



**UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA - BEJAIA  
FACULTE DE TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT DES MINES ET GEOLOGIE**

**En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines et**

**Géologie**

**Option : Valorisation des Ressources Minérales**

*Mémoire de Master*

*Présenté par :*

*Melaz Lwiza*

*Guessoum Amer*

**Thème**

***Comportement des boues de forage à base  
d'eau et d'huile dans la phase 12<sup>1/4</sup>" pour les  
puits GBF-5 et HMN-4***

Soutenu le 16/06 /2015 devant le jury composé de:

Président: M<sub>me</sub> Bounab

M.A.A U.A.M.B

Encadreur : M<sub>me</sub> K.Kicher

M.A.B U.A.M.B

Examineur: Mr Akdim

M.A.A U.A.M.B

*Année Universitaire 2014/2015*



## *Remerciements*

*Toute notre gratitude et nos mercis à Dieu Allah,  
Notre créateur qui nous a donné la force  
Et le courage pour effectuer ce travail.*

- ☞ *Nous tenons à remercier chaleureusement Notre promotrice pour sa patience, sa disponibilité, et sa compréhension.  
Mme : **kicher Kahina**.*
  
- ☞ *Nous remercions aussi les membres de jury ; **M' Akdim** d'avoir accepter d'examiner et de juger notre travail et **M<sup>me</sup> Bounab** d'avoir accepter d'être présidente de jury.*
  
- ☞ *Nos remerciements vont également aux membres de la société **BASP Ali Triki, Yacine Mahdjoubi**, et tous personnel de stage*
  
- ☞ *A toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, surtout **Kennich Ismail***

# DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail*

*A mon cher père **Ahmed** et ma chère mère **Aicha** et*

*A mes frères, mes sœurs, mes oncles et mes tantes*

*La famille **Guessoum** et toute La famille **Temacini**.*

*Tous mes amis en particulier : **Djalal, Kamal, Saouli, Oussama, Ahmed, Bilal, Bilal toual, Safi, Khalil, Fathi, nassim, bilal 34, zaki tchit, mitchou, mahmoud** et bien sûr mes amis de ihddaden, a3mriw et **Melaz Lwiza**.*

*A tous mes collègues de la deuxième promotion mines*

*Spécialité : **valorisation des ressources minérales**.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour la réalisation*

*De ce Modest travail.*

**G.Amer**





## DÉDICACE

*A la mémoire de ma grand-mère qu'elle repose en paix*

*A mon cher père **Mohammed** à ma chère mère **Nadia** merci pour votre soutien et  
votre patience.*



*A ma sœur **Zahra** et mon frère **Ahcen***



*A tous les membres de la famille **Melaz** et la famille **Yessad** et tous mes cousins et  
cousines.*

*A ma sœur et copine de parcours **Biba**, a mon équipe de choc : ma star*

***Lydia, Sonia, Melissa, Farida**, à toi **Hmimi** et a tous mes amis et tous ceux que j'ai*

*connu durant mes années de fac.*



*A mon binôme **Guessoum Amer**.*



*Je vous dédie ce travail.*

**M. Louisa**



## *TABLE DE MATIERE*

### **Introduction General**

#### **Partie I : Partie Théorique**

##### *Chapitre I :*

##### *Généralité sur le forage pétrolier*

<b>I.1.Généralités sur le forage</b>	<b>3</b>
I.1.1.Historique du forage	3
I.1.2.Définition de forage pétrolier	3
I.1.3.Principe de forage rotary	3
<b>I.2.description de champs de pétrole à HMD</b>	<b>6</b>
I.2.1.la position du gisement de HMD	6
I.2.2.la nature des champs de HMD	6
I.2.3.programme de forage	7

##### *Chapitre II : les fluides de forage*

<b>II. Généralités sur les fluides de forage</b>	<b>10</b>
<b>II.1.principales fonctions des fluides de forage</b>	<b>10</b>
II.1.1.le nettoyage des puits	10
II.1.2.maintien des déblais en suspension	11
II.1.3.sédimentation des déblais fin en surface	11
II.1.4.refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde	11
II.1.5.prevention du cavage et des resserrements des parois du puits	12
II.1.6.dépôt d'un cake imperméable	12
II.1.7.prevention des venues d'eau, de gaz ou huile	12
II.1.8.augmentation de la vitesse d'avancement	13
II.1.9.entrainement de l'outil	13
II.1.10.diminution du poids apparent du matériel de sondage	13

---

II.1.11.apport de renseignements de sondage	13
II.1.12.contamination des formations productrices	14
II.1.13.corosion et usure du matériel	14
II.1.14.toxicité et sécurité	14
<b>II.2.classification des fluides de forage</b>	<b>15</b>
II.2.1.les boues à base d'eau	16
II.2.2.les boues à base d'huile	17
<b>II.3.propriétés physiques des fluides de forage</b>	<b>18</b>
II.3.1.densité et masse volumique	18
II.3.2.Rhéologie	19
II.3.3.la viscosité	20
II.3.3.1.La contrainte seuil	21
II.3.3.2.Gels et thixotropie	21
II.3.4.Propriétés des filtrations des fluides de forage	22
<b>II.4.Caractéristiques chimiques des boues</b>	<b>23</b>
II.4.1.Généralité sur la chimie analytique	23
II.4.1.1.dosage analytique	23
<b>II.5.les avantages et les inconvénients de chaque boue</b>	<b>25</b>
II.5.1.boue à base d'eau	25
II.5.1.1.inconvénients	25
II.5.1.2.avantages	25
II.5.2.boue à base d'huile	25
II.5.2.1.inconvénients	25
II.5.2.2.les avantages	26

**Chapitre III :**  
***Les argiles et les polymères dans les fluides de forage***

<b>III.1.préambule</b>	<b>27</b>
<b>III.2.Propriétés générales des argiles</b>	<b>28</b>
<b>III.3.Les argiles dans les fluides de forage</b>	<b>28</b>
<b>III.4.Les problèmes rencontrés au cours du forage</b>	<b>29</b>
III.4.1.Le gonflement et la dispersion des argiles	29
III.4.2.Endommagement de la formation géologique	30
<b>III.5.Les polymères dans les fluides de forage</b>	<b>31</b>
III.5.1.Historique	31
III.5.2.propriétés des polymères	31
III.5.2.1.Viscosifiants	31
III.5.2.2.Défloculants	32
III.5.2.3.Floculants	32
III.5.2.4.Surfactants	32
III.5.2.5.Additifs de filtrat	33
<b>III.6.Relation entre les fonctions des polymères et leurs structures générales</b>	<b>34</b>

**Partie II : Partie expérimentale**

**Chapitre I :**  
***appareillage et mode opératoire***

<b>I.1 préambule</b>	<b>35</b>
<b>I.2. Description des systèmes des boues</b>	<b>36</b>
I.2.1. La boue à base d'huile (OBM)	36
I.2.2. La boue à base d'eau (WBM)	36
<b>I.3. Préparation et caractérisation des systèmes</b>	<b>36</b>
I.3.1. procédure de préparation	36
<b>I.4.caracterstiques des systèmes</b>	<b>40</b>



I.4.1.tests physiques	41
I.4.1.1.la densité	41
I.4.1.2.viscosimètre FANN	41
I.4.1.3.filtre presse HPHT	43
I.4.1.4.Filtre presse standard	44
I.4.1.5.Stabilité électrique	45
I.4.2.tests chimiques	46
I.4.2.1.alcalinité	46
I.4.2.2.Total Hardness	47
I.4.2.3.mesure de chlorure	47
<b>I.5.caractérisation des cuttings</b>	<b>48</b>
<b>I.6.test de dispersion</b>	<b>49</b>

***Chapitre II :***  
***Résultats et discussions***

<b>II .Résultats et discussions</b>	<b>51</b>
<b>II.1.resultats des analyses physiques</b>	<b>51</b>
II.1.2.Interprétation des résultats	52
<b>II.2. les résultats chimiques</b>	<b>53</b>
<b>II.3.caractérisation des cuttings</b>	<b>56</b>
II.3.1.les résultats de test de dispersion	57
II.3.2.les résultats de test DRX	58
<b>II.4.Les aspects de comparaison</b>	<b>59</b>
II.4.1.Aspect technique	59
II.4.1.1.La durée de forage	59
II.4.1.2.Volume de la boue utilisé	60
II.4.1.3.Performance	60
II.4.2.Aspect économique	61
II.4.3.Aspect environnemental	62

II.4.3.1.Définition des bourbiers	62
II.4.3.2.Influences des bourbiers sur l'environnement	63
<b>Conclusion générale</b>	66
<b>Bibliographie</b>	

