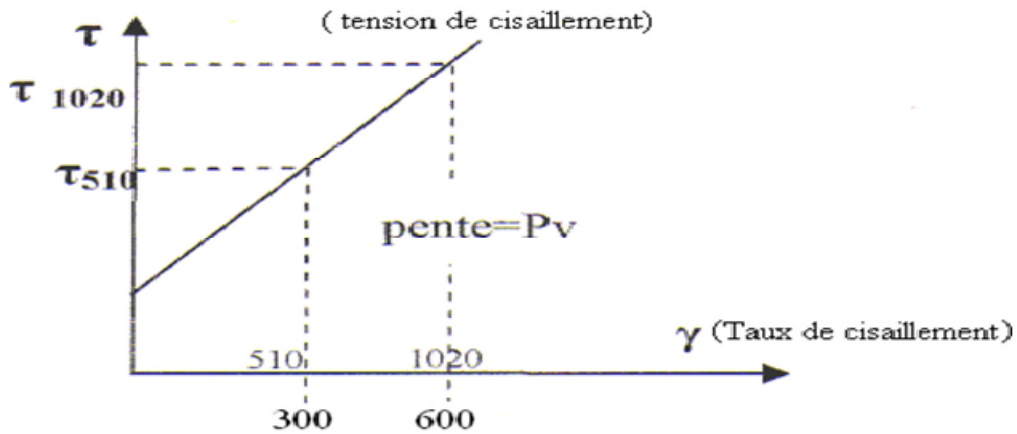


Figure III.4 : Graphe du  $\tau=f(\gamma)$  pour un fluide binghamien avec des valeurs des vitesses de rotation 600 et 300tr/min [10].

➤ Viscosité plastique

$$VP = \text{tg}\alpha = \frac{\tau_{2010} - \tau_{510}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \quad (4)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_{2010} = L600 \cdot 511 \text{ (mPa)} \\ \tau_{510} = L300 \cdot 511 \text{ (mPa)} \\ \gamma_{600} = 2010 \text{ s}^{-1} \\ \gamma_{300} = 510 \text{ s}^{-1} \end{array} \right.$$

Ce qui implique :  $VP = L600 - L300 \text{ (mPa.S ou cP)} \quad (5)$

➤ Yield point ou Yield value

• Démonstration de la loi

D'après Bingham on a:  $\tau = VP \cdot \gamma + YP \Rightarrow YP = \tau - VP \cdot \gamma \quad (6)$

$$YP = \tau_{1020} - \frac{\tau_{1020} - \tau_{510}}{1020 - 510} \cdot 1020 = 0,511 \cdot [L600 - 2 \cdot (L600 - L300)] \quad (7)$$

$$\Rightarrow YP = 0,511 \cdot (2 \cdot L300 - L600) = 0,511[L300 - (L600 - L300)] \quad (8)$$

$$\Rightarrow YP = 0,511 \cdot (L300 - PV) \text{ en [Pa]} \quad (9)$$

Yield value en livre par 100 pieds carré

$$\text{On a: } 1 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2 = 0,4788 \text{ Pa} \Rightarrow YP = \frac{0,511 \cdot (L300 - VP)}{0,4788} \quad (10)$$



$$1,067. (L300 - VP) \sim YP = L300 - VP \left[ \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} \right] \quad (11)$$

### III.1.3 Mixeur à boue

L'agitateur à boue de type Hamilton Beach est constitué d'un moteur électrique portant une tige en métal terminée par des pales. Cet appareil permet de :

- Fabriquer des boues au laboratoire,
- Faire des essais-pilotes sur la boue de circulation,
- agiter la boue avant de réaliser certaines mesures



Figure III.5 : Agitateurs de type Hamilton Beach.

## III.2 Les techniques microscopiques d'analyse de surface

### III.2.1. Microscopie électronique à balayage (MEB)

La microscopie électronique à balayage (MEB) a été utilisée pour observer la morphologie et la taille des plaquettes de la baryte, la calcite et la chaux.

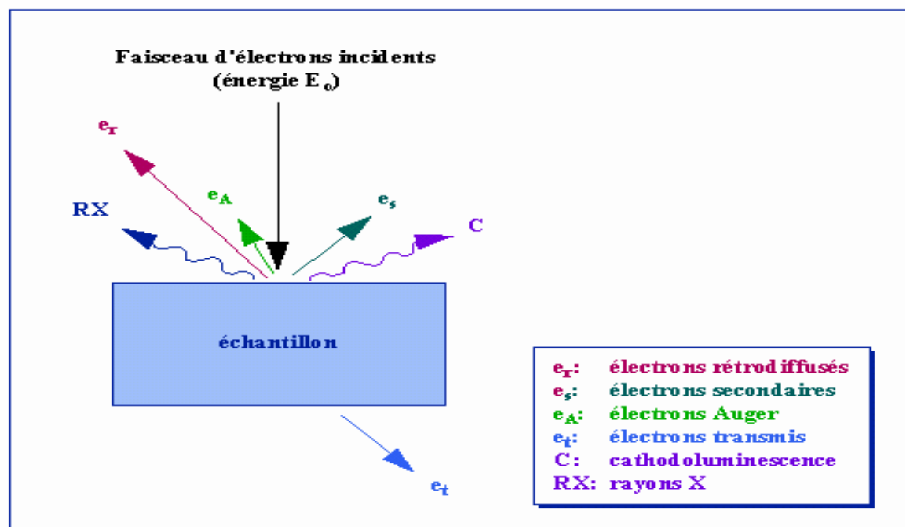
#### ➤ Principe

Le principe du balayage consiste à explorer la surface de l'échantillon par lignes successives et à transmettre le signal du détecteur à un écran cathodique dont le balayage est exactement synchronisé avec celui du faisceau incident. Les microscopes à balayage utilisent un faisceau très fin qui balaie point par point la surface de l'échantillon.



**Figure III.6 :** Microscopie électronique à balayage (MEB).

Sous l'impact du faisceau d'électrons accélérés, des électrons rétrodiffusés et des électrons secondaires émis par l'échantillon (Figure III.7 :) sont recueillis sélectivement par des détecteurs qui transmettent un signal à un écran cathodique dont le balayage est synchronisé avec le balayage de l'objet.



**Figure III.7 :** Représentation schématique de l'interaction entre un faisceau d'électrons et la surface d'un échantillon [26]

En pénétrant dans l'échantillon, le fin pinceau d'électrons diffuse peu et constitue un volume d'interaction dont la forme dépend principalement de la tension d'accélération et du numéro atomique de l'échantillon. Dans ce volume, les électrons et les rayonnements électromagnétiques produits sont utilisés pour former des images ou pour effectuer des analyses physico-chimiques. Pour être détectés, les particules et les rayonnements doivent

pouvoir atteindre la surface de l'échantillon. La profondeur maximale de détection, donc la résolution spatiale, dépend de l'énergie des rayonnements [26].

### III.2.2. Diffraction par rayons X (DRX)

La diffraction des rayons X est une technique non destructive [27] constitue une des techniques les plus utiles et les plus répandues pour l'identification détaillées des structure cristallographique de produits naturels ou synthétisés (cristaux, minéraux, argiles...)[28].

#### ➤ Principe

Consiste à bombarder l'échantillon avec des rayons X et à mesurer l'intensité des rayons X qui est diffusée selon l'orientation de l'espace [28].

La diffraction des rayons X est une méthode d'analyse des solides basée sur la loi de Bragg.

$$2 d_{hkl} \sin\theta = n \lambda \quad (12)$$

Où  $d_{hkl}$  est la distance entre 2 plans d'indice de Miller  $hkl$  (Å),  $\theta$  est l'angle de Bragg (rad) et  $\lambda$  est la longueur d'onde du faisceau de rayons X utilisé (Å). Elle consiste en l'enregistrement de l'intensité des rayons diffractés par un échantillon en fonction de l'angle entre les rayons incidents et l'échantillon sur le support. Le fonctionnement en mode  $\theta/\theta$  du diffractomètre implique que la source des rayons X et le détecteur forme toujours des angles égaux avec le support. La position des pics de diffraction évolue en fonction de la distance inter-réticulaire ( $d$ ). Chaque pic est associé à un plan atomique imaginaire passant par les atomes, désigné par les indices de Miller ( $hkl$ ) [29].

#### ➤ Préparation de l'échantillon pour l'analyse

La précision et la comparaison des résultats nécessitent une préparation soignée des échantillons. La quantité idéale de poudre est de 400 [mg]. Placer la poudre sur le porte-échantillon, presser légèrement avec une lame de verre, et enlever le surplus de poudre puis, Placer l'échantillon dans le chargeur automatique, et fermer la porte de l'appareil.

Les mesures de DRX ont été réalisées au laboratoire de génie des procédés de l'université de Bejaia. Elles ont été effectuées sur un diffractomètre de type *X Pert Pro Panalytical*.

### III.2.3 La spectroscopie infrarouge (IR)

La spectroscopie Infrarouge à transformée de Fourier (IRTF) est basée sur l'absorption d'un rayonnement infrarouge par le matériau analysé. Elle permet via la détection des vibrations caractéristiques des liaisons chimiques, d'effectuer l'analyse des fonctions chimiques présentes dans le matériau, c'est l'aspect qualitatif et elle permet en outre une mesure quantitative, l'absorption infrarouge étant régie par la loi de Beer-Lambert :

$$A = \zeta \cdot L \cdot C \quad (13)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} C : \text{concentration de l'espèce absorbante (en mol. m}^{-3}\text{)}. \\ L : \text{longueur du trajet optique (en m)}. \\ \zeta : \text{coefficient d'extinction molaire de l'espèce absorbée (en mol}^{-1}\text{.m}^2\text{)}. \end{array} \right.$$

#### ➤ Principe

Lorsque la longueur d'onde (l'énergie) apportée par le faisceau lumineux est voisine de l'énergie de vibration de la molécule, cette dernière va absorber le rayonnement et on enregistrera une diminution de l'intensité réfléchie ou transmise. Le domaine infrarouge entre 4000  $\text{cm}^{-1}$  et 400  $\text{cm}^{-1}$  (2,5 – 25  $\mu\text{m}$ ) correspond au domaine d'énergie de vibration des molécules.

#### ➤ Préparation de l'échantillon pour l'analyse

La préparation consiste à moudre finement une quantité de l'échantillon avec un sel purifié spécialement (bromure de potassium KBr) afin de supprimer les effets de diffusion des gros cristaux. Ce mélange poudreux est ensuite comprimé dans une presse afin de fournir une pastille translucide au travers de laquelle un faisceau de spectromètre peut passer.

Les mesures de spectroscopie IR ont été réalisées au laboratoire du bloc 11 de l'université de Bejaia. Elles ont été effectuées sur un spectrophotomètre de modèle *SHIMADZU FTIR-8400S*, piloté par un ordinateur muni d'un logiciel de traitement avec une résolution de 4  $\text{cm}^{-1}$ , dans la région 4000  $\text{cm}^{-1}$  à 400  $\text{cm}^{-1}$ .

*Chapitre IV*  
*Caractérisations des*  
*matières premières*

## Chapitre IV

### Caractérisations des matières premières

#### Introduction

Vu le rôle et l'importance des matières premières intervenant dans la fabrication des boues de forage des différentes phases sur leurs caractéristiques rhéologiques, nous allons montrer et étudier l'influence de ces matières premières (Carbonates, baryte, chaux...etc.) sur les caractéristiques physico-chimiques de ces boues. Celles-ci dépendent de la structure du fluide, c'est-à-dire les relations qui existent entre le liquide de base, les composés dissous et les particules solides en suspension. Pour savoir plus sur leur structure nous avons utilisé des techniques d'analyse de pointe à savoir : la diffraction par rayons X (DRX), la spectroscopie infrarouge (FTIR) et la microscopie électronique à balayage (MEB).

#### IV.1 Identifications et caractérisations des matières premières

##### IV.1.1 Caractérisation d'Avabentoil SA

Avabentoil SA est une argile organophile traitée, utilisée comme viscosifiant pour les boues à base d'huile et pour tous les systèmes de boue inverses. Les particules d'argile sont spécialement traitées avec un additif organique qui les réunit fortement et les empêche de se disperser dans la phase-huile.

##### ➤ Applications

C'est un viscosifiant économique pour les boues à base d'huile et tous les systèmes de boues à émulsion inverse. Ce viscosifiant augmente la yield value et la viscosité à faible contrainte de cisaillement de la boue. Le produit contient 1 à 2% d'eau qui est fortement retenue par les grains d'argile. Ceci donne de bonnes caractéristiques pour les gels, et il développe donc des gels progressifs.

##### ➤ Caractéristiques

- Aspect : Poudre fine colorée, sans odeur
- Densité : 1,8
- Argile organophile : 95% minimum
- Stabilité thermique : 200°C environ

### IV.1.2 Caractérisation d'Avabentoil HY (High Yield)

Avabentoil HY est une argile viscosifiante à haute performance. Elle produit rapidement de la viscosité, même avec de faibles conditions de cisaillement, et améliore la rhéologie sans augmenter la viscosité plastique. Cette matière est un nouveau type d'argile organophile qui augmente la viscosité dans les systèmes de boues à base d'huile et à émulsion inverse. Cette argile est fabriquée par un processus protégé à haute énergie utilisant un nouveau surfactant à base d'amine. La viscosité augmente rapidement sans nécessiter de fort mixage. Avabentoil HY est aussi très efficace, nécessitant des concentrations plus basses que les produits comparables, tout en produisant des boues avec des viscosités plastiques plus basses.

#### ➤ Caractéristiques

- Aspect : Poudre fine beige, sans odeur
- Densité : 1,7
- Humidité : 5% maximum

### IV.1.3 Caractérisation d'Avoil PE (Primary Emulsifier)

Avoil PE est un émulsifiant primaire utilisé uniquement pour les systèmes de boue à base d'huile. Il produit une boue à émulsion inverse très stable. La phase huile peut être carburant diesel ou hydrocarbure paraffinique ; la phase aqueuse est soit saumure de chlorure de sodium ou de calcium.

#### ➤ Applications

Avoil PE donne des filtrats HT/HP sans eau, même en l'absence de réducteur de filtrat, ainsi il améliore le pouvoir mouillant par l'huile des solides dispersés dans l'émulsion inverse. Avoil PE peut être utilisé dans une large gamme de températures et en présence de la plupart des contaminants.

#### ➤ Caractéristiques

- Aspect : Liquide sombre ambré
- Densité : 0,91 à 0,93
- Point de congélation : - 10°C
- Inflammabilité : > 110°C

#### IV.1.4 Caractérisation d'Avoil SE (Second Emulsifier)

Avoil SE est un émulsifiant très concentré et très efficace, ainsi qu'un agent mouillant pour les systèmes de boues à base d'huile.

##### ➤ Applications

Avoil SE produit une boue à émulsion inverse très stable. La phase huile peut être du carburant diesel ou du brut; la phase aqueuse sera de préférence de la saumure de chlorure de sodium ou de calcium, ou un mélange des deux. Il donne des filtrats HPHT sans eau, même en l'absence de réducteur de filtrat, et améliore le pouvoir mouillant par l'huile des solides dispersés dans la boue à émulsion inverse. Avoil SE doit être utilisé comme émulsifiant secondaire quand Avoil PE est utilisé comme émulsifiant primaire.

##### ➤ Caractéristiques

- Aspect : Liquide sombre ambré
- Densité : 0,92 à 0,94
- Point de congélation : < - 10°C
- Point éclair : > 100°C
- Viscosité : 600 cP à 20°C
- Température maximale : > 260°C (même en présence de la plupart des contaminants).

#### IV.1.5 Caractérisation de la saumure

La saumure est une eau salée saturée préparée avec un sel industriel qui est le Na Cl. Le sel (Na Cl) est utilisé pour la saturation des boues destinées au forage d'évaporites et pour la fabrication de saumures de complétion de densité moyenne (max.  $d=1,20$ ). Combiné avec du chlorure de calcium, il permet des densités supérieures à 1,40.

##### Traitements

- Pour saturer de l'eau douce, ajouter 351 kg/m<sup>3</sup>.
- Pour saturer de l'eau de mer, ajouter 316 kg/m<sup>3</sup>.

Dans un système de sels mixtes, la solubilité du sel est considérablement abaissée par de fortes teneurs en magnésium et chlorure de potassium. Ajouter le Na Cl en léger excès (20 à 60 kg/m<sup>3</sup>).



➤ **Caractéristiques**

- Aspect : Grains blancs
- Densité : 2,16 à 2,17
- Pureté : 98 à 99%
- Solubilité : 351 kg/m<sup>3</sup> à 20°C

#### IV.1.6 Caractérisation de la calcite (CaCO<sub>3</sub>)

La calcite (Carbonate de Calcium) est un alourdissant acidifiable ou un colmatant pour utilisation en forage, complétion ou reprises de puits.

➤ **Application**

La calcite est un carbonate de calcium de texture fine (40 à 60 microns) dont le rôle est colmatant ou alourdissant pour le forage, la complétion ou la reprise de puits. Elle est aussi utilisée comme colmatant acidifiable dans les boues à l'huile et prévient les collages par pression différentielle ou les pertes de boue pendant le forage du réservoir. Un bon nettoyage par acidification permet une dissolution totale de la calcite.

➤ **Traitements**

Pour des bouchons de colmatant, elle doit être utilisée de 90 à 150 kg/m<sup>3</sup>. Une concentration supérieure peut être requise pour augmenter la densité des fluides de complétion. La quantité de la calcite nécessaire est donnée par la formule suivante :

$$Q = \frac{2,71(d_2 - d_1)}{2,71 - d_2} \quad (1)$$

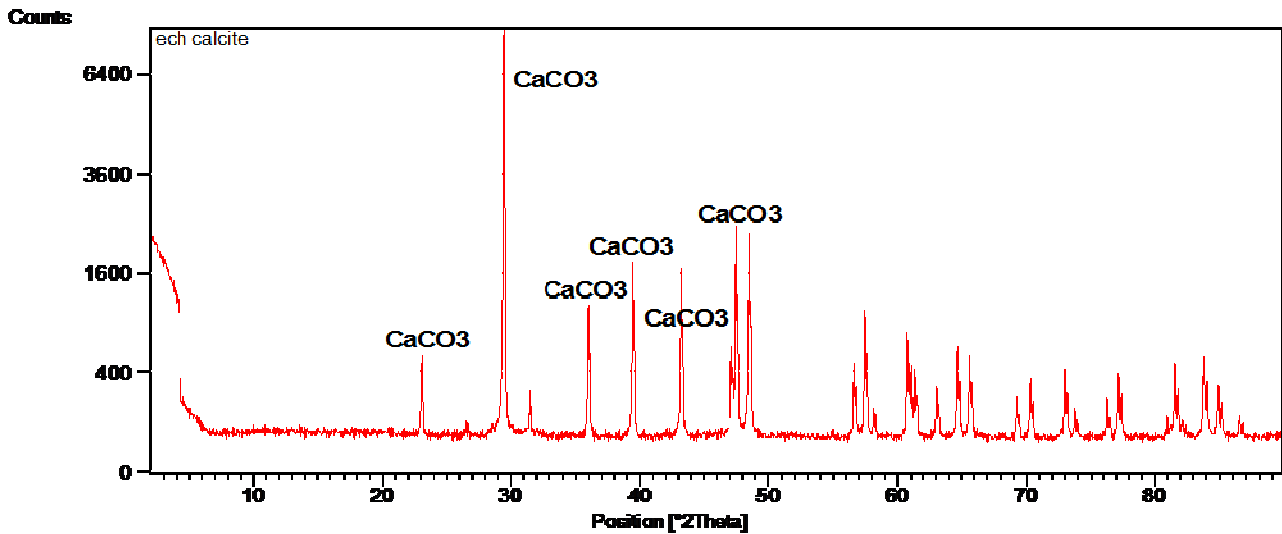
Avec : d1 = densité initiale du fluide

d2 = densité requise

➤ **Caractéristiques**

- Aspect : Poudre blanche à fins cristaux
- Densité : 2,71.
- Pureté en CaCO<sub>3</sub> : 98% min.
- Humidité : 0,1 à 0,7% max.

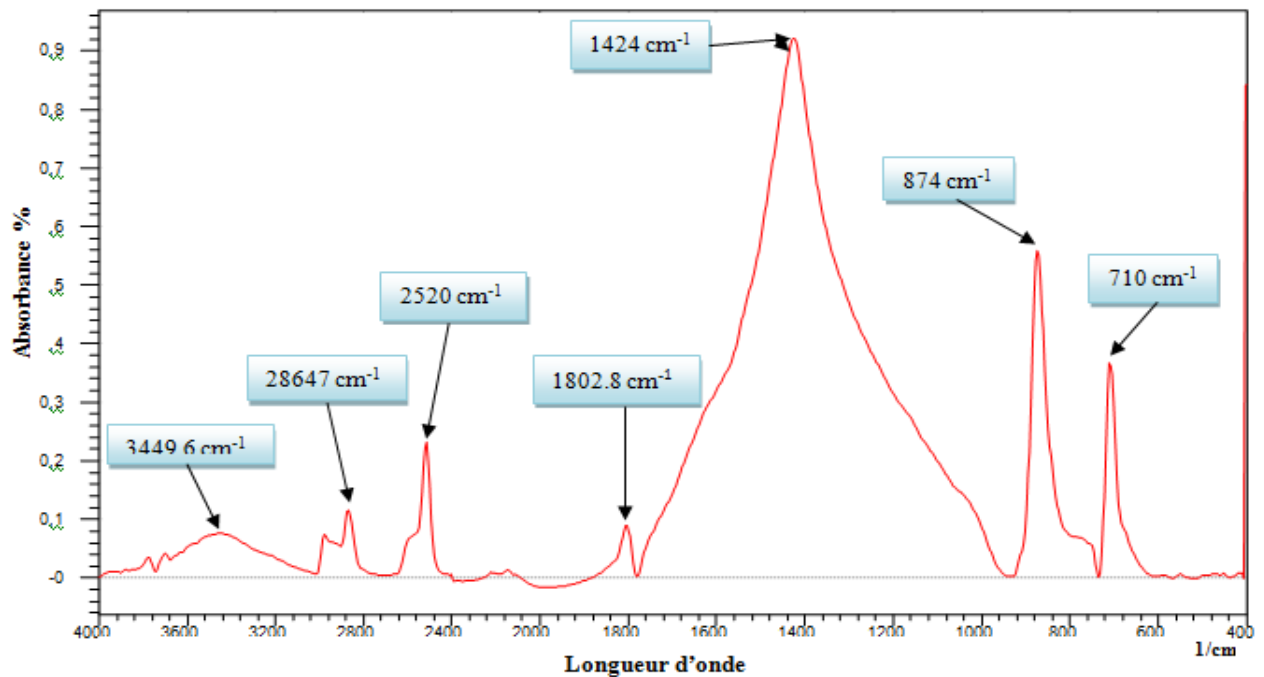
## IV.1.6.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de calcite

Figure IV.1 : diffraction rayon X du Carbonate de Calcium (CaCO<sub>3</sub>).

- Interprétation de spectre DRX de calcite

Les pics de diffraction majoritaire de la calcite sont mis en évidence à des angles de  $2\theta = 23^\circ, 29,5^\circ, 39,8^\circ \dots$  etc. A priori cette matière première n'a pas subi de traitements préalables.

## IV.1.6.2 Caractérisation par IRTF de la calcite

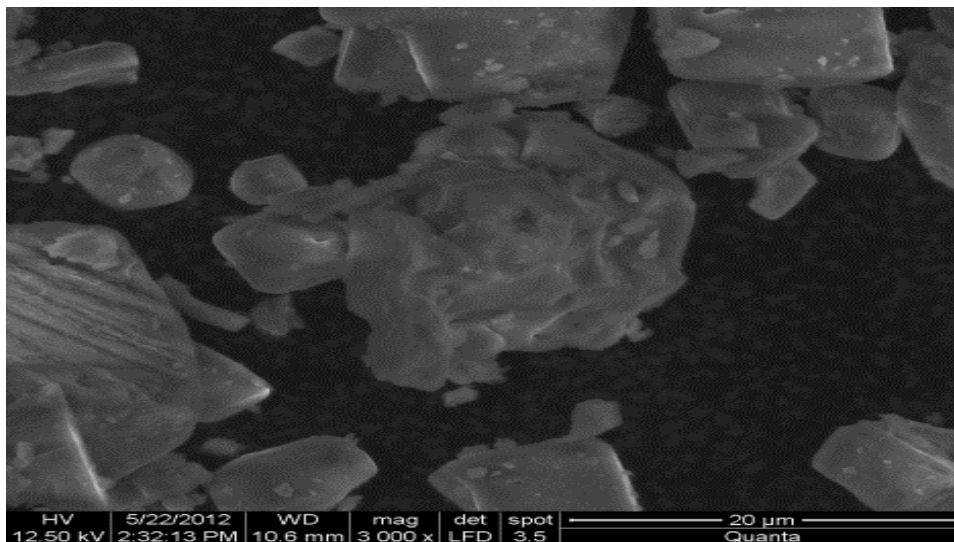
Figure IV.2 : spectre IR TF du Carbonate de Calcium (CaCO<sub>3</sub>).

- **Interprétation de spectre IRTF de calcite**

D'après ce graphe nous remarquons que la bande d'absorption de la calcite est apparue à  $1424\text{ cm}^{-1}$ , accompagné d'autres bandes d'absorption relatives aux liaisons Si-O respectivement à  $874\text{ cm}^{-1}$  à et  $710\text{ cm}^{-1}$ . Nous remarquons en outre, la présence de matières organiques aux bandes d'absorption de  $2864,7$  et  $2520\text{ cm}^{-1}$ . Un pic caractéristique de la présence des OH externe est apparue à  $3440,6\text{ cm}^{-1}$  certainement dû à la présence de l'eau d'hydratation de cet échantillon.

#### IV.1.6.3 Caractérisation des grains de calcite par MEB

D'après la figure IV.3, où est présentée la structure des grains de calcite observée au MEB, nous remarquons que les grains sont sous forme d'amas de grains, chaque grain est sous forme de forme rhomboédrique maclé.



**Figure IV.3 :** Micrographie MEB du Carbonate de Calcium ( $\text{CaCO}_3$ ).

#### IV.1.7 Caractérisation de la Baryte ( $\text{BaSO}_4$ )

La baryte est universellement utilisée comme agent alourdissant pour les boues à base d'eau et à base d'huile.

### ➤ Applications

D'une grande densité et d'un coût bas, la baryte est l'alourdissant le plus communément utilisé. Les boues alourdies avec la baryte (jusqu'à  $d=2,4$ ) restent cependant pompables. Elle est aussi non-abrasif, contient peu d'impuretés et ne réagit avec aucun autre produit boue de forage. La baryte, ou le sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ) est universellement employé comme une matière de charge. Elle est pratiquement insoluble dans l'eau et ne réagit pas avec d'autres composants de la boue.

### ➤ Traitements

La quantité d'AVABARITE nécessaire est donnée par la formule :

$$\text{Poids de la baryte requis} = \frac{4,25 (d2 - d1)}{(4,25 - d2)} \quad (2)$$

(Quantité en kg, d1 étant la densité initiale, d2 la densité à obtenir).

### ➤ Caractéristiques

Aspect	:	Poudre fine de couleur beige
Densité vrac	:	4,2
Solubilité	:	Insoluble dans eau ou huile