## Liste des figures

### Partie théorique

<b>Figure I.1:</b> coupe schématique d'un forage (Salimani.A, 2003) .....	<b>5</b>
<b>Figure I.2 :</b> gisement de Hassi Messaoud(BASP).....	<b>7</b>
<b>Figure I.3 :</b> la coupe lithologique de puits GBF-5. [Documentation de forage IAP] .....	<b>8</b>
<b>Figure I.4:</b> la coupe lithologique de puits HMN-4. [Documentation de forage IAP] .....	<b>9</b>
<b>Figure II.1 :</b> cycle de fluide sur le site de forage (Daddou.M, 2005).....	<b>15</b>
<b>Figure II.2 :</b> Les types des fluides de forage. (Heriot-W, 2005).....	<b>16</b>
<b>Figure III.1 :</b> Structure élémentaire des argiles (Wikipédia).....	<b>27</b>
<b>Figure III.2 :</b> La structure d'un polymère (BASP) .....	<b>33</b>

### Partie expérimentale

<b>Figure I.1:</b> Densimètre (drilling fluids; 2005) .....	<b>41</b>
<b>Figure I.2:</b> Viscosimètre FANN 35 A (Drilling fluids; 2005) .....	<b>42</b>
<b>Figure I.3 :</b> Filtre presse HPHT (Drilling fluids; 2005) .....	<b>44</b>
<b>Figure I.4:</b> Filtre press API (drilling fluids, 2005) .....	<b>45</b>
<b>Figure I.5 :</b> Testeur de stabilité (Drilling fluids; 2005) .....	<b>46</b>
<b>Figure I.6 :</b> appareil de XRD(Drilling fluids; 2005) .....	<b>48</b>
<b>Figure I.7 :</b> Les échantillons préparés (Photo prise dans laboratoire de BASP) .....	<b>50</b>
<b>Figure II.1.</b> Les résultats de Pf (5photo prise le 26/03/2105 lors de la manipulation) .....	<b>54</b>
<b>Figure II.2 :</b> Les résultats de Mf (photo prise à BASP) .....	<b>54</b>
<b>Figure II.3.</b> Les résultats de Pm [photo prise à BASP) .....	<b>55</b>
<b>Figure II.4.</b> résultats de dispersion .....	<b>56</b>
<b>Figure II.5:</b> Spectre de DRX des cuttings (fait à laboratoire GC) .....	<b>58</b>

---

<b>Figure II.6:</b> la profondeur forée en fonction des jours (BASP) .....	<b>59</b>
<b>Figure II.7 :</b> la performance des fluides de forage dans la phase 12 <sup>1/4</sup> "(BASP) .....	<b>60</b>
<b>Figure II.8 :</b> Le coût de fluide par mètre (BASP) .....	<b>61</b>
<b>Figure II.9 :</b> Traitement des rejets (S.Bellatache, 2013) .....	<b>62</b>
<b>Figure II.10 :</b> Photo de Bourbiers avant le forage (Belahbib, 2012) .....	<b>63</b>
<b>Figure II.11 :</b> Photo de Bourbiers après le forage (Belahbib, 2012) .....	<b>63</b>

## Liste des tableaux

### Partie théorique

**Tableau II.1** : Densités moyennes de quelques produits secs ..... 19

**Tableau III.1** : Caractéristiques et fonctions existant entre les différents polymères ..... 34

### Partie expérimentale

**Tableau I.1** : Ordre et temps de mixage des constituants d'une boue performatrol [BASP] . 37

**Tableau I.2** : Ordre et temps de mixage des constituants d'une boue Invermul [BASP] ..... 38

**Tableau I.3** : L'ensemble des équipements utilisés pour la mesure des paramètres physiques 40

**Tableau II.1** : Les résultats obtenus avant et après Hot Rolling ..... 51

**Tableau II.2** : Les résultats de ( $Y_p$ ) et ( $V_p$ ) ..... 51

**Tableau II.3**: Les résultats de chlorure et total hardness ..... 55

**Tableau II.4**: Les résultats de chlorure et total hardness pour le système Invermul..... 56

**Tableau II.5** : Ensemble des résultats obtenus de test de dispersion ..... 56

**Tableau II.6** : Le volume des fluides de forage utilisé dans la phase 12<sup>1/4</sup> [BASP] ..... 60

**Tableau II.7** : Performance des deux fluides de forage dans la phase 12<sup>1/4</sup>[BASP] ..... 60

**Tableau II.8** : Le coût des deux systèmes de fluide de forage..... 61

**Tableau II.9** : les différents aspects de comparaison entre les deux systèmes de boue..... 65

## Liste des abréviations

**HMD** : Hassi Messaoud

**L300** : lecture à 300 ;

**L600** : lecture à 600 ;

**Vp** : viscosité plastique ;

**Va** : viscosité apparente ;

**Yp**: yield value;

**Pa**: Pascal;

**OBM** (Oil Based Mud): boue à base d'huile;

**WBM** (water based mud): boue à base d'eau;

**BASP**: Baroid Algeria Services Aux Puits;

**MgH** : l'hydroxyde de magnésium ;

**NaOH** : l'hydroxyde de sodium ;

**IRM** : Imagerie à Résonance Magnétique ;

**BaSO<sub>4</sub>** : sulfate de baryum ;

**CaCO<sub>3</sub>** : Carbonate de calcium ;

**Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>** : l'hématite ;

**PbS** : Galène ;

# Introduction Générale

## Introduction Générale

Le pétrole a été une chance formidable pour l'homme. C'est le concentré d'énergie parfait : liquide, il est facilement transportable. Et en le brûlant en petites quantités, on obtient suffisamment d'énergie pour faire tourner des moteurs qui entraînent toutes sortes de véhicules et permettent à toutes sortes de machines de fonctionner. De plus, on peut le transformer en une grande quantité de produits qui sont devenus les matières premières de notre environnement quotidien : plastiques, textiles synthétiques....et bien d'autres produits divers et variés.

Le pétrole se trouve dans les profondeurs du sous-sol. Pour le récupérer, il faut donc aller le chercher, et pour cela il n'existe qu'un seul moyen ; forer jusqu'aux gisements

Un forage d'exploration coûte très cher mieux vaut donc ne pas se tromper quand on se décide.

Le succès d'un forage dépend de plusieurs paramètres dont le sondage, le tubage et les boues de forage qui seront le cœur de notre travail.

La boue en circulant en permanence, refroidit l'outil de forage, aide à attaquer la roche par injection sous pression et nettoie le trou en remontant les morceaux de roche broyée. Elle est aussi indispensable au maintien du trou, pour éviter son effondrement.

La boue de forage est en général à base d'eau dans laquelle ont été ajoutés de nombreux produits. D'abord des particules solides (souvent des argiles) utilisées pour augmenter la densité du gisement, en suite des produits chimiques divers utilisés pour leurs propriétés adaptées à la nature des terrains traversés pour la stabiliser.

La boue de forage peut subir plusieurs altérations lors de pénétration dans le trou (la contamination). Ces problèmes sont dus aux interactions avec les roches argileuses contenues dans les différentes formations traversées. Ceci conduit le plus souvent à une hydratation de ces argiles et par conséquent à leur gonflement suivi de leur dispersion.

Ce problème est résolu jusqu'à présent grâce à l'utilisation des fluides de forages à base d'huile. Mais devant le problème de toxicité d'huile utilisée et le risque de polluer l'environnement, on fait appel aux fluides de forage à base d'eau.



Le travail que nous avons entrepris, consiste essentiellement à décrypter les caractéristiques physiques et chimiques des deux systèmes de boue ainsi que leurs comportements pendant le forage. A l'issue de cette étude, nous déterminerons le système le plus adéquat pour la zone d'étude.

Ce travail est subdivisé en deux grandes parties :

- une partie théorique : dans laquelle nous avons évoqué des généralités sur le forage pétrolier, les boues de forage et les caractéristiques des formations argileuses ;
- une partie pratique : dans laquelle nous avons exposé notre travail au laboratoire, les résultats obtenus et leurs interprétations.

# Partie théorique

Limites de notre ouïe, on n'entend que les questions auxquelles on est en mesure de trouver une réponse.....

**NIETZSHE**

# Chapitre I :

## Généralité sur le forage pétrolier

## **I.1.Généralités sur le forage pétrolier**

Il y a bien longtemps, le forage se fait par un outil massif fixé au bout d'une tige lourde qui est suspendu à un balancier, et qui tombe sous son propre poids et débite la roche en éclats ; le balancier est animé par l'action humaine ou animale puis par la machine à vapeur dans le temps qui suit, mais quel que soit la méthode, il fallait périodiquement débarrasser le fond des trous des déblais, dont le nettoyage se fait avec un outil cylindrique. [1]

### **I.1.1 Historique du forage pétrolier**

En août 1859, le colonel DARKE forage son premier puits de pétrole, à vingt-trois mètres de profondeur près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A). Il employa le système de forage par battage au câble qui est utilisé pour attaquer le terrain. L'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier. Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions où ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé. Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901. J.F.LUCAS forage au moyen d'un appareil de forage rotary le premier puits dans le champ de Spindletop près de Beaumont (Texas). [1]

### **I.1.2. Définition de forage pétrolier**

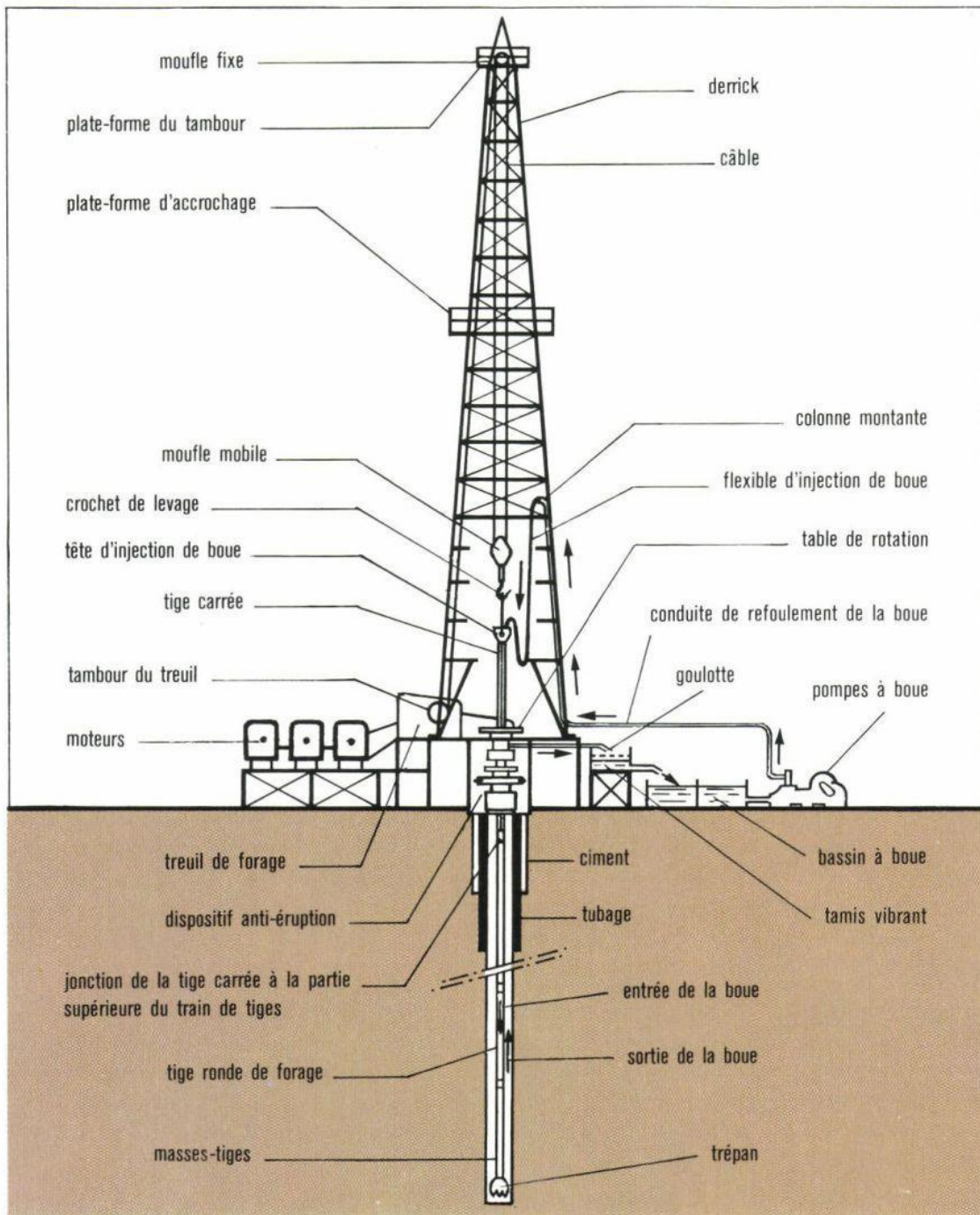
On appelle "forage pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ceci permet d'avoir une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [1]

### **I.1.3. Principe de forage rotary**

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricônes ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, 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 débris 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.

Ce sont les masses tiges qui vissées au-dessus de l'outil, appuient sur celui-ci. Ces masses tiges prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage. La totalité de la garniture de forage est percée en son centre afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil : un joint rotatif étanche "tête d'injection" doit couronner la tige d'entraînement et permettre la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieur de la garniture. Un appareil de forage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvrer celle-ci : c'est le rôle du derrick, du crochet de forage et du treuil (fig I.1). [1]



**Figure I.1** : coupe schématique d'un forage [A.Slimani ; forage pour non foreurs ; 2003]

## **I.2.Description de champs de pétrole à Hassi Messaoud**

Le gisement de Hassi Messaoud est le premier gisement en Algérie accumulant des quantités importantes en pétrole, par contre celui de Hassi Rmel accumule des quantités importantes en gaz.

Ces gisements ne sont pas entièrement exploités malgré l'ancienneté de leurs découvertes.

Depuis 1956, de nombreux puits forés à travers tous le Sahara Algérien ce qui nous ramène à dire que la nature et les propriétés des champs sont normalement définie par [2]:

- La nature des formations à chaque phase de forage.
- Les profondeurs maximales pour arriver à la zone productrice.
- La température à l'intérieur des produits qui varie selon la profondeur forée.
- La pression du gisement de HMD c'est à dire l'évolution des pressions du puits.
- Les étapes de forage.

### **I.2.1.La position du gisement de HMD**

Les champs de pétrole de HMD sont situés au Sud du pays ; distants par rapport à la capitale d'environ 800Km et aux frontières tunisiennes de 300km. Et compris entre longitudes 700Km et 840Km Ouest et la latitude 110m Sud et 150m Nord. [2]

### **I.2.2.La nature des champs de HMD**

Les caractéristiques des champs de HMD 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 [2] :

- Couche à formation sableuse.
- Couche à formation argileuse.
- Couche à formation riche en sels.

### **I.2.3.Programme de forage**

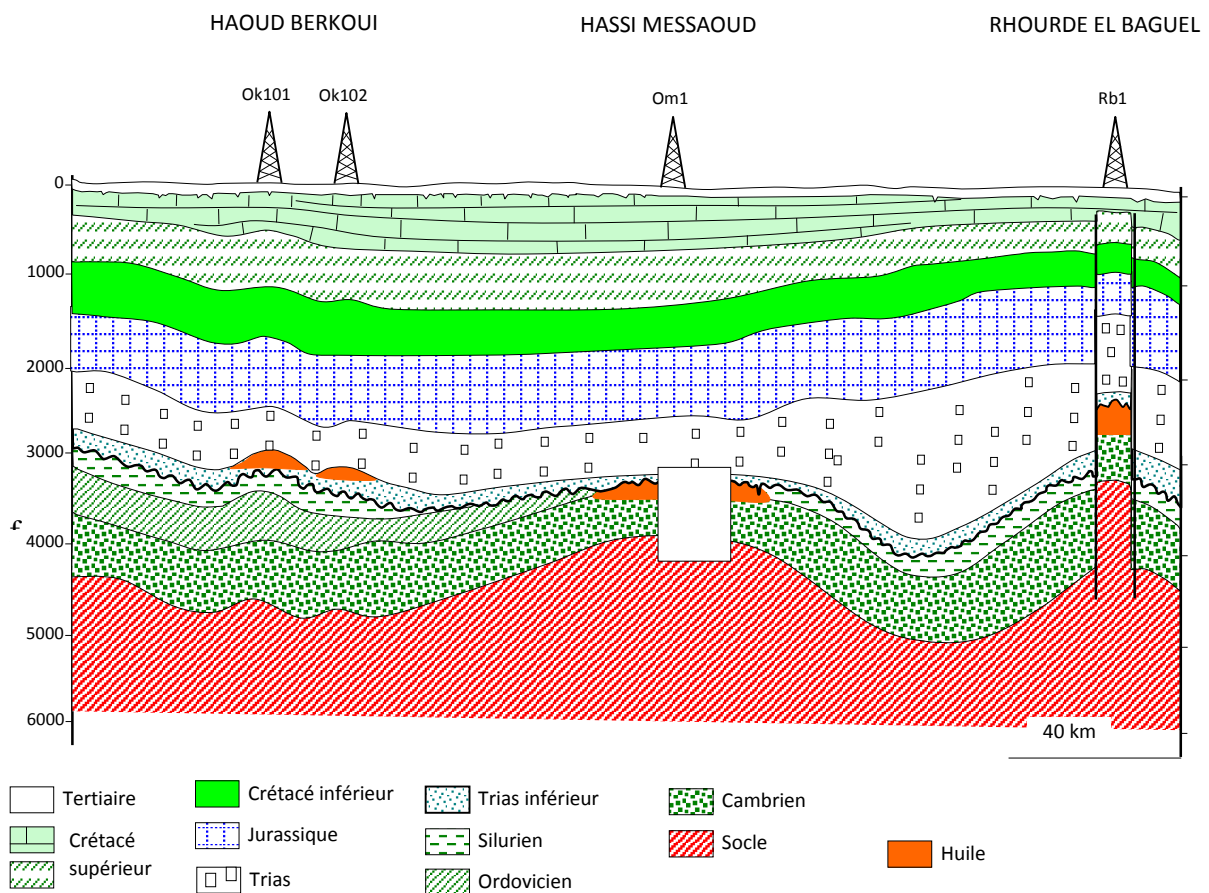
Le programme est constitué de trois phases :

Phase A : Le forage se fait avec l'outil de diamètre 17"  $\frac{1}{2}$  jusqu'à la profondeur de 350m et le tubage se fait avec diamètre 13"  $\frac{3}{8}$ . Durant le forage de cette phase, des problèmes de cavages et d'éboulement sont souvent rencontrés à cause de la nature sableuse de la couche.