#### IV.1.7.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de la baryte

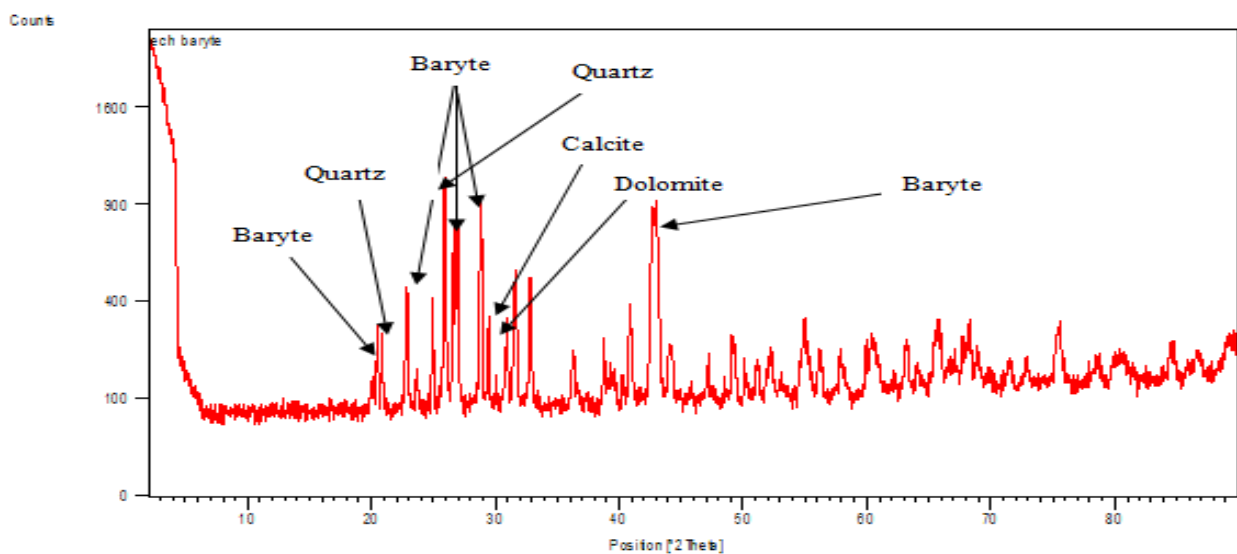
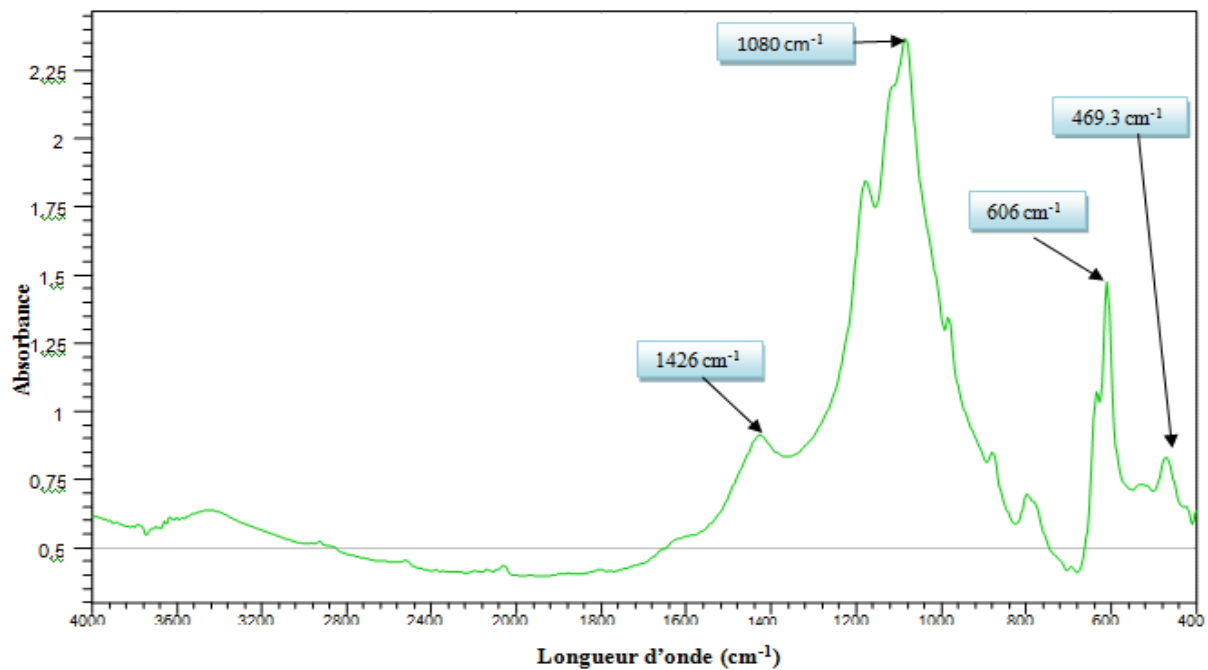


Figure IV.6 : Diffraction rayon X de la baryte ( $BaSO_4$ ).

Spectre de diffraction de la poudre de baryte en provenance de ce site de forage (OMIZ821) est caractérisé par diffraction des rayons X (Figure IV.6). D'après cette figure, nous remarquons les pics majoritaire de  $\text{BaSO}_4$  à des angles de diffractions respectifs de : 20.12 ; 26,55 et 42.78 °  $2\theta$  en outre les pics de quartz à  $2\theta = 21,8$  et 25,98 sont apparus. La phase dolomite semble participer à la composition minéralogique de cette baryte qui est identifié à  $2\theta = 29,35^\circ$ .

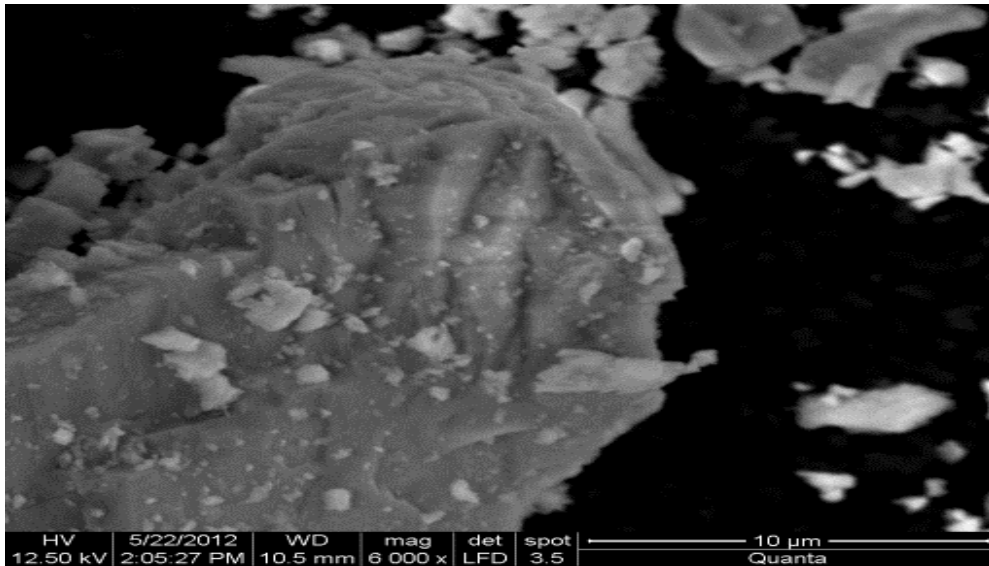
#### IV.1.7.2 Caractérisation par IR TF de la baryte



**Figure IV.5 :** spectre IRTF de la baryte ( $\text{BaSO}_4$ ).

Le spectre FTIR de la baryte représenté par la figure IV.5, est un spectre type. Les pics observés à des longueurs d'onde de 1426 et 1080  $\text{cm}^{-1}$  sont assignés par la présence de sulfates ( $\text{SO}_4$ ) et de liaisons Si-O respectivement. Par ailleurs les liaisons Mg-O et Ba-O sont apparues à 606 et 469.3  $\text{cm}^{-1}$  respectivement.

### IV.1.7.3 Caractérisation par MEB de la baryte



**Figure IV.4** : Micrographie MEB de la baryte (BaSO<sub>4</sub>).

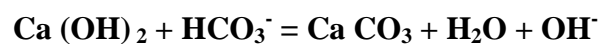
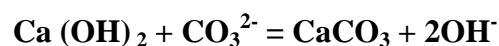
D'après la photo MEB de la figure IV.4 des grains composant la baryte, nous remarquons la structure sous forme orthorhombique parsemée de grains de quartz et de dolomite.

### IV.1.8 Caractérisation de la chaux (hydroxyde de calcium Ca(OH)<sub>2</sub>)

La chaux est utilisée pour contrôler le pH et la contamination par les bicarbonates. C'est un composant primaire des boues à base de la chaux, et les systèmes de boues à émulsion inverse.

#### ➤ Applications et traitements

La chaux hydratée sert à combattre la contamination due à la présence de carbonates et de bicarbonates. Les réactions chimiques sont les suivantes :



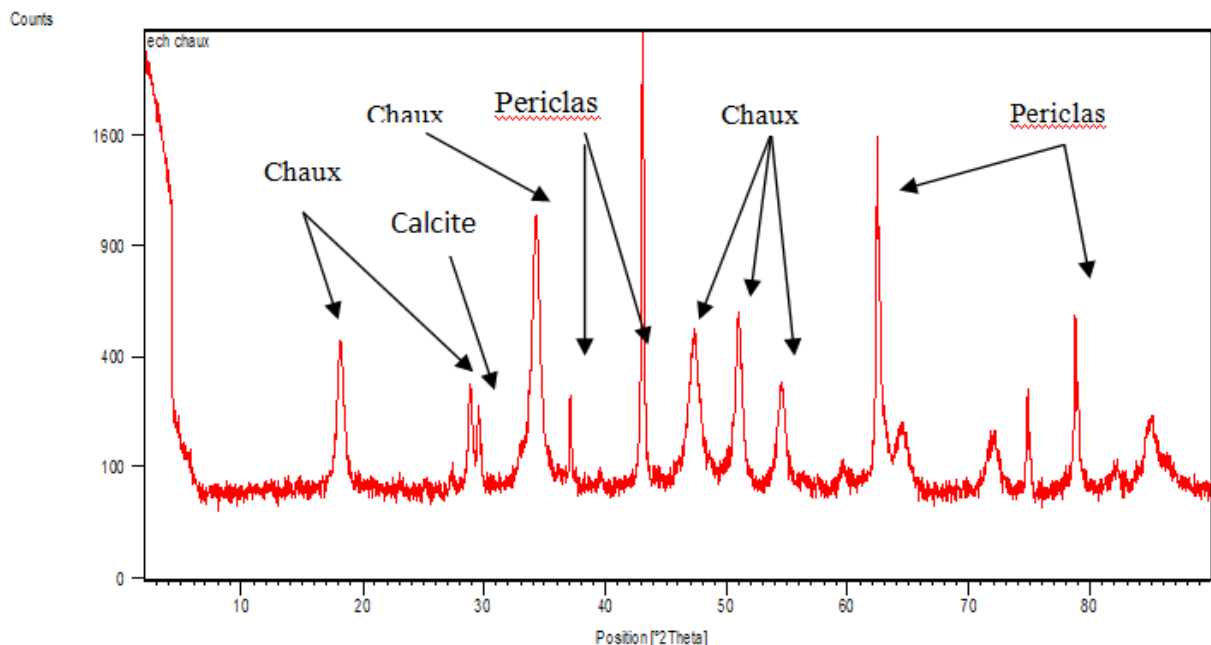
La chaux est utilisée pour contrôler le pH dans les boues à l'eau. La quantité de chaux requise va dépendre du type et de la concentration de solides présents ainsi que de l'augmentation de pH désirée. La chaux est utilisée comme source de calcium pour convertir les boues bentonitiques, où l'ion calcium va se substituer au sodium entre les plaquettes d'argiles. Le niveau d'ions calcium en solution est contrôlé par l'ajout de la soude caustique.

Dans les systèmes de boues à émulsion inverses, la chaux est utilisée pour activer les émulsifiants à base d'huile en les transformant en sels de calcium. Un excès est généralement utilisé pour protéger les systèmes des contaminations par des gaz acides comme le  $\text{CO}_2$  ou l' $\text{H}_2\text{S}$ . La dose de base est de 17 à 30  $\text{kg/m}^3$ .

#### ➤ Caractéristiques

- Aspect : Fine poudre blanche
- Densité : 1,81 en sacs – 2,09 en silos
- pH (solution saturée) : 12,4 à 25°C
- Teneur en CaO :  $\geq 70\%$

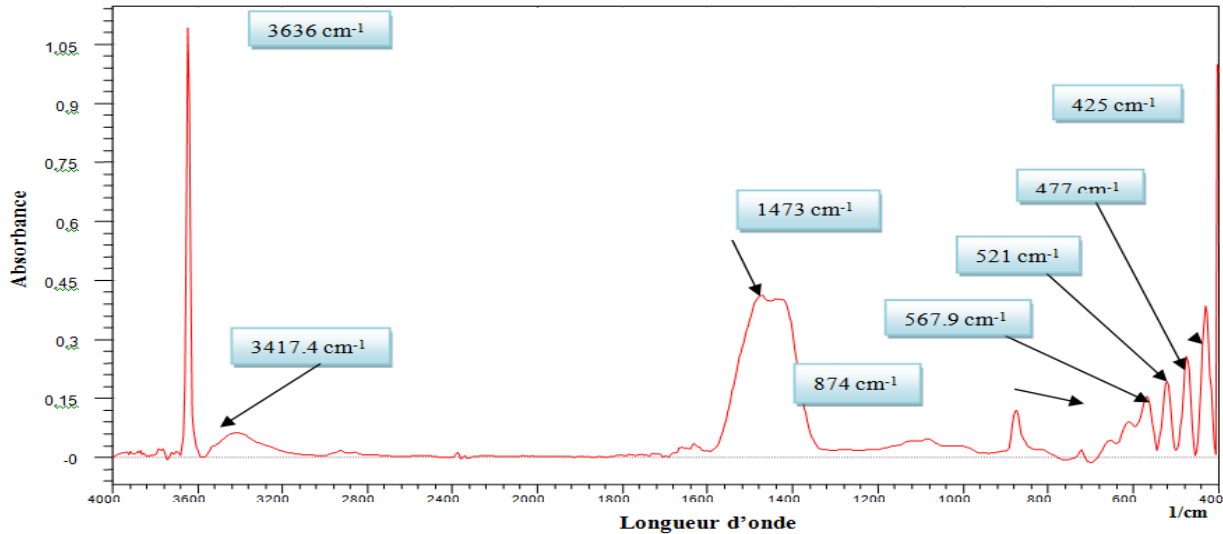
#### IV.1.8.1 Caractérisation par diffraction des rayons X (DRX) de la chaux



**Figure IV.9 :** diffraction rayon X de la chaux ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ )

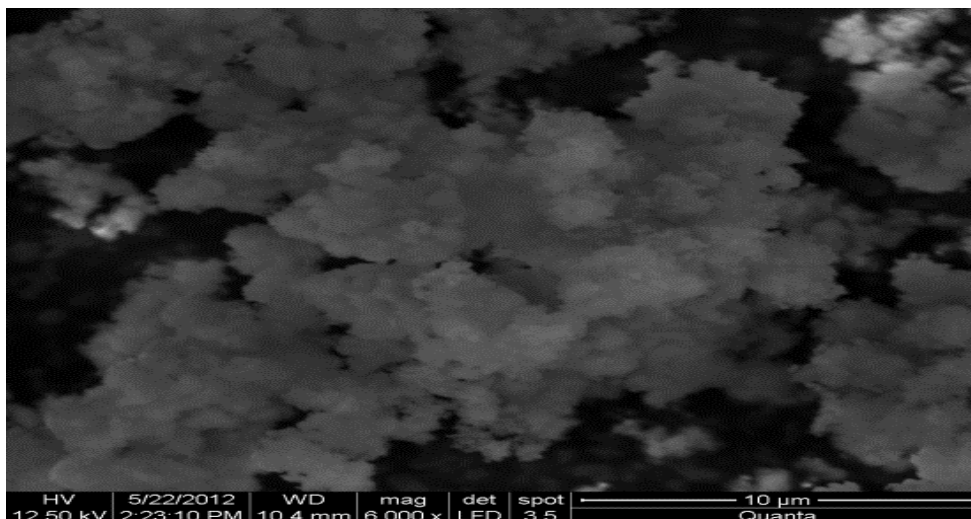
Le spectre de diffraction de la poudre de  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  en provenance de ce site de forage (OMIZ821) est caractérisée par diffraction des rayons X (Figure IV.7). D'après cette figure, nous remarquons les pics majoritaire de  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  (Chaux) à des angles de diffractions respectifs de : 18.36 ; 34.20 et 46.78 ° 2θ en outre les pics de calcite de periclas à 2θ = 29,8° et 38.17+ sont apparus.

## IV.1.8.2 Caractérisation par IR TF de la chaux

Figure IV.8 : Spectre IRTF de la chaux (Ca(OH)<sub>2</sub>).

Le spectre FTIR de la Chaux représenté par la figure IV.8 est un spectre type. Les pics observés à des longueurs d'onde de 3636 et 3417.4 cm<sup>-1</sup> sont assignés à la présence de liaison des O-H internes et externes respectivement. La présence de carbonates est mise en évidence par les liaisons CO<sub>3</sub> à 1473 cm<sup>-1</sup> respectivement. Les bandes de vibrations assignées à 874, 567.9, 521, 477 et 425 sont signe de la présence de quelques impuretés métalliques.