Phase B : on fore avec l'outil de diamètre 12"  $\frac{1}{4}$  de 350m jusqu'à 2450m de profondeur et le tubage ce fait avec le diamètre de 9"  $\frac{5}{8}$ . les formations de cette zone sont de nature argileuse.

Phase C : on fore avec l'outil de diamètre 8"  $\frac{1}{2}$  et quelque fois avec 6pouces de 2450m jusqu'à la fin du forage (3100-4000) m.

L'atteinte de la zone productrice va mettre fin à cette phase qui va être suivie d'un carottage à l'aide d'un outil spécial pour éviter le colmatage des pores avec la boue. [3]



**Figure I.2 :** Gisement de Hassi Messaoud. [Documentation prise par l'entreprise BASP].



### GBF-5 Geological Prognosis

RTE: 421.18 mAMSL  
GLE: 412.03 mAMSL

GBF-5 Location: 431 250 mE  
3 077 190 mN

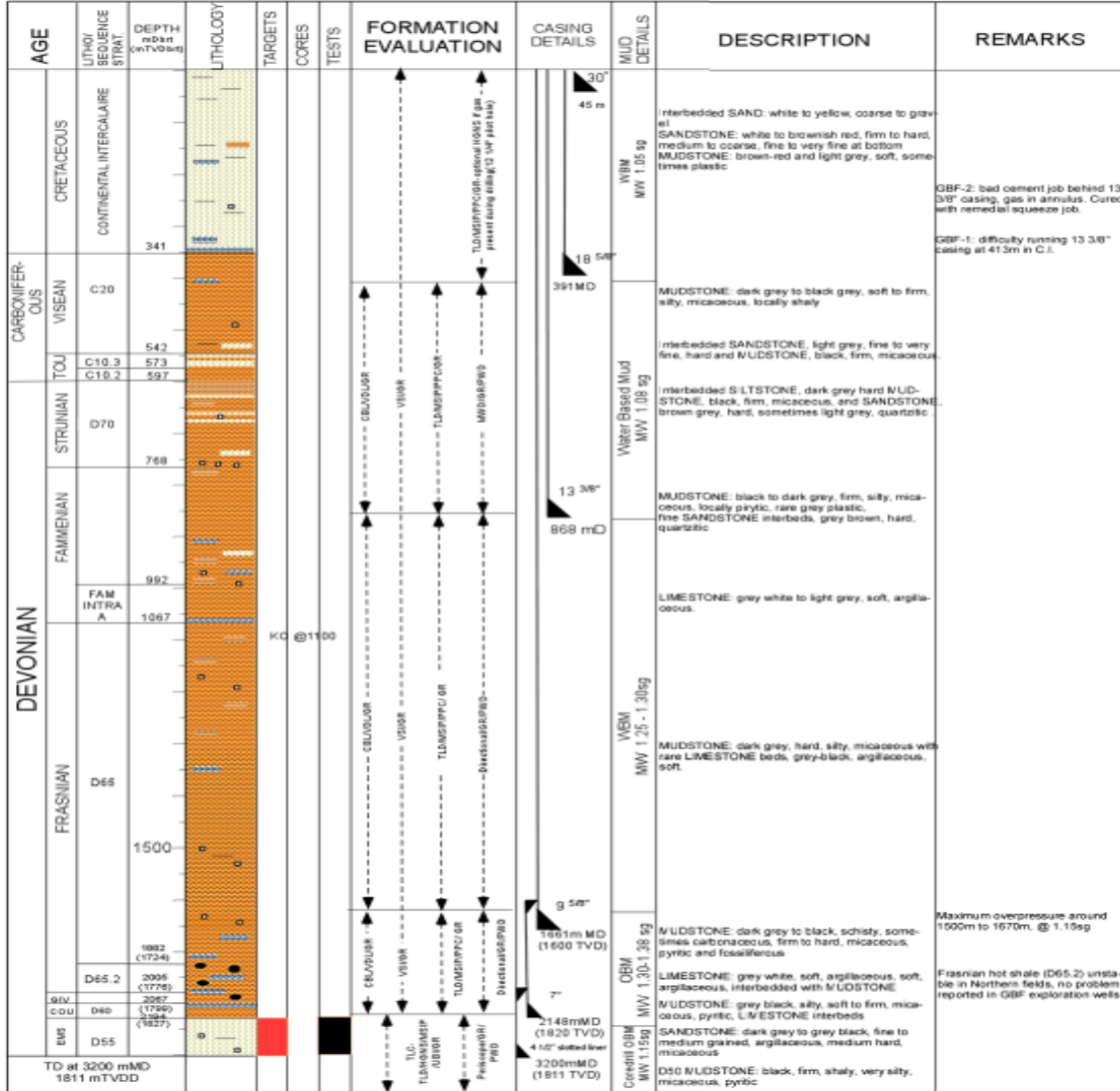


Figure I.3 : la coupe lithologique de puits GBF-5. [Documentation de forage IAP]

### HMN-4 Geological Prognosis

RTÉ: 421.32 mAMS  
GLE: 412.17 mAMS

HMN-4 Location: 460 649.938 mE  
3 042 831.005 mN

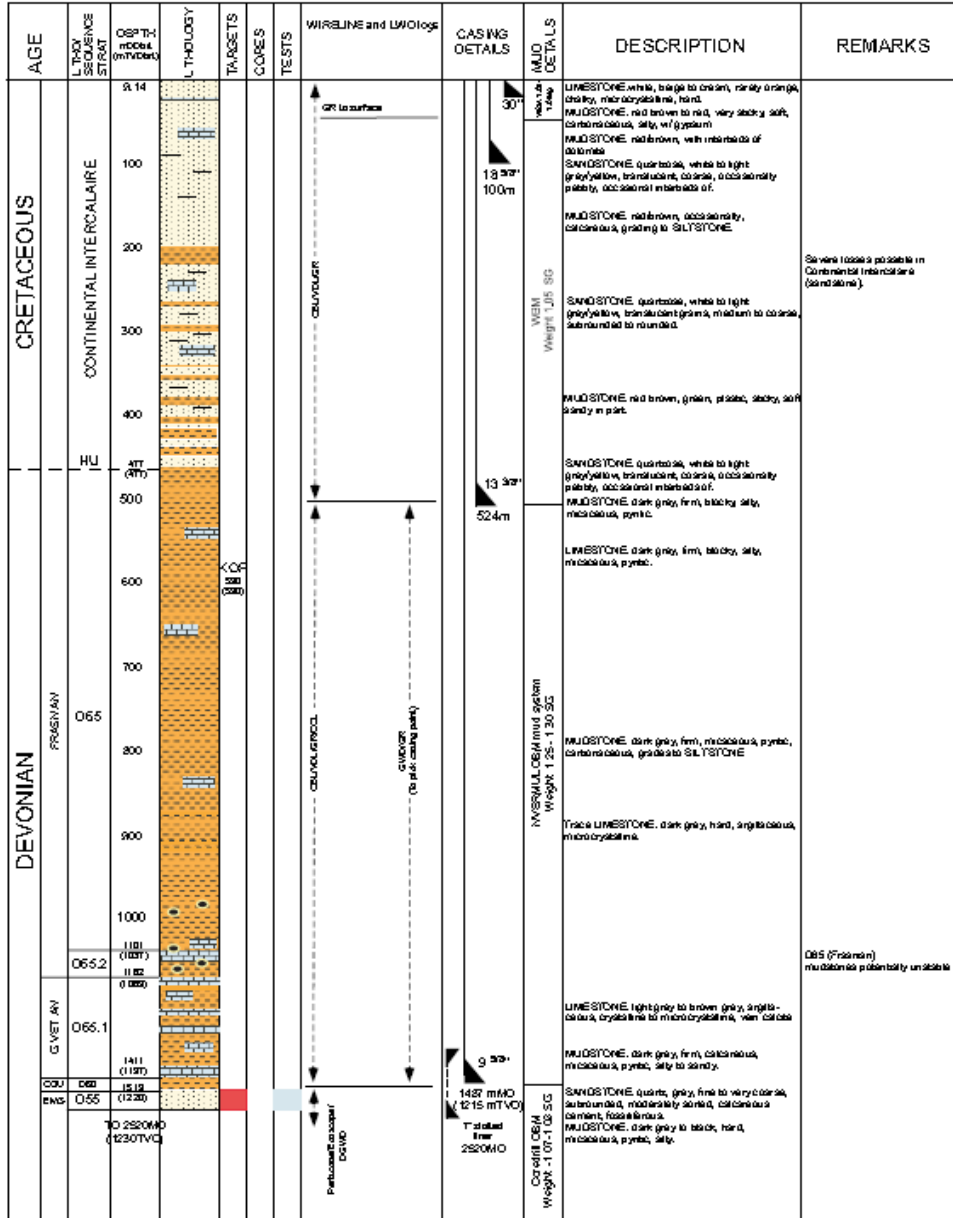


Figure I.4: la coupe lithologique de puits HMN-4. [Documentation de forage IAP]

# Chapitre II :

## Les fluides de forage

## II. Généralités sur les fluides de forage

Le succès d'un forage de l'écorce terrestre dépend principalement des performances du fluide qui circule dans la tige de forage en rotation, et dans l'outil, pour remonter ensuite dans l'espace annulaire entre la tige et la formation ou le tubage d'acier vers la surface.

A mesure que les recherches de réservoirs d'hydrocarbures s'intensifient et se dirigent vers le forage off-shore où les réservoirs sont plus profonds, le rapport cout/performance des fluides de forage devient de plus en plus critique.

Le prix de revient d'un fluide est important, mais le prix total d'un forage l'est beaucoup plus et cela peut être fortement influencé par les performances du fluide de forage. Un fluide de forage à faible prix ne signifie pas forcément un puits à prix de revient peu élevé.

C'est pour cela que la conception, la formulation et la maintenance des fluides sont primordiales. Le terme « fluide de forage » est préféré au terme générique « boue de forage », beaucoup plus utilisé, car ses propriétés font partie de système et ne sont pas les résultats d'un phénomène naturel obtenu lors d'un mélange d'eau et d'argile de formation. De plus la composition des fluides de forage peut varier énormément et par conséquent le terme « boue » qui désigne un simple mélange d'eau et d'argile prêt à confusion. [4]

En fonction de la nature de la phase continue, les fluides de forage se subdivisent en :

- boue de forage à base d'huile.
- Boue de forage à base d'eau.
- Boue de forage gazeux.

### II.1.Principales fonctions des fluides de forage

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

#### II.1.1.Le nettoyage des puits

La boue débarrasse le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roches appelés couramment « cuttings ».

L'aptitude de boue à entrainer les déblais dépend de sa rhéologie, de sa densité, et de sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire. [4]

### **II.1.2.Maintien des déblais en suspension**

La boue doit non seulement débarrasser les puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation, dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement, et ceci est possible grâce à la nature thixotrope du fluide.

### **II.1.3.Sédimentation des déblais fins en surface**

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. En effet, dans le cas du maintien en suspension dans le sondage, c'est à tous les déblais et particulièrement aux particules les plus grosses que nous nous intéressons.

En surface le problème est différent car c'est une boue débarrassée des déblais éliminés sur les toiles des vibrateurs. Le fluide ne conserve pas donc en suspension que les particules les plus fines et les plus denses dans un circuit favorisant la décantation.

### **II.1.4.Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde**

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

La circulation de la boue au centre de l'outil assure son nettoyage ainsi que sa lubrification. Cette dernière est bien sûr en fonction du type de boue et de ses caractéristiques.

Une addition d'huile émulsionnée dans la phase aqueuse est souvent un élément favorable. Des additifs antifrictions et des lubrifiants d'extrêmes pressions ont été mis au point. Additionnés à la boue, ils permettent de réduire considérablement les coefficients de frottement, prolongeant ainsi la durée de vie des outils, du train de sonde et de toutes les pièces métalliques en mouvement dans le puits. De plus le dépôt d'un film de boue (cake) sur les parois du puits diminue le frottement de la garniture de forage, en rotation et en manœuvre.

### **II.1.5.Prevention du cavage et des resserrements des parois du puits**

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

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

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

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

### **II.1.6.Dépôt d'un cake imperméable**

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

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. De ce fait il est possible de réaliser des « découvertes » importantes donc de réduire le nombre des tubages techniques et réaliser ainsi une économie notable. Ce cake devra posséder certaines qualités qui sont en fonction du type de boue et de l'équilibre physicochimique du fluide.

### **II.1.7.Prevention 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 gisements. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximales et minimales : un minimum afin de contrôler la pression

des couches et maximum afin de ne pas créer des suppressions qui pourraient endommager les formations et les réservoirs.

### **II.1.8. Augmentation de la vitesse d'avancement**

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

Dans certains cas particuliers « forage au jet » par exemple, des caractéristiques de la boue et la géométrie du sondage découlent les autres paramètres et les performances.

D'autre part il est démontré qu'une différence de pression de fond minimum entre la colonne de la boue et la formation est un facteur favorable à la dégradation de la roche par l'outil. Une contre-pression excessive réduit considérablement la vitesse d'avancement.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

### **II.1.9. Entraînement de l'outil**

Dans le cas du turboforage, la boue entraîne la turbine. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série de vents et à mettre en mouvement les tubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits.

### **II.1.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage**

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

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

### **II.1.11. Apport de renseignements de sondage**

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

✓ Cuttings remontés par la circulation de boue. La boue devra altérer le moins possible ces échantillons de roche au cours de leur transport.

✓ Evolution des caractéristiques physicochimiques de la boue ; une variation de densité peut indiquer une légère venue de fluide non encore décelable en volume. Une variation de concentration en chlorure annonce la présence d'évaporites.

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

De plus, en général et à la fin de chaque phase, des mesures de diagraphies différées sont effectuées dans le puits plein de boue. Certains types de boues rendent impossibles plusieurs mesures électriques dans le sondage. De ce fait, il est indispensable de faire intervenir le critère de diagraphie dans le choix d'un type de boue.

### **II.1.12. Contamination des formations productrices**

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

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

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

### **II.1.13. Corrosion et usure du matériel**

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

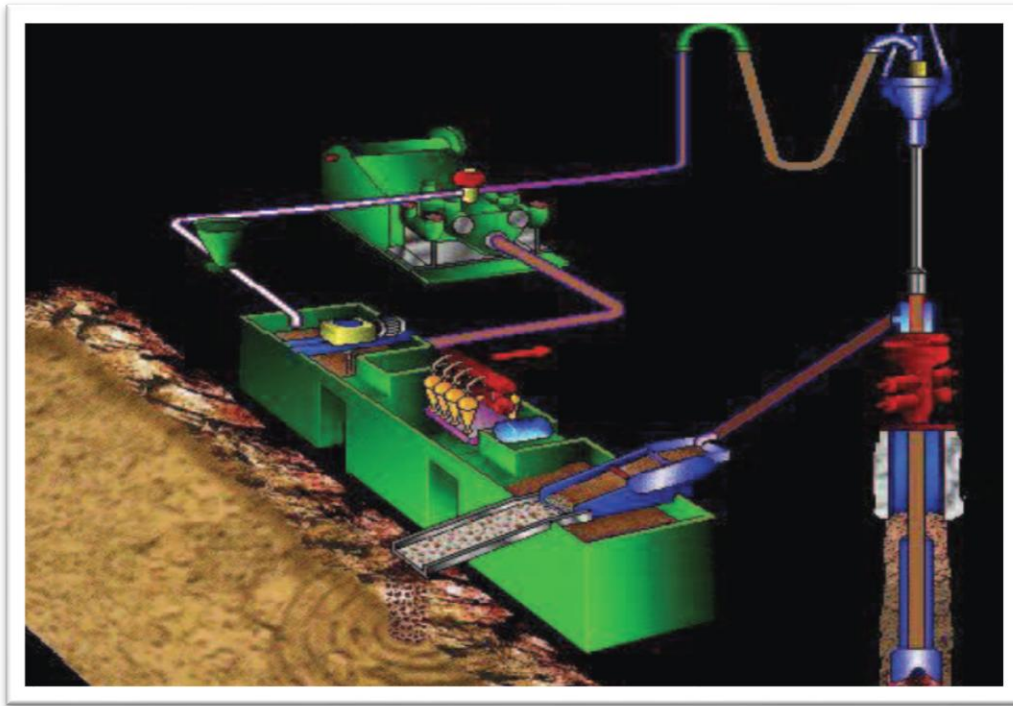
Elle peut aussi dans certains cas avoir une action corrosive électrolytique qui devra être minimisée en ajustant son équilibre chimique et physique par l'addition des agents anti corrosifs.