## IV.1.8.3 Caractérisation de la chaux par MEB

Figure IV.7 : Micrographie MEB de la chaux (Ca(OH)<sub>2</sub>).

D'après la photo MEB de la figure IV.7 des grains composant la chaux, nous remarquons la structure sous forme cubique de grains regroupés en amas faisant une forme de choux-fleure, principale caractéristique de la chaux.



*Chapitre V*  
*Evolutions des*  
*caractéristiques*  
*rhéologiques, résultats et*  
*discussion*

## Chapitre V

### Evolutions des caractéristiques rhéologiques, résultats et discussion

#### Introduction

Lors du stage que nous avons effectué au chantier du puits OMIZ#821 de HMD, on a eu la chance d'assister au forage de la phase 6". Des différents systèmes de fluides qui sont envisageables pour le forage des réservoirs du champ de Hassi Messaoud. Les systèmes utilisés actuellement par Sonatrach sont tous à base d'huile et sont dits « conventionnels » puisqu'ils ne présentent aucune amélioration technique adaptée aux conditions du réservoir.

L'objectif de ce chapitre, est de suivre l'évolution des paramètres rhéologique (VP, VA, YP) des phases 16", 8"<sup>3/8</sup>, 6" de ce même puits, en fonction des concentrations des viscosifiants SA et HY, du rapport Baryte (BaSO<sub>4</sub>), Calcite (CaCO<sub>3</sub>) et du rapport Huile/Eau à différentes températures.

#### V.1 Fabrication d'une boue à base d'huile de la phase 16"

##### V .1.1 Influence de la bentonite organophile sur la rhéologie

Cette partie comporte une étude sur l'influence des quantités ajoutées de la Bentonite organophile SA sur les paramètres rhéologiques de la boue de la phase 16" à différentes températures. L'objectif est de connaître l'influence de la bentonite organophile sur la rhéologie et de trouver la meilleure formulation pour cette phase.

##### V.1.1.1 Influence de la température sur la rhéologie de la boue de la phase 16"

Dans ce travail 4 boues sont formulées :

###### a) Formulation 1:

Nous avons préparé une boue sans utilisation de la bentonite organophile SA. Avec un rapport huile/eau (H/E) et la densité ayant des valeurs suivantes : H/ E=70/30 et d=1,20.

Gasoil.....300 ml  
SA.....0 gr  
PE.....5,5 gr  
SE: .....5,5 gr

---

Chaux:.....15 gr

Saumure.....150 ml

Baryte.....138 gr

Avabentoil PE et Avabentoil SE sont des noms attribués par la société AVA (émulsifiants primaire et secondaire)

#### ❖ Mode opératoire

Après avoir versé 300 ml de gasoil d'une densité  $d= 0,84$  dans le mixeur de 500 ml ; on ajoute 5,5 gr d'avabentoil PE et 5,5gr d'avabentoil SE et les 15gr de la chaux et on agite le mélange pendant 20 mn; après on ajoute lentement les 150 ml de la saumure de chlorure de sodium à une concentration de 26% en poids pendant 20 min, et en dernier on ajoute la quantité de l'alourdissant (baryte) pour avoir la densité requise, on mélange pendant 5 min ensuite on procède à la mesure de ses paramètres rhéologiques.

#### ❖ les contraintes de cisaillements à différentes températures

Les contraintes de cisaillement à différentes températures sont résumées dans le tableau .V.1. La représentation graphique de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sur la figure .V.1.

**Tableau .V.1:** Contraintes de cisaillement à différentes températures de la formulation 1

<b>T en [°F]</b>	<b>60</b>	<b>80</b>	<b>100</b>	<b>120</b>	<b>150</b>
<b><math>\tau_{1020}</math> (Pa)</b>	17,374	14,308	10,731	8,687	6,132
<b><math>\tau_{510}</math> (Pa)</b>	10,22	8,176	6,132	5,11	3,577
<b><math>\tau_{340}</math> (Pa)</b>	7,665	6,132	4,599	3,577	2,044
<b><math>\tau_{170}</math> (Pa)</b>	4,599	3,066	2,044	1,533	1,533
<b><math>\tau_{10,2}</math> (Pa)</b>	3,577	1,533	1,533	1,022	1,022
<b><math>\tau_{5,1}</math> (Pa)</b>	2,044	1,022	0,511	0,511	0,511

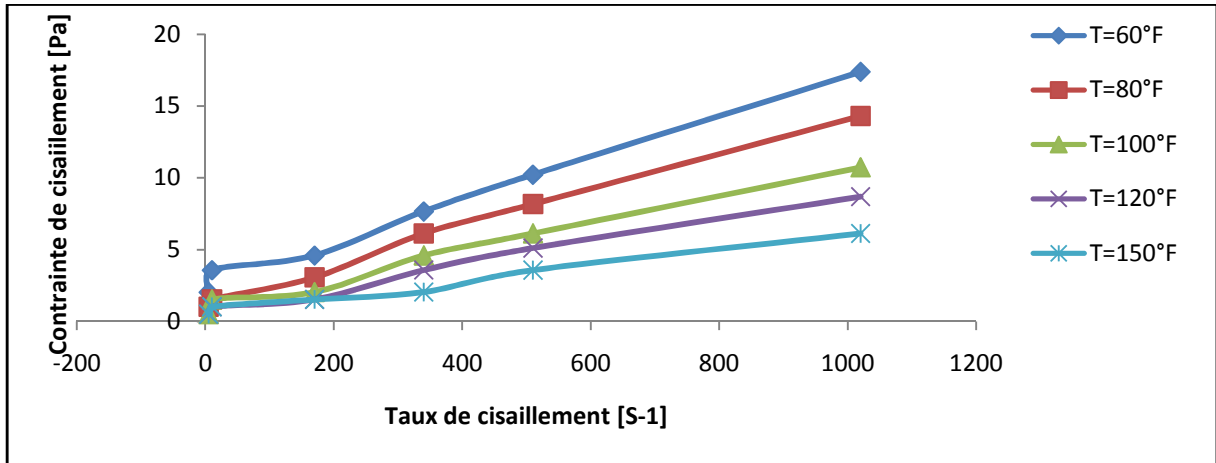


Figure .V.1 : évolution de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sans SA pour la phase 16"

❖ Evolution des caractéristiques rhéologiques sans utilisation de la bentonite organophile

Les caractéristiques rhéologiques à différentes températures sont représentées dans le tableau .V.2. Leurs courbes correspondantes sont représentées sur la figure .V.2.

Tableau .V.2 : Caractéristiques rhéologique à différentes températures de la formulation 1

T en [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	17	14	10,5	8,5	6
VP [cP]	14	12	9	7	6
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	6	4	3	3	2

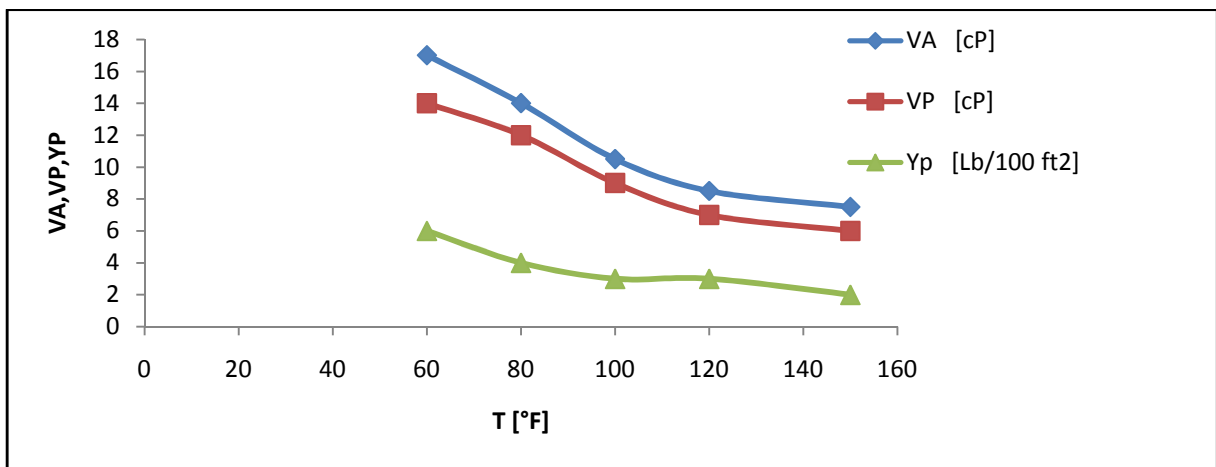
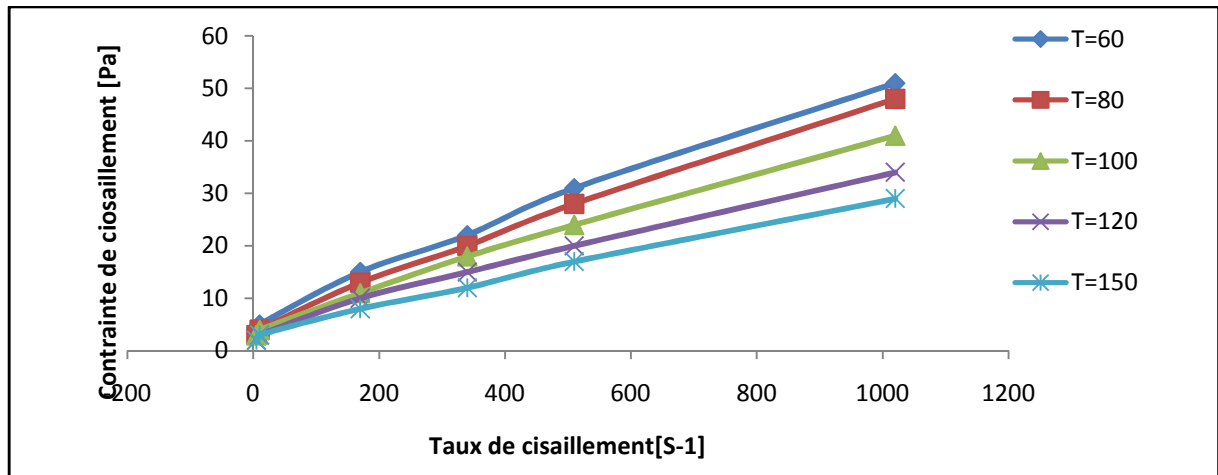


Figure .V.2 : évolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température de la formulation 1.

**b) Formulation 2**

- Gasoil.....300 ml
- SA.....2 gr
- PE.....5,5 gr
- SE: .....5,5 gr
- Chaux:.....15 gr
- Saumure.....150 ml
- Baryte.....138 gr

Les contraintes de cisaillement en fonction du taux de cisaillement sont présentées par la figure .V.3.



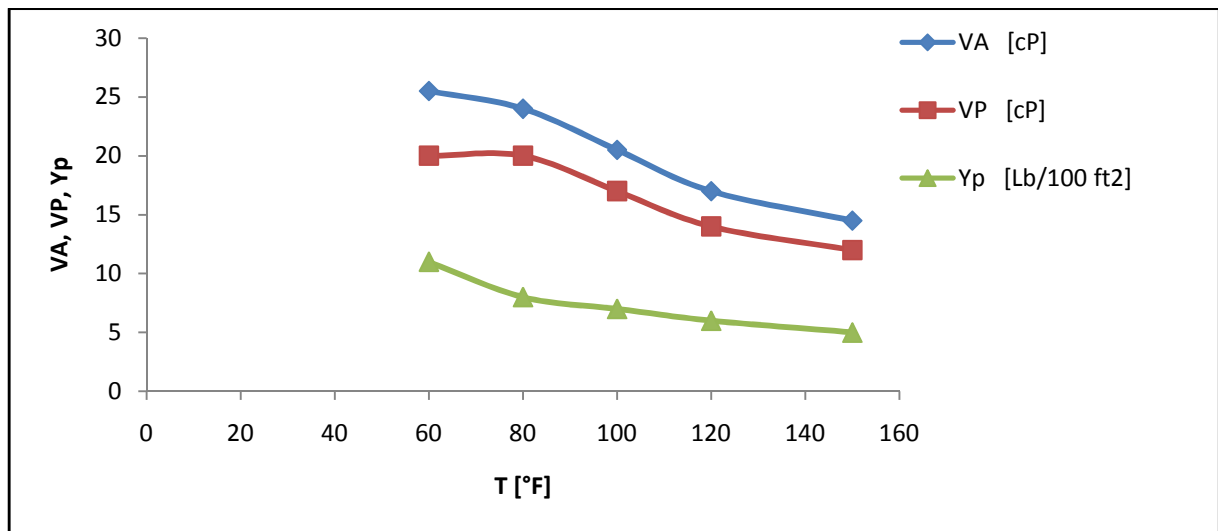
**Figure V.3 :** évolution de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement de la formulation 2.

❖ **Evolution des caractéristiques rhéologiques de la formulation 2**

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de la formulation 2 sont présentés par le tableau .V.3. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.4.

**Tableau .V.3 :** Caractéristiques rhéologiques de la formulation 2.

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	25,5	24	20,5	17	14,5
VP [cP]	20	20	17	14	12
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	11	8	7	6	5



**Figure .V.4 :** évolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température de la formulation 2.

**c) Formulation 3**

- Gasoil.....300 ml
- SA.....3,5 gr
- PE.....5,5 gr
- SE: .....5,5 gr
- Chaux:.....15 gr
- Saumure.....150 ml
- Baryte.....138 gr

**❖ Evolution des caractéristiques rhéologiques avec ajout de 1,5 gr de la bentonite organophile**

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de la formulation 3 sont présentés par le tableau .V.4. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.5.

**Tableau .V.4 :** Caractéristiques rhéologiques de la formulation 3

T [°F]	60	80	100	120	150
<b>VA [cP]</b>	31,5	28	22	18	15
<b>VP [cP]</b>	24	21	19	14	12
<b>YP [Lb/100 ft²]</b>	16	14	8	6	6

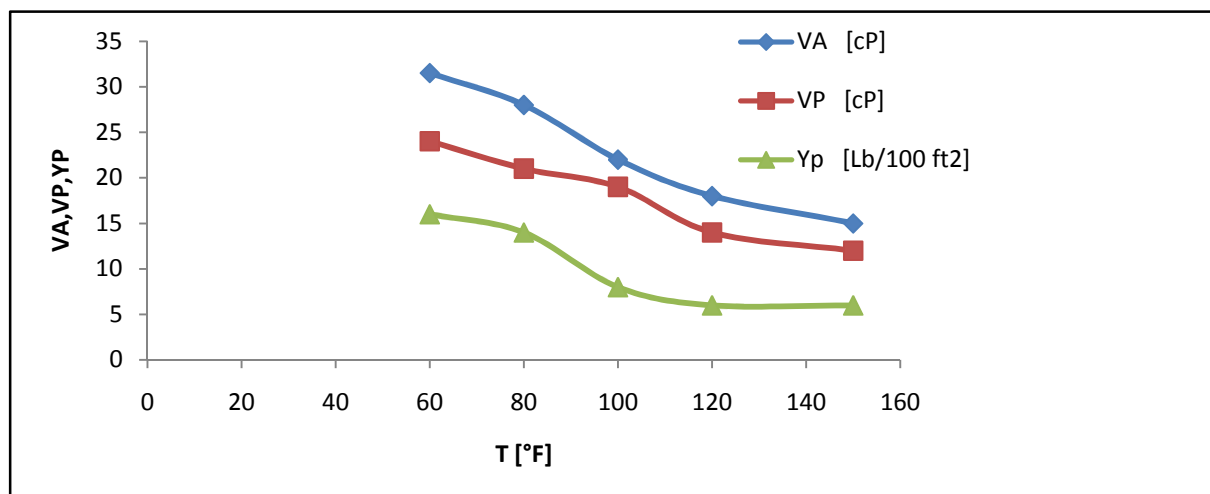


Figure .V.5 : évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température de la formulation 3

**d) Formulation 4**

- Gasoil.....300 ml
- SA.....5 gr
- PE.....5,5 gr
- SE: .....5,5 gr
- Chaux:.....15 gr
- Saumure.....150 ml
- Baryte.....138 gr

❖ **évolution des caractéristiques rhéologiques avec 5 gr de l’argile organophile**

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de la formulation 4 sont récapitulés par le tableau .V.5. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.6

Tableau .V.5 : caractéristiques rhéologique de la formulation 4

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	37,5	35	29	24	20
VP [cP]	27	26	23	19	16
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	21	18	12	10	8

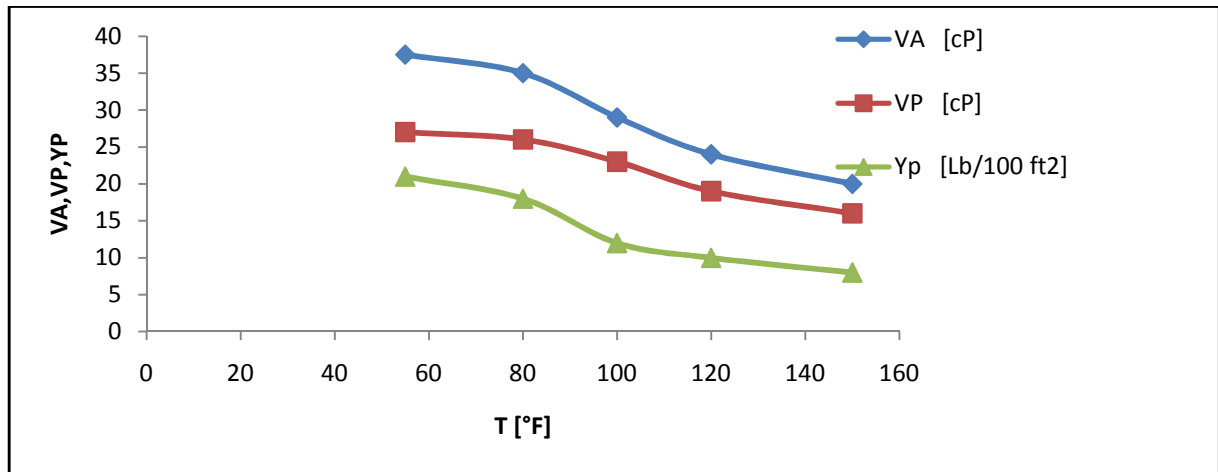


Figure .V.6 : évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température de la formulation 4

V.1.1.2 Caractéristiques rhéologiques à la température 100°F

Evolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de la bentonite organophile à la température 100°F (température de cette phase). Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau .V.6. Les graphes correspondant sont représentés par la figure .V.7.

Tableau .V.6 : Caractéristiques rhéologiques obtenus à différentes quantités de SA

SA (gr)	0	2	3,5	5
VA (cP)	10,5	20,5	22	29
VP (cP)	9	17	19	23
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	3	7	8	12
Gel 10 sec	2	4	6	8
Gel 10 min	2	5	8	10

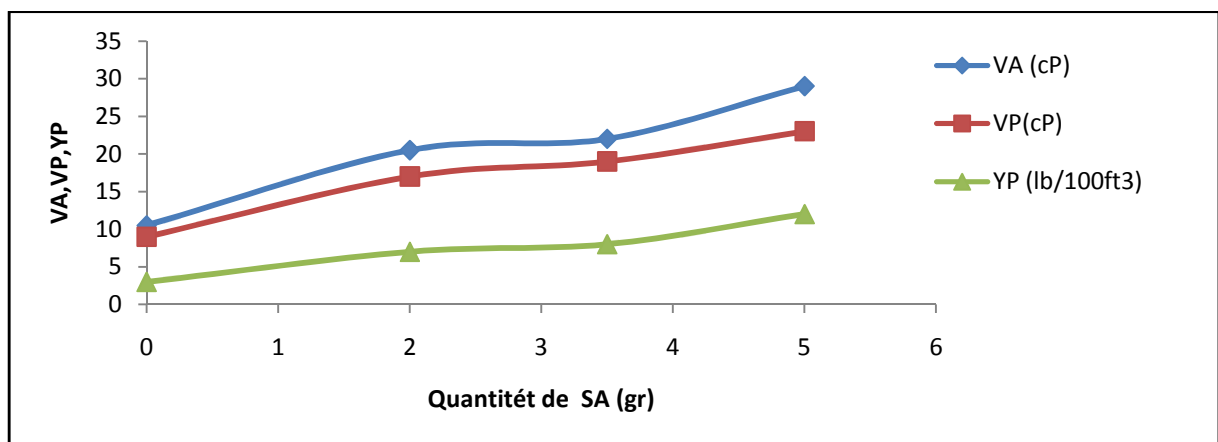


Figure .V.7 : évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de quantités de SA, avec utilisation BaSO<sub>4</sub> comme alourdissant.



### ❖ Interprétation des résultats

Nous constatons que les formulations réalisées suivent le modèle proposé par Bingham. Les caractéristiques rhéologiques diminuent avec l'augmentation de la température. Qui peut être expliqué par les points suivant :

- L'augmentation de la température augmente l'énergie cinétique des particules dans le système et les molécules incorporées dans les fluides de forage.
- L'augmentation de la température entraîne la scission de liens dipôle eau-polymères et/ou les liens dipôle eau-argile et aussi la dégradation des polymères, dû à la scission du dipôle de l'eau des couches hydratées d'argiles et des polymères.

On remarque que la présence d'une faible quantité de bentonite organophile SA permet d'augmenter les caractéristiques rhéologiques plus de 30%. Ceci peut être expliqué par l'augmentation de la force de l'attraction entre les molécules.

Concernant les gels, nous constatons une augmentation de la différence entre le gel 0 et le gel10 avec l'augmentation de la quantité ajoutée de la bentonite organophile, qui peut nous rassurer sur le maintien des déblais en suspension lors de l'arrêt de circulation par rapport aux gels requis de cette phase sont 8 et 14 lb/100 ft<sup>2</sup>.

La formulation 4 est plus convenable à utiliser dans la fin de la phase 16", car elle répond aux caractéristiques rhéologiques requises dans cette partie du forage, qui sont : YP entre 12-14 lb/100 ft<sup>2</sup> et la VP le minimum possible.

#### V.1.2 Substitution de la baryte par la calcite

Utilisation de calcite (CaCO<sub>3</sub>) comme alourdissant peut jouer un rôle dans les boues de forage, du fait que nous pouvons de s'en débarrasser de la boue par injection d'un acide en cas de colmatage, contrairement aux boues dont on utilise BaSO<sub>4</sub>.

Cette expérience comporte un suivi de l'évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction des quantités de l'argile organophile SA de la phase 16" avec utilisation de l'alourdissant carbonate de calcium(CaCO<sub>3</sub>) à différentes températures. L'Objectif est de noter l'influence de la substitution de la baryte par la calcite sur les paramètres rhéologiques des boues à base d'huile (émulsions inverses).

### V.1.2.1 Influence de la température

#### a) Formulation 1

Dans cette formulation le rapport huile/eau (H/E) est de 70/30, et  $d=1,20$  par ailleurs le SA n'est pas utilisé.

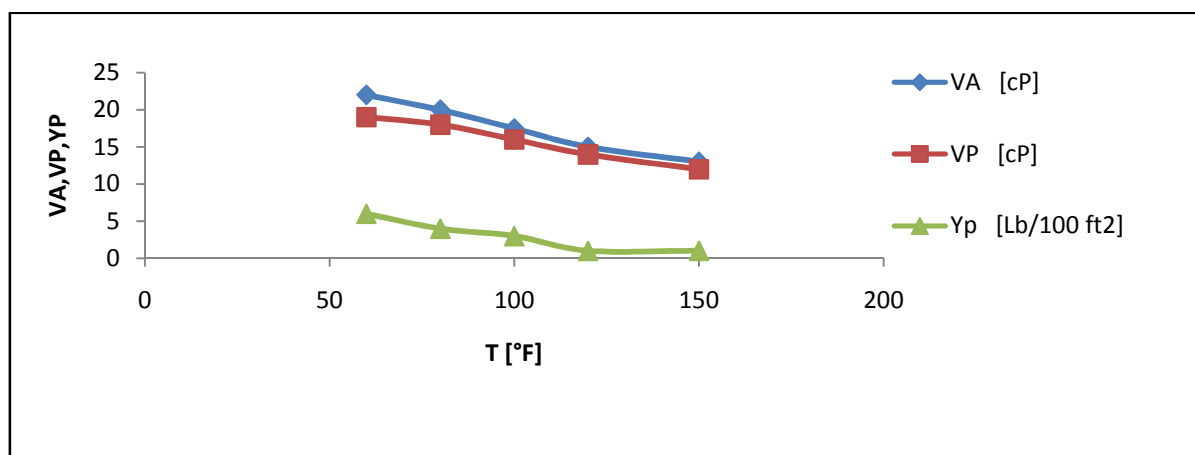
Gasoil.....	300 ml
SA.....	0 gr
PE.....	5,5 gr
SE .....	5,5 gr
Chaux:.....	15 gr
Saumure.....	150 ml
Calcite.....	225 gr

#### ❖ Evolution de caractéristiques rhéologiques sans utilisation de SA

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de cette formulation sont présentés par le tableau .V.7. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.8.

**Tableau .V.7 :** Caractéristiques rhéologiques avec utilisation de  $\text{CaCO}_3$  comme alourdissant et sans SA.

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	22	20	17,5	15	13
VP [cP]	19	18	16	14	12
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	6	4	3	1	1



**Figure .V.8 :** évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de  $\text{CaCO}_3$  et sans SA

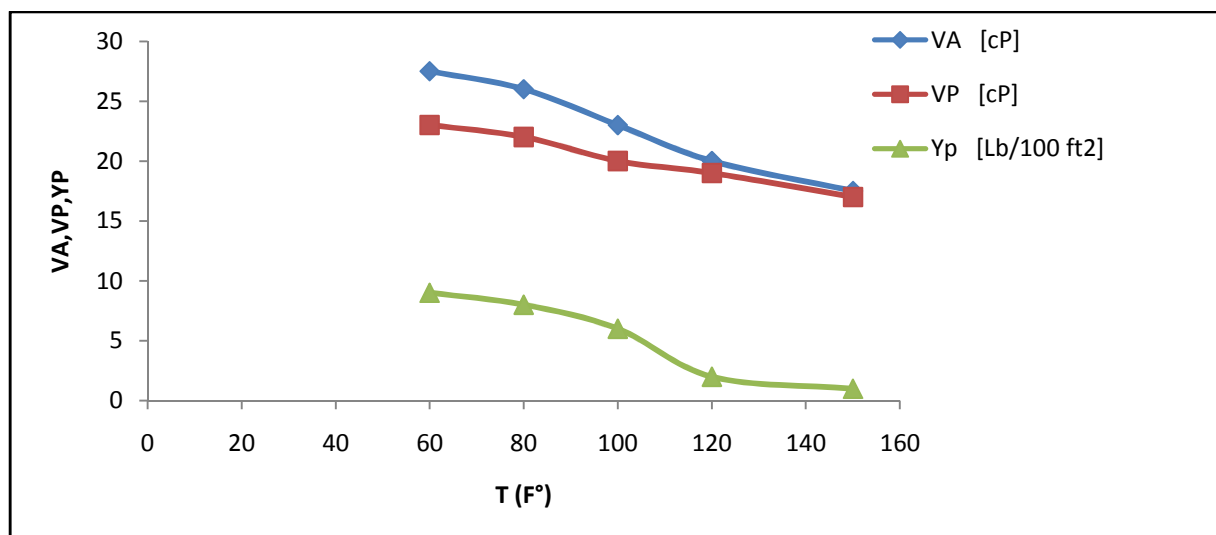
**b) Formulation 2**

Gasoil.....	300 ml
SA.....	2 gr
PE.....	5,5 gr
SE.....	5,5 gr
Chaux:.....	15 gr
Saumure.....	150 ml
Calcite.....	225 gr

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de cette formulation sont présentés par le tableau .V.8. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.9.

**Tableau .V.8 :** Caractéristiques rhéologiques avec 2gr de SA

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	27,5	26	23	20	17,5
VP [cP]	23	22	20	19	17
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	9	8	6	2	1

**Figure .V.9 :** évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO<sub>3</sub> et 2 gr de SA.

c) Formulation 3

- Gasoil.....300 ml
- SA.....3,5 gr
- PE.....5,5 gr
- SE .....5,5 gr
- Chaux:.....15 gr
- Saumure.....150 ml
- Calcite.....225 gr

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de cette formulation sont présentés par le tableau .V.9. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.10.