### **II.1.14. Toxicité et sécurité**

La boue de forage ne devra pas présenter un danger pour la santé du personnel. Elle ne devra non plus créer de risque d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation d'un



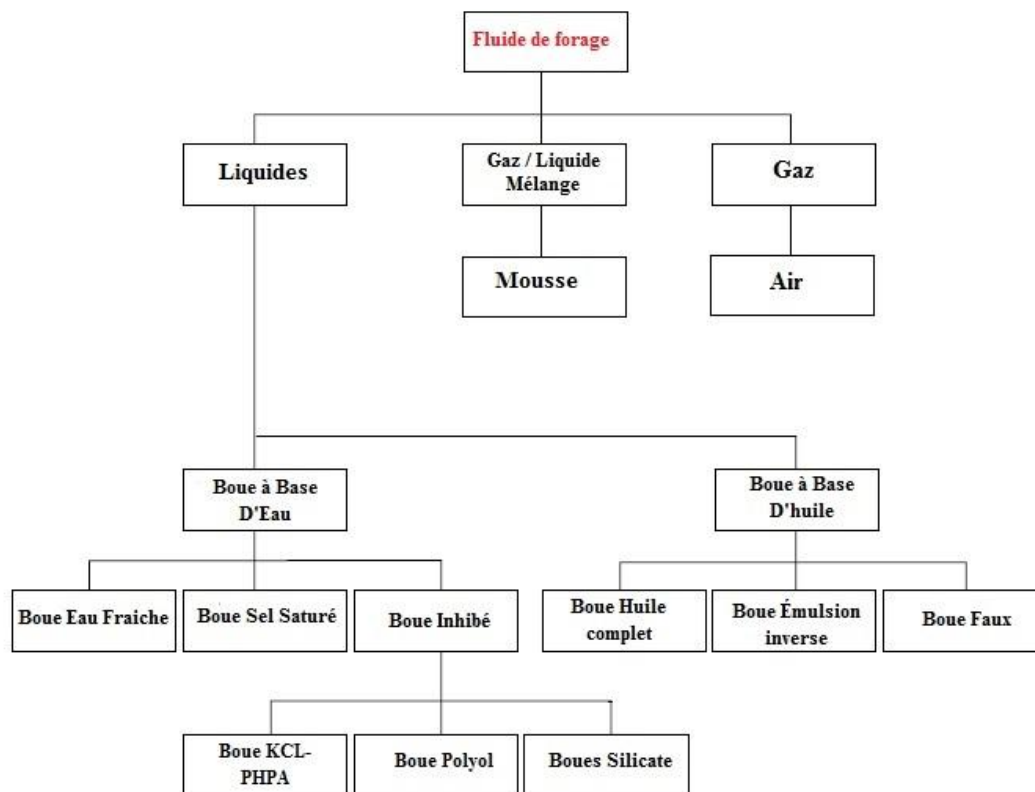
type de boue à base d'huile. L'huile de fabrication devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en usage sur les chantiers.



**Figure II.1** : cycle de fluide sur le site de forage. [Daddou.M, fluide de forage ;2005]

## II.2. Classification des fluides de forage

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé « boue » vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou d'huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes. Ils sont classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation ; l'air, l'eau ou l'huile. (fig II.2)[5]



**Figure II.2 :** Les types des fluides de forage. [Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, drilling fluids ch-9 ;2005]

### II.2.1. Les boues à base d'eau

Les fluides de forage à base d'eau sont des fluides dont la phase continue est l'eau, notamment chargée en électrolytes et autres additifs dont des polymères. Ces fluides constituent le type de boue le plus utilisé dans le domaine du forage.

On classe généralement les boues à base d'eau en trois grandes familles, selon la teneur en Na Cl:

- Boues douces: salinité de l'ordre de quelques grammes par litre.
- Boues salées: présentant une teneur d'environ une dizaine de g/l.
- Boues salées saturées: la saturation est atteinte pour une concentration de 320g/l environ en Na Cl.

Ces fluides sont souvent désignés par « Water-Based Muds » ou WBM. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau dont les caractéristiques rhéologique et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes

et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation, (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines).

Parmi les additifs on peut trouver :

- ✓ Des viscosifiants : argiles naturelles (souvent des bentonites).
- ✓ Des réducteurs de filtrat : servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide.
- ✓ Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles : KCL, glycérol, silicates ou divers polymères.
- ✓ Des alourdissants : comme la barytine (sulfate de baryum  $BaSO_4$ ) et la calcite (carbonate de calcium  $CaCO_3$ ) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite ( $Fe_2O_3$ ) ou de la galène ( $PbS$ ) ; la calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement.
- ✓ Des colmatants : additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix).

### II.2.2. Les boues à base d'huile

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazoil...) et la phase dispersée est l'eau, dont la proportion peut atteindre 50% ou plus en volume. Selon le pourcentage d'eau, ces boues peuvent être classées en deux types:

- Boues à émulsion inverse «contiennent plus de 5% d'eau».
- Boues à l'huile «contiennent moins de 5% d'eau». [6]

Ces fluides sont souvent désignés par « Oil-Based Muds » ou OBM. La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazoil, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation des huiles minérales ou « synthétiques » contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrats et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler

qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazoil.

### **II.3. 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. Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres : densité, viscosité, filtrat et réactivité.

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. [7]

#### **II.3.1. Densité et masse volumique**

La densité est un paramètre important dans les boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions.

Cependant, elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, le sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) a été utilisé dès 1922.

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

$$P = h \cdot d / 10 \text{ [6]}$$

Avec :

P : pression de la formation ( $\text{kg/cm}^2$ ) ;

h : profondeur de la couche traversée (m) ;

d : densité de la boue.

A cause de cette pression de contrebalancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cet invasion, un produit de filtration, de faible épaisseur, appelé cake, est formé sur les parois du trou foré. Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (tableau II.1)

**Tableau II.1** : Densités moyennes de quelques produits secs

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

### II.3.2. Rhéologie

Une littérature assez développée existe au sujet du comportement rhéologique des fluides de forage. Les fluides de forage sont souvent des suspensions colloïdales qui ont un comportement complexe et variable suivant leur composition et les conditions d'utilisation.

Ce sont le plus souvent des fluides non-newtoniens, visqueux ou viscoélastiques, éventuellement thixotropes. De nombreux modèles rhéologiques ont été proposés et traités dans l'industrie pétrolière.

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

Les hauts polymères possèdent la capacité d'augmenter fortement la viscosité du fluide dans lequel ils sont dissous même à très faible concentration. Suivant la composition des fluides, les courbes d'écoulement des fluides de forage peuvent être de plusieurs types dont les plus usuels sont le modèle le plus simple de Bingham et le modèle en loi de puissance. Selon Versan Kok et Ali Kaya (2004) le modèle en loi de puissance décrit bien le comportement des systèmes de fluides K Cl/polymères.

Les boues de forage, souvent décrites comme des fluides rhéofluidifiants et thixotropes à seuil, ont une structure interne susceptible de se modifier selon les conditions d'écoulement et/ou de cisaillement, et pouvant mener à des phénomènes non homogènes au sein du matériau, dans leur travail de caractérisations des fluides de forage par Imagerie à Résonance Magnétique (IRM).

Coussot et al(2004) ont montré qu'au-dessus d'un gradient de vitesse critique, les fluides présentent un comportement rhéofluidifiant avec seuil d'écoulement apparent, qu'au – dessous de ce gradient critique, on observe un comportement visqueux simple sans seuil d'écoulement. L'utilisation de l'IRM montre qu'en fait, au-dessous de ce gradient critique, un écoulement stable n'est pas possible ; la déformation se localise dans une zone dont la dimension peut dépendre de la taille des éléments constitutifs. Le comportement rhéologique apparent observé lors des mesures rhéologiques conventionnelles est donc la signature de cette zone cisailée et ne représente pas le comportement du matériau dans son ensemble.

Du point de vue équipement, plusieurs travaux (Bingham ,1916 ; de Waele, 1923 ; Farrow et Lowe ,1923 ; Ostwald, 1925) ont établi des modèles d'écoulement des fluides de forage en utilisant des viscosimètres rotatifs spécifiques.