Tableau .V.9 : Caractéristiques rhéologiques de la boue avec 3,5 gr de SA

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	35	33	28	22,5	18,5
VP [cP]	29	27,5	23	19	16
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	12	11	10	7	5

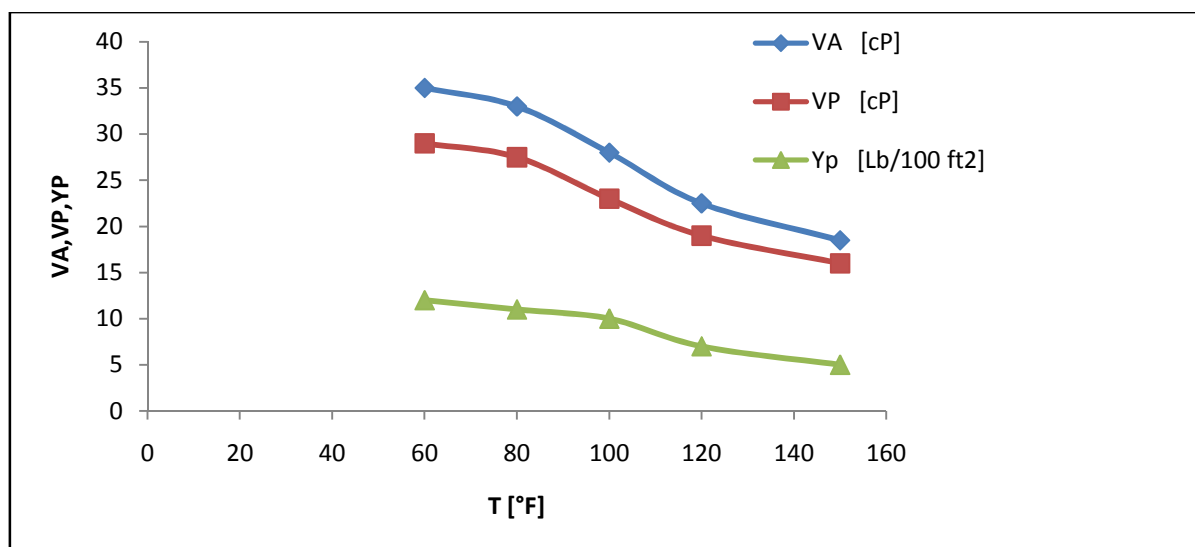


Figure .V.10 : évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO<sub>3</sub> et 3,5 gr de SA.

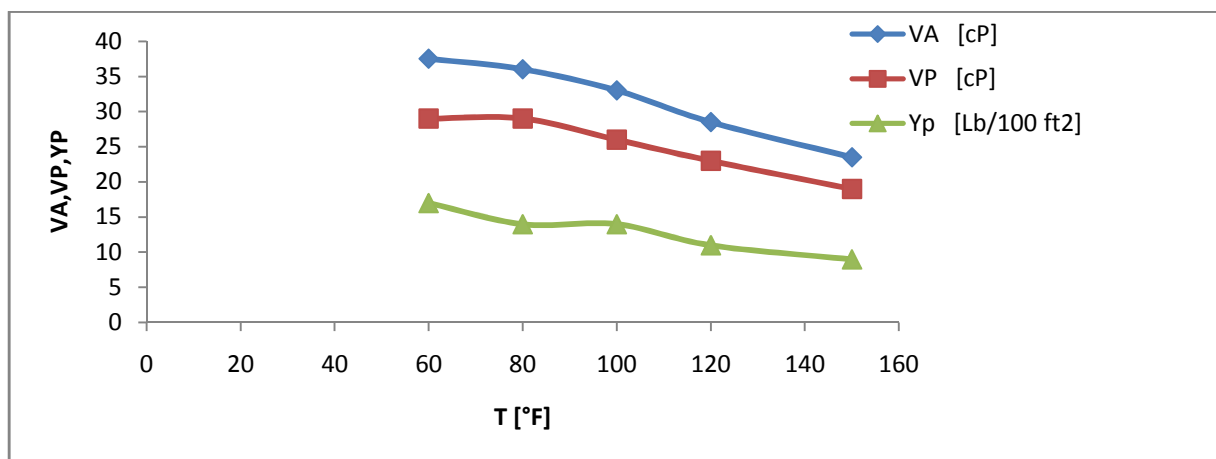
**d) Formulation 4**

- Gasoil.....300 ml
- SA.....5 gr
- PE.....5,5 gr
- SE: .....5,5 gr
- Chaux:.....15 gr
- Saumure.....150 ml
- Calcite.....225 gr

Les résultats des caractéristiques rhéologiques de cette formulation sont présentés par le tableau .V.10. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.11.

**Tableau .V.10 :** Caractéristiques rhéologiques de la boue avec 5gr de SA

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	37,5	36	33	28,5	23,5
VP [cP]	29	29	26	23	19
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	17	14	14	11	9



**Figure .V.11 :** évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la température avec utilisation de CaCO<sub>3</sub> et 5gr de SA.

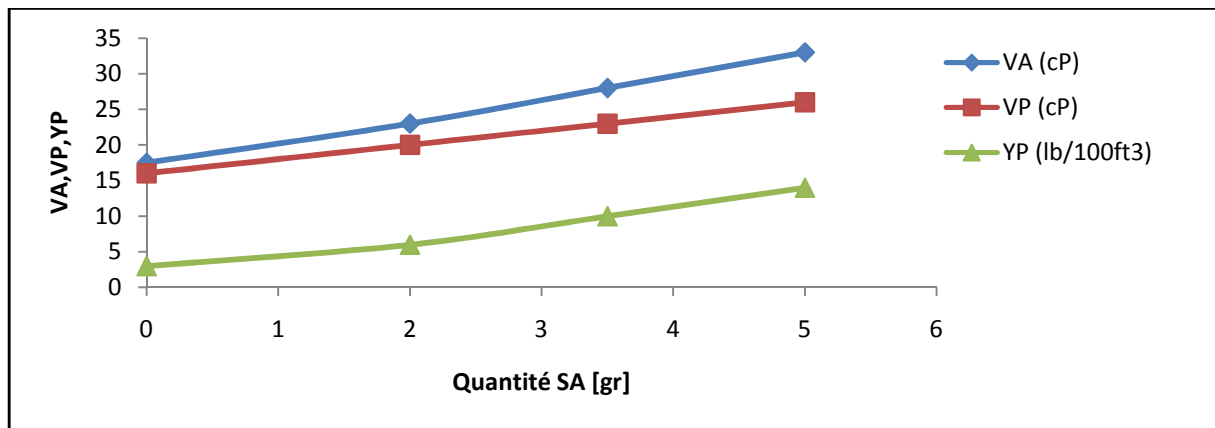
**V.1.2.2 Caractéristiques rhéologiques à la température 100°F**

L'évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de la bentonite organophile à la température 100°F (température de cette phase) avec utilisation de carbonate

de calcium comme alourdissant). Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau .V.11. Les graphes correspondant sont représentés par la figure .V.12.

**Tableau .V.11 :** Caractéristiques rhéologiques obtenues à différentes quantités de SA à la  $T=100^{\circ}\text{F}$ , avec utilisation comme alourdissant  $\text{CaCO}_3$

SA (gr)	0	2	3,5	5
VA (cP)	17,5	23	28	33
VP (cP)	16	20	23	26
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	3	6	10	14
Gel 10 sec	2	5	6	8
Gel 10 min	3	6	8	11



**Figure V.12 :** évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de SA, avec  $\text{CaCO}_3$  comme alourdissant.

#### ❖ Interprétation des résultats

Nous remarquons que la bentonite organophile influence de la même manière que dans les formulations dont on a utilisé la baryte comme alourdissant. Nous constatons une augmentation proportionnelle des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de la bentonite organophile, et inversement proportionnelles à la température. L'argile organophile SA augmente la force de l'attraction des molécules, ce qui engendre l'augmentation de la viscosité. Nous remarquons une légère amélioration des gels par rapport aux formulations dont on a utilisé la baryte.

Nous constatons que les caractéristiques rhéologiques de ces formulations sont plus élevées par rapport à celles dont on a utilisé le sulfate de baryum comme alourdissant, ceci peut être expliqué par la quantité de la calcite utilisée pour l'alourdissement qu'a générée une

teneur en solide importante contrairement à la baryte (densités différentes). D'après ces résultats, on peut conclure que l'usage de la calcite comme alourdissant dans les phases où ça ne nécessite pas d'avoir une viscosité plastique importante et demandant des densités dépassant 1,30 est à éviter.

Comme la calcite est plus onéreuse que la baryte, et son influence sur la viscosité plastique (teneur en solide) est importante et sachant que la baryte génère une teneur en solide plus faible, alors il est recommandé de l'utilisée comme alourdissant.

## V.2 Influence du rapport Huile/Eau sur les caractéristiques rhéologiques

Le rapport huile/eau, c'est le volume total du gasoil (phase continue) sur le volume total de la saumure (phase dispersée).

Dans cette partie, nous avons suivi l'évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction du rapport Huile/Eau avec l'ajout de l'argile organophile HY. L'objectif de cette partie est de noter l'influence du rapport huile/eau sur les caractéristiques rhéologiques de la boue.

### V.2.1 Influence du rapport H/E sur la rhéologie de la boue de la phase 8<sup>3/8</sup>

L'évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction des quantités ajoutées de l'argile organophile HY à la température 120°F (température de cette phase).

#### a) Formulation 1

Nous avons préparé une boue avec un rapport huile/eau (H/E) et la densité ayant des valeurs suivantes : H/ E=90/10 et d=1,40.

Gasoil.....	400 ml
SA.....	5 gr
PE.....	5,5 gr
SE.....	5,5 gr
Chaux.....	15 gr
Saumure.....	50 ml
Baryte.....	296 gr

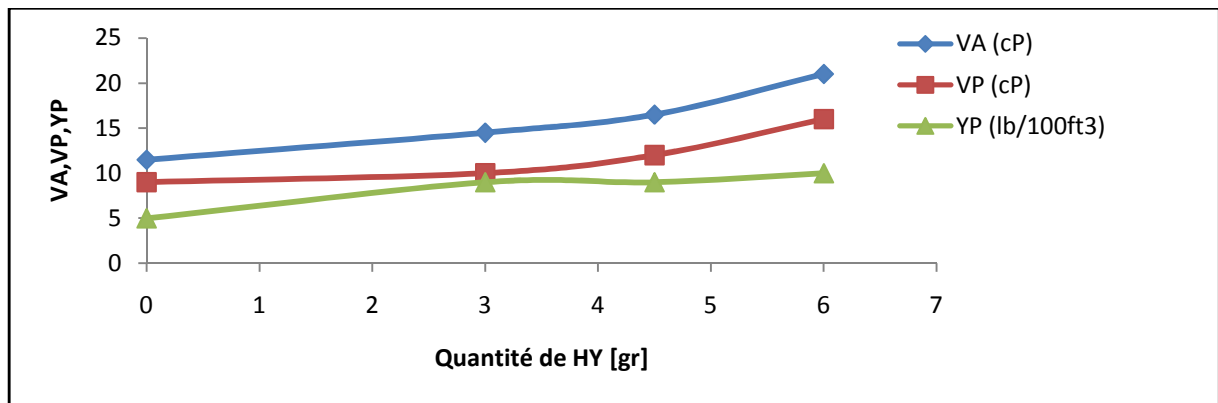
Nous avons procédé à l'ajout de l'argile organophile HY (0, 3, 4.5, et 6 gr), en suite, on a mesuré pour chaque ajout les caractéristiques rhéologiques. Les résultats

---

obtenus à la température 120°F qu'est la température de cette phase, sont dressés dans le tableau .V.12. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.13.

**Tableau .V.12 :** Evolution des paramètres rhéologiques à différentes quantité de HY  
H/E=90/10 à 120°F

<b>HY (gr)</b>	0	3	4,5	6
<b>VA (cP)</b>	11,5	14,5	16,5	21
<b>VP (cP)</b>	9	10	12	16
<b>YP (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	5	9	9	10
<b>Gel 10 sec</b>	3	4	5	7
<b>Gel 10 min</b>	4	5	7	9



**Figure .V.13 :** évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de HY pour un H/E=90/10.

**b) Formulation 2**

Nous avons préparé une boue avec un rapport huile/eau (H/E) et la densité ayant des valeurs suivantes : H/ E=80/20 et d=1,40.

- Gasoil.....400 ml
- SA.....5 gr
- PE.....5,5 gr
- SE.....5,5 gr
- Chaux.....15 gr
- Saumure.....100 ml
- Baryte.....296 gr

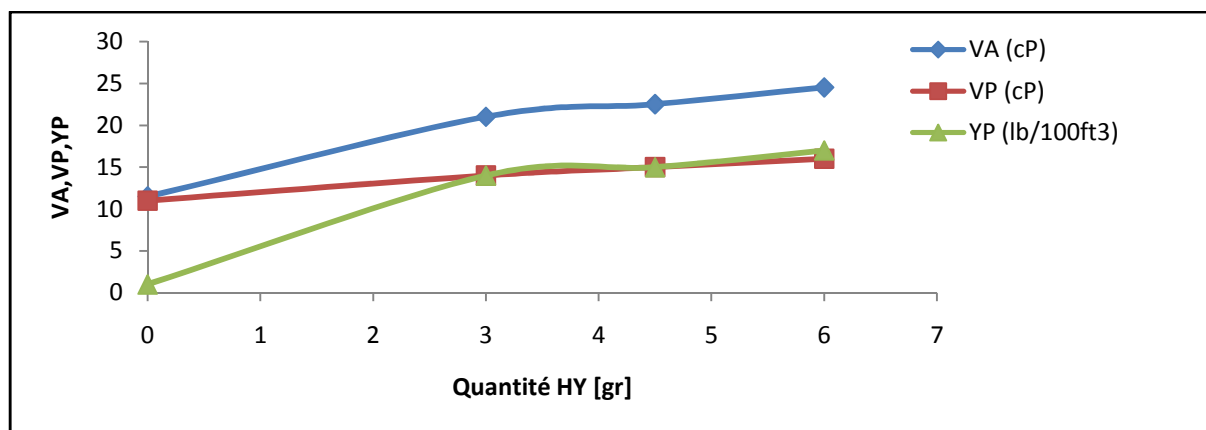
Nous avons procédé à l'ajout de l'argile organophile HY (0, 3, 4.5, et 6 gr). Les résultats obtenus à la température 120°F qu'est la température de cette phase, sont dressés



dans le tableau .V.13. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.14.

**Tableau .V.13** : Evolution des caractéristiques rhéologiques à différentes quantité de HY avec H/E=80/20 à 120°F

<b>HY (gr)</b>	0	3	4,5	6
<b>VA (cP)</b>	11,5	21	22,5	24,5
<b>VP (cP)</b>	11	14	15	16
<b>YP (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	1	14	15	17
<b>Gel 10 sec</b>	2	7	7	8
<b>Gel 10 min</b>	2	11	9	10



**Figure V.14** : évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction de la quantité de HY pour un H/E=80/20.

#### ❖ Interprétation des résultats

Nous constatons dans cette partie que, les caractéristiques rhéologiques obtenues avec un rapport huile/ Eau 90/10 sont inférieures à celles obtenues avec un rapport 80/20 (avec même condition d'ajout de HY), ce qui nous emmène à conclure que la teneur de la phase dispersée influe sur la rhéologie d'une manière proportionnelle, ce qu'est en accord avec l'étude de **Khodja 2008**. Avec un rapport H/E 90/10, il ne faut pas s'attendre à obtenir des viscosités importantes. La rhéologie des boues de forage est en effet directement liée à la teneur en phase dispersée et à la concentration en argile organophile.

En effet, l'addition d'eau favorise le rapprochement des gouttelettes et modifie leur état d'agrégation. Les interactions dynamiques ainsi que la fréquence de collisions résultantes engendrent une augmentation de la viscosité, ce qui favorise la stabilité de l'émulsion même

en présence d'une faible quantité d'émulsifiant. Nous constatons que, la viscosité plastique (teneur en solide) n'est pas vraiment influencée par l'ajout de l'argile organophile HY dans les deux cas. Qui peut être expliqué par le traitement de l'argile organophile HY par un surfactant à base d'amine (augmentation de la tension superficielle) de tel façon à augmenter la contrainte seuil (YP) sans trop influencé la viscosité plastique (teneur en solide).