### II.3.3.La viscosité

Elle dépend 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'éliminations des solides. D'un point de vue pratique en définit deux types de viscosité : une viscosité apparente( $V_a$ ) et une viscosité plastique ( $V_p$ ) souvent liées à la taille des particules et à leur forme :

$$V_a = L_{600}/2$$

$$V_p = L_{600} - L_{300}$$

Où  $L_{600}$  et  $L_{300}$  représentent respectivement les lectures à 600 et 300 tr/mn sur le rhéomètre.

### II.3.3.1. 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 ».

$$Y_p = 2 * L_{300} - L_{600}$$

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 de concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.

### II.3.3.2. Gels et thixotropie

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

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le « gel 0 » et le « gel 10 ».

- le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés à l'aide viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 tr/min et exprimé en lb/100ft<sup>2</sup>
- Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

La connaissance des propriétés rhéologiques est d'une grande importance pour la résolution des problèmes de forage et permet de recommander et de prévoir le comportement des fluides. Une viscosité maximale améliore la mise en suspension des déblais et réduit l'infiltration et l'érosion, tandis qu'une faible viscosité facilite le pompage du fluide, améliore la lubrification et réduit les pertes de charge, accélérant ainsi l'avancement du forage. De plus, une valeur importante de contrainte seuil permet le bon nettoyage du trou et la mise en suspension des solides.

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

possibles, une augmentation de la vitesse annulaire, celle-ci doit être maintenue aussi élevée que possible dans les puits fortement déviés, mais le régime d'écoulement doit être laminaire pour une inclinaison inférieure à  $45^\circ$ .

L'épaisseur du lit de cuttings croît avec l'inclinaison du puits jusqu'à atteindre un état stationnaire. Néanmoins, il décroît lorsque le débit augmente. Au-delà d'un certain débit critique, l'épaisseur du lit de cuttings est pratiquement nulle. Une augmentation de la densité de la boue, entraîne l'amélioration du nettoyage du trou et la diminution du débit requis pour nettoyer le trou. Une augmentation de la contrainte seuil permet d'améliorer le nettoyage de l'annulaire (pour un régime laminaire). Pour un angle supérieur à  $70^\circ$  l'effet de  $(Y_p)$  décroît. Une augmentation du rapport  $Y_p/V_p$ , qui permet d'améliorer le nettoyage du trou, est enfin une réduction du gel car une boue thixotrope associée à la non-rotation entraîne une formation d'une couche de fluide quasiment immobile au fond du trou, d'où la rétention des cuttings (principalement des fines).

#### **II.3.4. Propriétés des filtrations des fluides de forage**

La filtration du fluide du 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 les puits étant supérieure à celle de la formation, le liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (gâteau ou cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage :

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

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

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



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

## **II.4.Caractéristiques chimiques des boues**

### **II.4.1.Généralité sur la chimie analytique**

La chimie analytique est la science étudiant l'élaboration et la théorie des méthodes d'analyse chimique à l'aide desquelles on met en évidence la composition chimique des substances ou de leurs mélanges. L'analyse permet de déterminer la composition qualitative de la substance considérée, c'est-à-dire identifier les éléments ou les ions dont elle se compose, et la composition quantitative, c'est-à-dire établir des proportions des éléments ou ions que l'on identifie. [8]

L'analyse qualitative doit précéder l'analyse quantitative.

La chimie analytique et, en particulier, l'analyse qualitative ont une importance scientifique et pratique énorme, car elles sont les méthodes principales qui permettent d'étudier les substances et leur transformation. Elles jouent également un très grand rôle dans les disciplines scientifiques voisines de la chimie : minéralogie, géologie, physiologie, microbiologie, ainsi qu'en médecine.

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

#### **II.4.1.1.Dosage analytique**

- **L'alcalinité**

L'alcalinité est une mesure de la capacité absorbée des protons  $H^+$  pour arriver à un état de référence qui correspond à la possibilité de négliger certaines espèces devant d'autres.

Le dosage quantitatif de l'alcalinité s'effectue de la même façon que pour une neutralisation acide-base. On utilise comme indicateur coloré la phénolphthaléine (zone de virage  $8.2 < pH < 10$ ), incolore en milieu acide et rose en milieu basique.

L'alcalinité est quantifiée par le volume d'acide sulfurique dépensé.

- **Les chlorures**

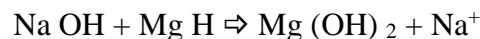
- Les chlorures sont présents dans la boue en tant que saumure.
- La teneur en chlorures d'une boue dépend de la quantité de la saumure.
- Les chlorures participent à la conductibilité électrique.

- **La dureté**

1. **Dureté totale** : Concentration totale en ions calcium et magnésium. S'effectue par un dosage par l'EDTA à pH = 10, en utilisant l'ammonium comme solution basique.

2. **Dureté permanente** : Concentration en ions calcium et magnésium après précipitation des carbonates. Le dosage s'effectue comme précédemment après une ébullition prolongée et filtration.

3. **Dureté calcique** : Concentration en ions calcium. S'effectue par un dosage par EDTA à pH > 12, pour faire précipiter l'hydroxyde de magnésium on utilise l'hydroxyde de sodium.



4. **Dureté magnésienne** : Concentration en ions magnésium. S'effectue par un dosage par l'EDTA à pH = 10, après avoir fait précipité l'oxalate de calcium et filtré.

Dans l'analyse de la dureté de la boue on s'intéresse à la dureté calcique, ce qui nous amène à précipiter l'hydroxyde de magnésium par fraction de l'hydroxyde de sodium.

L'indicateur coloré utilisé dans ce dosage est la calmagite. La couleur de la calmagite en présence de calcium est grenat, la couleur vire du grenat au gris.

- **Capacité d'échange cationique**

[Ce test donne une mesure approximative de la bentonite (montmorillonite de sodium), teneur de la boue]. Le cation sodium (Na +) de la bentonite est maintenu d'une manière lâche sur l'argile structure et il est facile de faire un changement aux autres ions et certains composés organiques.

Le bleu de méthylène est un colorant organique qui va remplacer les cations échangeables dans la montmorillonite et de certains autres additifs de boue (par exemple des composés organiques tels que CMC, de lignite). Un petit échantillon de boue est placé dans un ballon où elle est d'abord traitée avec peroxyde d'hydrogène pour enlever la plupart de la teneur en matière organique. Solution de bleu de méthylène est ajoutée par incréments de 0,5 ml. Après chaque incréments le ballon est bien agité. Tandis que les matières solides sont mises en suspension

encore une goutte est placé sur un papier filtre. Le point final est atteint lorsque le colorant apparaît comme un anneau bleu-vert autour des solides sur le filtre papier.

## **II.5. Les avantages et les inconvénients de chaque boue**

### **II.5.1. Boue à base d'eau**

#### **II.5.1.1. Inconvénients**

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

#### **II.5.1.2. Avantages**

Sécurité, santé et environnement.

### **II.5.2. Boue à base d'huile**

#### **II.5.2.1. Inconvénients**

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts ;
- Risque de sédimentation des alourdisant ;
- Manipulation salissante ;
- Risque d'incendie ;
- Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures ;
- Difficultés pour déceler la présence d'huile de formation dans les déblais ;
- Prix de revient au moins plus élevé que les boues à l'eau ;
- Logistique plus importante ;

#### **II.5.2.2. Avantages**

- Lubrifiant ;
- Moins sensible aux contaminants ;
- Forage à densité inférieure ou égale à 1 ;
- Meilleur calibrage du trou ;

- Réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits ou diminution du couple de torsion et de l'usure de la garniture ;
- Réduction des risques de bourrage d'outil et d'accumulation des déblais sur les drillcollars et diminution du "pistonnage" lors des manœuvres ;
- Diminution du collage par pression différentielle ;
- Meilleure récupération en carottage ;
- Carottes sur lesquelles il est possible de mieux approcher la valeur de la saturation en eau et en huile ;
- Augmentation par rapport au forage en boue à l'eau, de la productivité ;
- Moindres dommages à la formation. [9]

Chapitre III :  
Les argiles et les  
polymères dans les  
fluides de forage

### III.1.Préambule

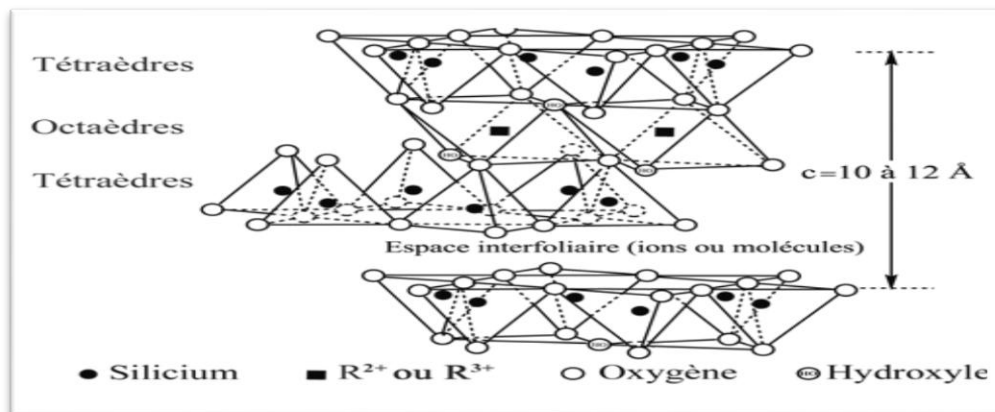
Un très grand nombre de produits entre dans la fabrication et le traitement des boues de forage. Certains ont un rôle spécifique, d'autres ont des actions multiples. Parmi ces produits, on trouve les argiles et les polymères, où ils sont employés dans les fluides de forage pour donner de la viscosité et pour réduire le filtrat.