La formulation 4 du premier rapport est plus convenable a utilisé dans cette phase car elle répond aux caractéristiques rhéologiques requises. Pour conclure cette partie. Afin d'augmenter les caractéristiques rhéologiques sans utilisé des grandes quantités des argiles organophile, l'ajout de la phase dispersée est recommandé. Bien sur selon les exigences de la phase [volume de la boue nécessaire, les couches géologiques (salifères ou argileuses)].

### V.3 Influence du rapport Baryte/Calcite

#### V.3.1 Influence du rapport B/C sur la rhéologie de la boue de la phase 6"

Dans cette partie, l'évolution des caractéristiques rhéologiques en fonction du rapport Baryte/Calcite à différentes températures est suivie.

##### V .3.1.1 Influence de la température

###### a) Formulation 1

Nous avons fixé les paramètres suivant: H/E=95/05 et d=1,44. La densité de la boue de la phase liquide (sans ajout des alourdissants) est de 0,88, afin de l'alourdir de 0,88 à 1,32, il nous a fallu 277 gr de baryte, et de 1,32 à 1,44, il nous a fallu 116 gr de calcite.

Gasoil.....	423 ml
SA.....	6 gr
PE.....	5 gr
SE.....	5 gr
Chaux.....	12,5 gr
Saumure.....	.27 ml
Calcite.....	.116 gr
Baryte.....	277 gr

Les résultats obtenus à différentes températures, sont dressés dans le tableau .V.14. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.15.

Tableau .V.14 : Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=70/30

<b>T</b> [°F]	60	80	100	120	150
<b>VA</b> [cP]	45	41	37,5	36	34
<b>VP</b> [cP]	30	29	26	25	24
<b>Yp</b> [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	30	24	23	22	20

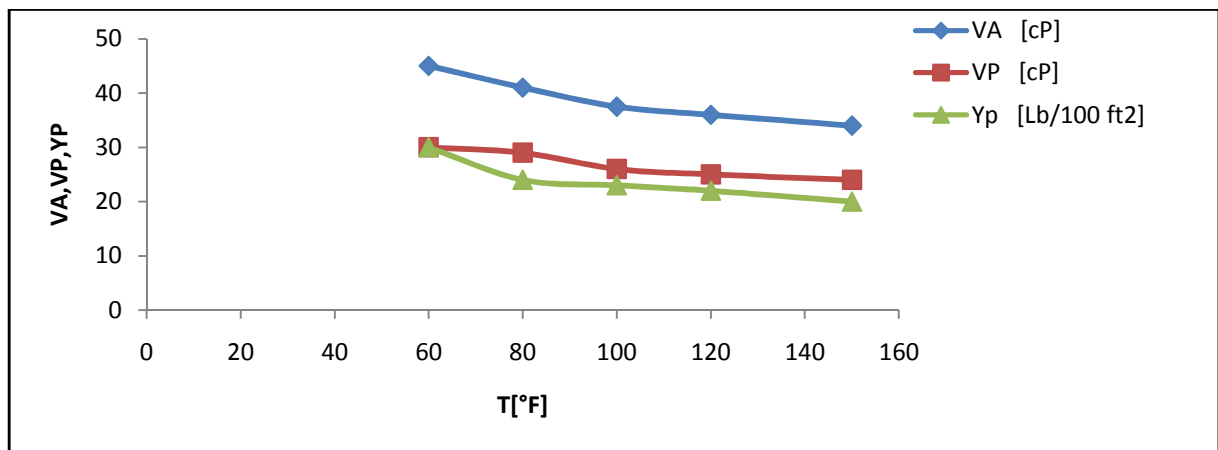


Figure .V.15 : évolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte / calcite de 70/30.

**b) Formulation 2**

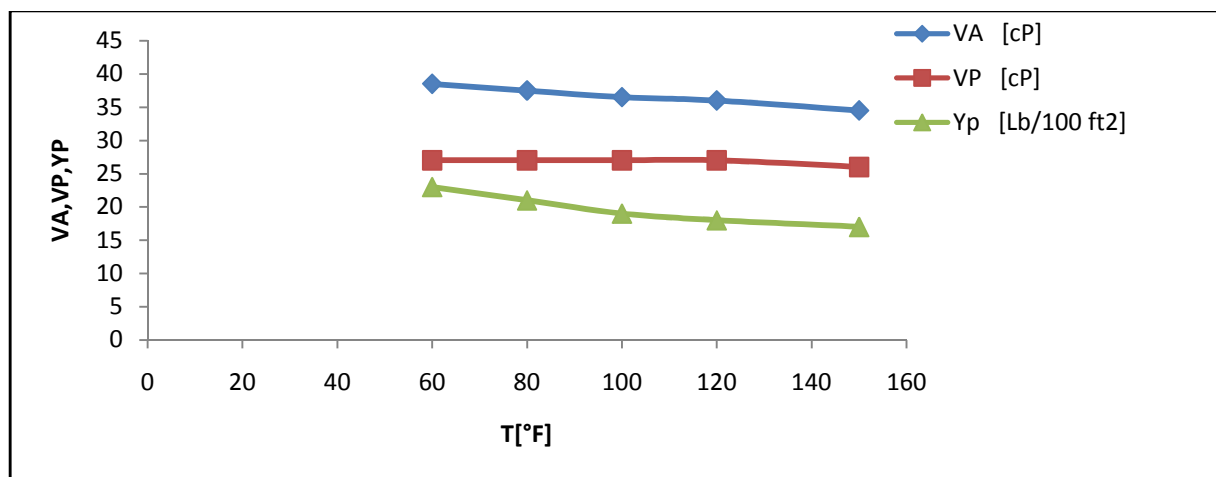
Le rapport B/C est de 40/60. Pour alourdir la boue à 1,16, il nous a fallu 177 gr de baryte, et de 1,16 jusqu'à 1,44, il nous a fallu 244 gr de calcite.

- Gasoil.....423 ml
- SA.....6 gr
- PE.....5 gr
- SE.....5 gr
- Chaux.....12,5 gr
- Saumure..... 27 ml
- Calcite..... 244 gr
- Baryte.....177 gr

Les résultats obtenus à différentes température, sont dressés dans le tableau .V.15. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.16.

**Tableau V.15** : Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=40/60

T [°F]	60	80	100	120	150
VA [cP]	38,5	37,5	36,5	36	34,5
VP [cP]	27	27	27	27	26
YP [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	23	21	19	18	17

**Figure .V.16**: évolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte, calcite de 40/60.**c) Formulation 3**

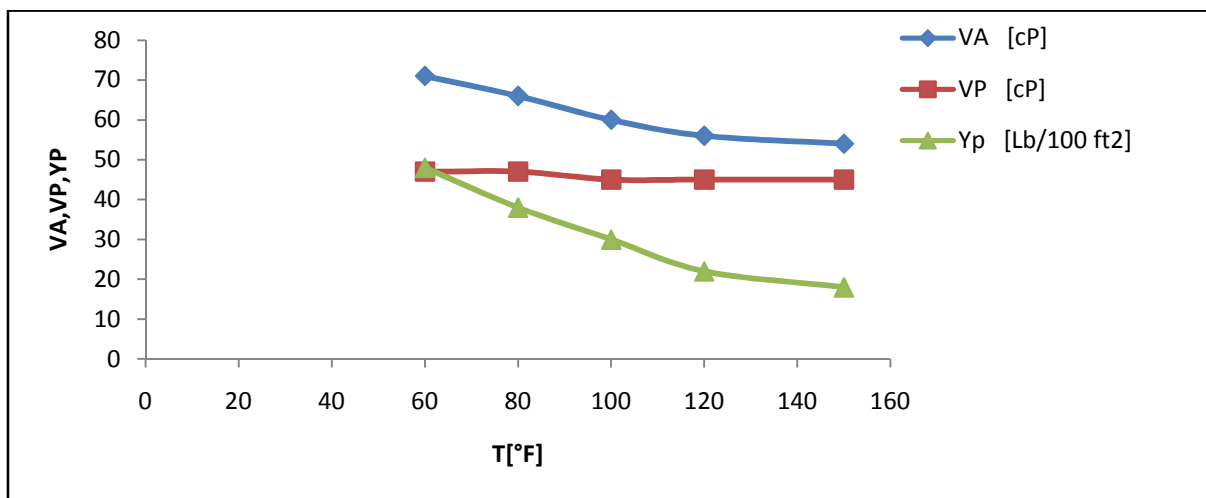
Dans cette formulation le B/C est de 20/80, pour alourdir la boue jusqu'à 0,99 il nous a fallu 69,6 gr de la baryte et de 0,99 jusqu'à 1,44 il nous a fallu 353,8 gr de calcite.

Gasoil.....423 ml  
 SA..... 6 gr  
 PE..... .5 gr  
 SE..... .5 gr  
 Chaux.....12,5 gr  
 Saumure..... .27 ml  
 Calcite.....353,8 gr  
 Baryte..... 69,6 gr

Les résultats obtenus à différentes températures, sont dressés dans le tableau .V.16. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.17.

**Tableau .V.16 :** Caractéristiques rhéologiques pour un rapport B/C=20/80

<b>T</b> [°F]	60	80	100	120	150
<b>VA</b> [cP]	71	66	60	55,5	54
<b>VP</b> [cP]	47	47	45	45	45
<b>YP</b> [Lb/100 ft <sup>2</sup> ]	48	38	30	23	18



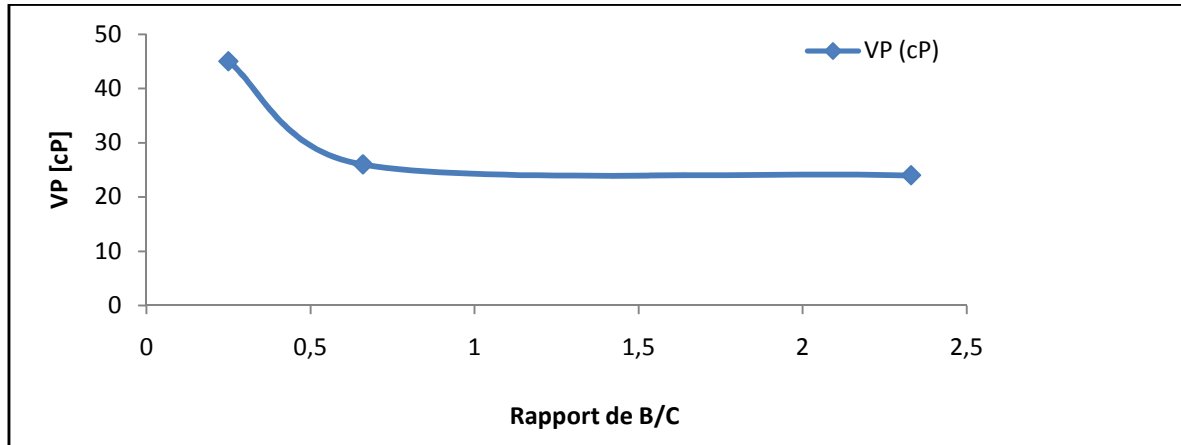
**Figure .V.17:** évolution des paramètres rhéologiques en fonction de la température pour un rapport baryte, calcite de 20/80.

**V.3.1.2 Evolution de la viscosité plastique**

Les résultats de l'évolution de la viscosité plastique en fonction du rapport B/C à la température 150°F (température de cette phase) sont dressés dans le tableau .V.17. Leurs courbes correspondantes sont représentées par la figure .V.18.

**Tableau .V.17 :** Evolution de la viscosité plastique

<b>B/C</b>	0,25	0,66	2,33
<b>VP (cP)</b>	45	26	24



**Figure .V.18 :** Evolution de la viscosité plastique en fonction du rapport Baryte/Calcite.

#### ❖ Interprétation des résultats

Nous constatons une décroissance de la viscosité plastique avec l'augmentation de la quantité de baryte et l'abaissement de la quantité de calcite, ceci peut être expliqué par la quantité de calcite nécessaire pour l'alourdissement, qu'a généré une teneur en solide importante contrairement à la baryte. Suscité par l'écart de densité 2,72 pour la calcite, et 4,2 pour la baryte.

Plus on augmente la quantité de calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) plus est favorable au réservoir, dans le but d'éviter le colmatage de ce dernier, car la baryte se sédimente plus vite que la calcite et assez difficile de s'en débarrasser de la boue alourdi complètement par la baryte. En effet, on associe souvent la calcite avec la baryte dans la phase 6" avec l'injection d'un acide, on peut facilement déboucher le réservoir en cas de colmatage.

Dans d'autres phases, on n'utilise pas le  $\text{CaCO}_3$ , parce qu'il génère une teneur en solide importante et le coût de cette dernière est élevé par rapport au sulfate de baryum. La température influence de la même manière sur la YP, VP et VA, c'est à dire sont inversement proportionnelle à la température. Qui peut être expliqué par une dilatation des liaisons interparticulaire, par conséquent, les interactions entre particules deviennent plus faibles d'où la décroissance de la viscosité lorsque la température augmente.

Les trois formulations sont convenables pour la phase 6", car elles répondent aux caractéristiques requises ( $\text{YP} \geq 12$ ), mais, il est recommandé d'utiliser la troisième formulation, car la quantité de la calcite est supérieure à celle de la baryte pour des raisons citées auparavant.

# *Conclusion générale*

## **Conclusion générale**

L'objectif de premier volet de ce travail était d'étudier l'influence de la bentonite organophile SA et la température sur les paramètres rhéologiques de boues des phases 16", 8"<sup>3/8</sup>, et 6". Les particules de SA sont traitées avec un additif organique qui les réunit fortement et les empêche de se disperser dans la phase-huile. Dans l'intérêt de vérifier les performances rhéologiques de ce dernier, nous avons étudié l'évolution des paramètres rhéologiques des formulations utilisées pour les phases du champ HMD.

Au cours de cette étude nous avons constaté une croissance des caractéristiques rhéologiques en fonction des quantités ajoutées de la bentonite organophile SA. Qui peut être expliqué par l'augmentation de la force de l'attraction des molécules qui engendre l'augmentation de la viscosité. Par contre une diminution de la viscosité en fonction de la température. Qui peut être expliqué par une dilatation des liaisons inter particulaires. Par conséquent, les interactions entre particules deviennent plus faibles d'où la décroissance de la viscosité lorsque la température augmente.

Dans le deuxième volet de ce travail, nous avons étudié l'influence du rapport huile/eau sur les paramètres rhéologiques. L'huile était du gasoil de densité 0,84 et la phase dispersée était de la saumure (eau saturée par Na Cl). Durant cette étude, nous avons constaté que l'augmentation de la phase dispersée (saumure) engendre une croissance des paramètres rhéologiques (VA, VP, YP). Ceci peut être expliqué par le rapprochement des gouttelettes et la modification de leur état d'agrégation (interactions dynamiques et fréquence de collision).

Le dernier volet de ce travail, a été consacré à l'influence du rapport baryte/calcite (sont des alourdisants) sur les paramètres rhéologiques de la boue de la phase 6". Au cours de cette étude nous avons enregistré une croissance de la viscosité plastique avec l'augmentation de la quantité de calcite (CaCO<sub>3</sub>) et la diminution de la quantité de baryte. Ceci peut être expliqué par la quantité de calcite nécessaire pour l'alourdissement qu'a généré une teneur en solide plus importante que la baryte, causé par l'écart de densité (2,72 pour la calcite, et 4,2 pour la baryte).



D'après les résultats obtenus dans les différentes parties de ce travail, on peut conclure que :

- ✓ Une petite quantité de la bentonite organophile SA permet d'augmenter les paramètres rhéologiques (VA, VP, et YP).
- ✓ Les caractéristiques rhéologiques sont inversement proportionnelles à la température.
- ✓ La bentonite organophile SA est efficace à des hautes températures qui peut être expliqué par le traitement de cette dernière par un polymère résistant à de grandes températures.
- ✓ La phase dispersée (saumure) dans les émulsions inverses influence proportionnellement sur les paramètres rhéologiques et augmente la stabilité de l'émulsion même à des faibles concentrations de viscosifiants et de émulsifiants.
- ✓ L'utilisation de la calcite au lieu de la baryte, influence sur la viscosité plastique, c'est-à-dire la teneur en solide d'une manière proportionnelle. L'usage de la calcite pour l'alourdissement des boues des phases nécessitant des densités dépassant 1,25 est à éviter.
- ✓ L'association de baryte et de calcite dans la boue de la phase 6" est avantageuse au réservoir dans la mesure où ça nous facilitera de se débarrasser de cette dernière en cas de colmatage (avec injection d'un acide).

En perspective nous proposons d'associer des études sur les caractéristiques chimiques (le pH, salinité, et le dosage en sulfate de calcium...etc.) aux caractéristiques physiques afin, de savoir l'influence de l'un vis-à-vis de l'autre. En outre une étude sur la substitution des huiles (gasoil et les hydrocarbures) par un autre solvant moins polluant afin de préserver l'environnement.

*Références  
bibliographiques*

## Références bibliographiques

- [1] M. Khodja. *Etude des performances et Considérations environnementale*. Thèse doctorat en génie des procédés et de l'environnement Toulouse : Institut national polytechnique de Toulouse, 2008,198p.
- [2] J.P NGUYEN. *fluide de forage*. Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip, 1993.396p.
- [3] K. CHERIF et S. HAMITOUCHE. *Caractérisation et essai de fabrication d'une boue à l'eau de silicates de sodium*. Mémoire de fin d'études DEUA en chimie industrielle Bejaia : Université A.MIRA, 2008/2009, 89p.
- [4] A. SLIMANI et M. DADDOU. *Forage et fluide de forage*. Module M1. division forage département formation SONATRACH, 2004,168p
- [5] Jean-Paul SZEZUKA. *Forage dirigé Ingénierie et méthodes*. Edition 3.3, 2005, 245p.
- [6] Ahmad DAIMALLAH. *Comportement rhéologique de fluide de forage en régime stationnaire*. Thèse magister en physique Alger : Université Houari Boumediene, 2004,136p.
- [7] K. BENYOUNES, BSENCABANE & A. MELLAK. « *Caractérisation Rhéologique De La Bentonite De Maghnia En Suspension Aqueuse Sans Et Avec Additifs Anionique* ». université de Boumerdes, 2010, N°10, Avril 2010, pp.51-57.
- [8] Alexandre RAGOULLIAUX. *Etude rhéophysique de systèmes émulsions inverses / argile organophile. Applications aux boues de forage pétrolier*. Thèse de doctorat en physique des liquides Paris: Université pierre et marie curie, 2007,166p.
- [9] Manuel « *Drilling fluids* » AVA S.P.A, 2004.
- [10] M. DADDOU. *Introduction aux fluides de forages*. Module FFF: division forage SONATRACH, 2009, 193p.
- [11] Baker Hughes INTEQ, *Fluid Facts Engineering Handbook*, 1995.
- [12] I. DUBOIS. *Relation structure propriétés d'amidon modifiés : Application à la formation de fluides de forage non polluants*» thèse de doctorat Rouen : Université de Rouen, 1999.
- [13] I.D.F Product, *Data Manual*, 1988.
- [14] S. ABBOT et all. *Drilling fluids*. Inc Baroid, 1997, 506p
- [15] G. MULER. « *polymère hydrosoluble d'origine naturels et synthétiques* » revue de l'institut français du pétrole, 1990, vol 45, N 6,pp :703-717.

- [16] C. Ryaen et V. Chillingar. (1996) . *Drilling fluids*. : state of the art, Journal of petroleum science and engineering 14, 221-
- [17] C. Garcia. P. Parigot. *Boues de Forage*. Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [18] Ali LOULACHI. *Etude des performances dans un système mixte tensioactif-polymère dans les fluides de forage. Aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir*. Thèse de magister en chimie physique et polymères fibreux Boumerdes : Université Mohamed Bougara, 2008-2009,93p.
- [19] Michel CHATAIN. «*Comportements physique et thermomécanique des plastiques* ». Edition technique de l'ingénieur, 1993.
- [20] Elisabeth GUAZZELLI «*Rhéologie des fluides complexes* ».2001, 37p.
- [21] K. BEKKOUCHE, Z. HAMITOUCHE. *Méthodes d'analyses physico-chimiques des fluides de forage dans les phases 17 ½, 12 ¼, et 81/2 du champ de HM*. Mémoire de fin d'études en chimie industrielle Bejaia : Université A.MIRA, 1998.
- [22] Manual of drilling fluids, MI-SWACO
- [23] G. DE LAMBALLERIE. «*Boue à base d'huile* ». Collection colloque et séminaires, VOL.9, pp 71, I.F.P, Edition Technip, 1968.
- [24] Manuel des fluides de forage Sonatrach
- [25] K. Kadi, Y. Kichou,. Et N. Doumaz. (2004) *Pertes. de boue lors du forage des drainshorizontaux sur le champ de Hassi Messaoud, Causes, conséquences et recommandations*. 6èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach, 20 au 22 juin 2004, Alger, Algérie.
- [26] Lebrini MOUNIM. *Synthèse et études physicochimiques de nouveaux thiadizoles inhibiteurs de corrosion de l'acier en milieu acide*. Thèse de doctorat Lille : université de Lille, 2005.
- [27] Karine FLOGEAC. *Etude de la capacité de rétention de produits phytosanitaires par deux solides modèles des sols. Influence de la présence des cations métalliques*. Thèse doctorat en chimie reims.
- [28] Zehira BELAMRI. *Elaboration et caractérisation des matériaux polycristallins à base de kaolin DD et KT2* » Thèse de Magister en Physique : université de Constantine, 2008.

[29] Sandrine PAUMIER. *Facteurs déterminant l'organisation et la rhéologie du système argile eau pour des suspensions de smectites*. Thèse en géoscience : université de Poitier, 2007, 206p.

[30] Mud program, AVA Algérie, TP 194, OMIZ#821, 2010.

[31] [WWW.sonatrach.dz.com/presentation-organigramme](http://WWW.sonatrach.dz.com/presentation-organigramme) HTM

# *Annexes*

**Annexe A**



**Figure A .1:** Image du colonel Drake avec le premier chantier de forage en Pennsylvanie  
[photos division forage]

## Annexe B

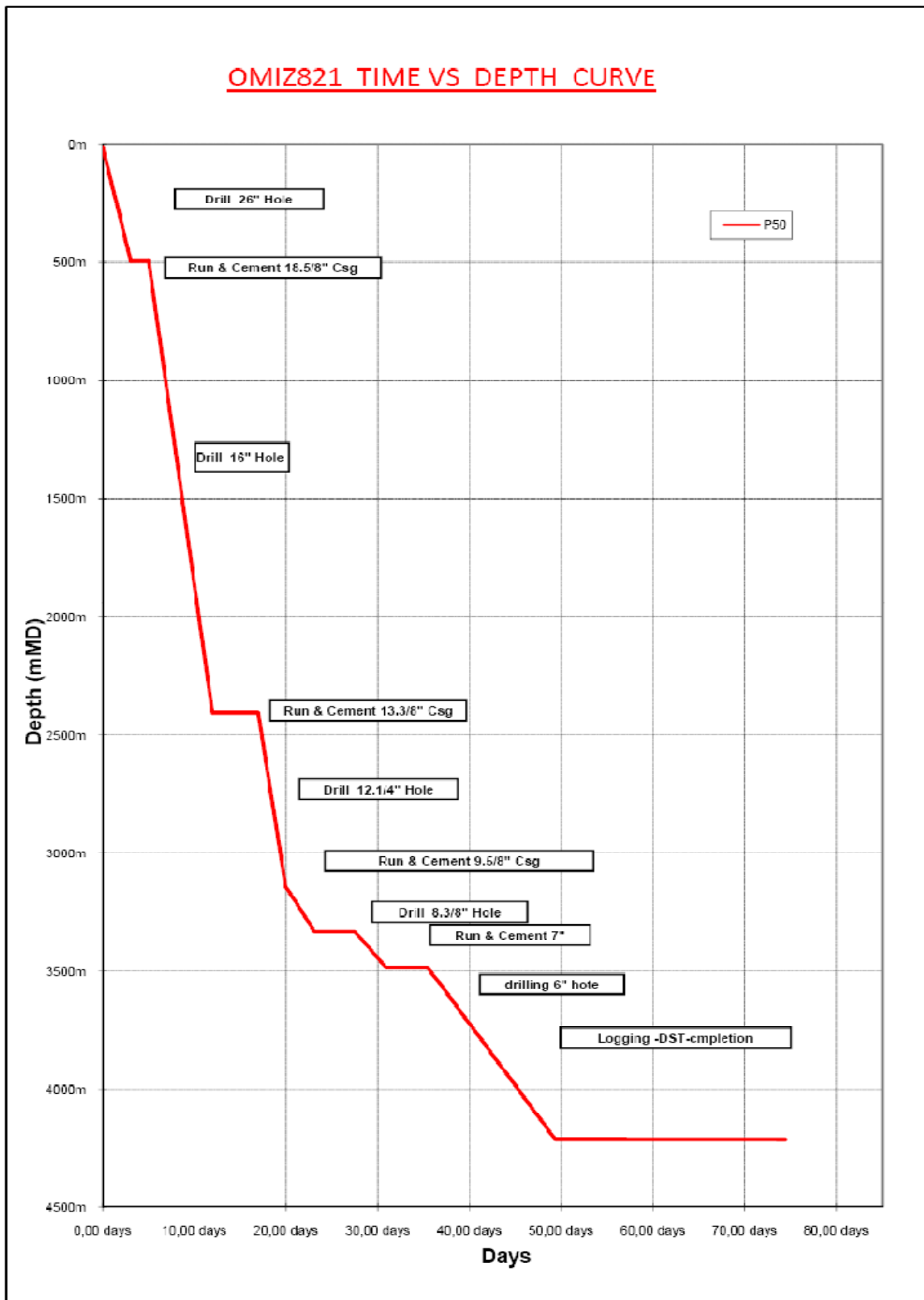


Figure .B.2 : courbe représentative de la profondeur en fonction du temps [30].



## Annexe C

Tableau C.1 : coût des produits de la phase 26" [30]

Product	Quantities Tonne	unit Price (dollar)	Total price (dollar)
SODA ASH	0,5	1100	550
CAUSTIC SODA	1	1450	1450
BENTONITE	80	220	17600
ECOLLUBE	2	2900	5800
AVADETER	3	1100	3300
victosal (300m3 to treated	1,2	1900	2280
GRANULAR C	2	600	1200
GRANULAR M	1	1050	1050
AVAMICA C	2	1100	2200
AVAMICA M	1	850	850
Total (\$)		36280	

Tableau C.2 : coût des produits de la phase 16" [30]

Product	Quantities tonne	unit Price (dollar)	Total price (dollar)
AVABENTOIL SA	0,5	2526	1263
AVABENTOIL HY	0,5	3400	1700
AVOIL TN/LT	0,68	5000	3400
AVOIL PE/LT	0,54	3600	1944
AVOIL SE/LT	0,54	3800	2052
AVOIL FC	0,72	3600	2592
LIME	2	163	326
BARITE	21	204	4284
OBM 70/30 1.20sg (m3)	180	323,57	58242
OBM 80/20 1.20sg (m3)	200	342,09	68418
OBM 90/10 1.20sg (m3)	280	383,35	108178
OBM TRANSFEERED TO NEXT SECTION m3	-378	437,57	-165401,36
Total (\$)		86998,24	

**Tableau C.3** : coût des produits de la phase 12" <sup>1/4</sup> [30]

Product	Quantities tonne	unit Price (dollar)	Total price (dollar)
AVABENTOIL PE	2,160	3600	7776
AVABENTOIL SE	2,160	3800	8208
AVOIL TN/LT	0,68	5000	3400
AVOIL WA/LT	1,44	163	4608
BARITE	829,500	204	169218
OBM 90/10 0.90sg (m3)	94	323,57	30295,26
OBM RECOVERED from previous section	378	342,09	68418
LIME	6	163	978
OBM TRANSFEERED TO NEXT SECTION	-395,000	620,08	-244932,5657
Total (\$)		145802,56	

**Tableau C.4** : coût des produits de la phase 8" <sup>3/8</sup> [30]

Product	Quantities tonne	unit Price (dollar)	Total price (dollar)
AVABENTOIL SA	0,3	2526	757,8
AVABENTOIL HY	0,3	3400	1020
AVOIL TN/LT	0,68	5000	3400
OBM 90/10 0.90sg (m3)	380	322,29	122470,20
OBM RECOVERED from previous section	395	628,49	248254,43
OBM 1.50 sg 90/10 back loaded to LMP	350	-253,24	-88634,00
OBM 1.45 sg 90/10 back loaded to LMP	350	-279,90	-97965,00
OBM Transferred to next section	40	-268,28	-10731,01
Total (\$)		178572,42	

**Tableau C.4 : coût des produits de la phase 6" [30]**

Product	Quantities tonne	unit Price (dollar)	Total price (dollar)
AVABENTOIL SA	0,25	2526	631,50
AVABENTOIL HY	0,25	3 400	850,00
AVOIL TN/LT	0,36	4600	1656,00
INCORR	0,6	2700	1620,00
OBM RECOVERED from previous section	40	-260,89	-10435,79
OBM 1.35sg 95/05 CaCO <sub>3</sub> (m3)	260	428,95	111527,00
OBM 0.90sg 90/10 (m3)	60	322,29	19337,40
BRINE NaCl 1.20sg (m3)	120	46	5520,00
OBM 1.35sg 95/05 Back loaded to LMP	-235	214,5	-50407,50
OBM 1.50sg 90/10 Back loaded to LMP	-100	253,24	-25324,00
Total (\$)		54 974.61	