Le terme « argile » désigne non seulement une formation rocheuse et la matière première qui en résulte, mais il définit aussi un domaine granulométrique comprenant des particules minérales, dont le diamètre des grains est inférieur à deux micromètres.

Les minéraux argileux font partie des phyllo-silicates ou des aluminosilicates plus ou moins hydratés. Ils se composent de couches élémentaires organisées de manière caractéristique en : Tétraèdres ( $\text{SiO}_4$ ) et Octaèdre Al ( $\text{O/OH}$ )<sub>6</sub>.

Ainsi l'unité élémentaire est formée par plusieurs mailles regroupées en feuillets continus dans les dimensions x et y et empilés les uns sur les autres dans la direction z.

A cela, s'ajoute la notion d'espace interfoliaire, qui définit l'espace entre les feuillets ou mailles élémentaires « Figure.III.1 »



**Figure III.1 :** Structure élémentaire des argiles. [Manuel boue de forage]

D'après la structure du feuillet, on distingue trois types d'argiles :

- Les argiles 1/1 (T-O) : une couche tétraédrique + une couche octaédrique, ce qui constitue la famille des kaolinites.
- Les argiles 2/1 (T-O-T) : une couche octaédrique entre deux couches tétraédriques engendrant la famille des smectites et illites.

- Les argiles 2/1/1 (T-O-T-O) : famille des chlorites.

### III.2. Propriétés générales des argiles

Les minéraux argileux se caractérisent par trois propriétés principales :

- › Leur forme et leur surface spécifique.
- › Leur capacité d'absorption d'eau et de gonflement.
- › Leurs multiples possibilités d'échanges ioniques.

Les argiles peuvent incorporer dans leur système des molécules d'eau. Cette eau va modifier les dimensions de la structure en provoquant son gonflement. Une fois l'argile saturée en eau, elle a la particularité de devenir peu perméable. En effet les minéraux sont si fins et compacts que l'eau arrive difficilement à se glisser entre les pores interstitiels de la roche hydratée. Elle devient très malléable, c'est à dire plastique. Mais l'incorporation d'eau est réversible, elle peut s'évaporer si les conditions de température et de pression le lui permettent.

Grâce à leurs propriétés, les argiles sont utilisées dans de très nombreux domaines. Par exemple sa plasticité, en fait, un excellent matériau de construction (ciment). Ses propriétés d'imperméabilité sont exploitées dans le domaine environnemental. En effet elle permet d'éviter l'infiltration d'une eau polluée en surface vers une nappe phréatique. [10]

### III.3. Les argiles dans les fluides de forage

Plusieurs types d'argiles sont utilisés dans les fluides de forage. Mais dans notre cas on va étudier trois exemples :

#### ✓ La sépiolite (écume de mer) :

La sépiolite est un silicate de magnésium. Cette argile a un faciès fibreux. Son faciès est développé en baguette allongée. Elle se disperse et reste en suspension en milieu salé.

#### ✓ L'attapulгите :

L'attapulгите est une argile de type sépiolite dans lequel une partie des cations  $Mg^{+2}$  est remplacée par des cations  $Al^{+2}$ . Le rendement de l'attapulгите est plus élevé que celui de la sépiolite. Cette argile est souvent vendue sous la dénomination de «Salt gel».

La sépiolite et l'attapulgitite sont utilisées comme Viscosifiants dans les boues à base d'eau de mer, dans les boues salées et dans les boues salées saturées.

La sépiolite substitue à la bentonite en boue douce pour les forages géothermiques de haute enthalpie (200-300°C), et donne de très bonnes caractéristiques de viscosité.

La dispersion de la sépiolite nécessite un brassage très violent pour rompre les faisceaux fibreux. En raison de sa structure et de sa surface spécifique, la sépiolite peut être utilisée sous forme de bouchon de nettoyage à la place de l'amiante.

#### ✓ Les bentonites :

Les bentonites sont des argiles de type montmorillonite que l'on exploite en carrières. Ces minéraux sont surtout des silicates d'alumine dont la forme cristallographique est très stable.

La cohésion entre les feuillets est faible, ainsi le clivage est spontané dans l'eau, d'où une grande dispersion du produits, il y a deux sortes de bentonites naturelles :

- ❖ Les bentonites sodiques qui sont les plus rares ont un pouvoir de dispersion en eau douce élevée ;
- ❖ Les bentonites calciques que l'on trouve dans la plupart des gisements ont un pouvoir de dispersion beaucoup plus faible.

Les bentonites constituent le support colloïdal des boues à base d'eau. A cause de leurs propriétés de gonflement, elles leur confèrent des caractéristiques rhéologiques, thixotropiques et de filtration. [11]

### **III.4. Les problèmes rencontrés au cours du forage**

#### **III.4.1. Le gonflement et la dispersion des argiles**

Le problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interaction argile-fluide de forage. L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides, lors du contact argile-eau. Malgré les nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine



Van Oort (2003) a proposé de classer les problèmes liés aux argiles selon la teneur en eau, la pression de gonflement et la pression des pores en considérant une quantification du phénomène de transport sur le changement chimique et sur la stabilité mécanique de la roche.

Un fluide de forage idéal donnant une bonne stabilité est obtenu en évitant l'augmentation de la pression des pores due à l'altération du fluide, en réduisant l'effet osmotique causé par l'ajout de sel au fluide et en utilisant les fluides émulsionnés inverses.

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

#### **III.4.2. Endommagement de la formation géologique**

Les dommages les plus communs concernant la "peau" du puits ou le substrat géologique sont :

- L'invasion de la « matrice géologique » par la boue et des solides provenant du forage. Si ces derniers sont assez fins ils peuvent s'introduire dans les pores de la roche et les boucher, avec une réduction de la porosité. Ils peuvent créer un « effet de peau » autour du puits ; Ceci peut se produire dans les fissures également ;
- Gonflement des argiles de la formation géologique dans le réservoir. Il provoque également une réduction de perméabilité ;
- précipitation de solides au sein de la matrice géologique poreuse en raison de réactions chimiques (précipitation de sels insolubles) lors du mélange entre le filtrat de boue et le fluide présent dans la formation. Ce risque est atténué par des additifs chimiques contrôlant notamment le PH et la réactivité chimique de certains des composants du fluide ;
- formation d'une émulsion lors de la pénétration du filtrat de boue dans le fluide naturel de la formation géologique. Cette émulsion peut réduire la porosité du réservoir. [12]

## **III.5. Les polymères dans les fluides de forage**

### **III.5.1. Historique**

L'utilisation des polymères dans les fluides de forage a commencé pour la première fois en 1937 lorsqu'on ajouta de l'amidon de maïs à la boue benthonique pour contrôler les caractéristiques de filtration. Ce développement fut suivi assez rapidement par l'introduction des carboxyméthylcelluloses, tannins, quebrachos et lignosulfonates, qui furent tous régulièrement utilisés à partir de 1945. L'utilisation initiale était d'accroître les propriétés d'un système simple à base d'argiles et protéger la bentonite de la floculation du sel. Les substances utilisés se produisaient naturellement ou étaient extraites par des simples procédés. [13]

### **III.5.2. Propriétés des polymères**

#### **III.5.2.1. Viscosifiants**

Les propriétés visqueuses conférées à l'eau par la solution d'un polymère sont dues aux interactions eau / polymères, plus les molécules sont longues plus il est difficile de les séparer et plus elles deviennent enchevêtrées.

La viscosité est due aux interactions entre les molécules des polymères et l'eau, entre les polymères eux même, et aussi entre les polymères et les solides quand ils sont présents. Ces forces qui engendrent la viscosité peuvent être interrompues par l'apport d'énergie ou de cisaillement. Il en résulte, plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible.

Les solutions qui ont un tel comportement sont dites pseudo-plastiques. Ceci est le comportement d'écoulement idéal pour les fluides de forage du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans la zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil et des viscosités plus élevées sont nécessaires dans des zones à taux de cisaillement plus faible dans l'espace annulaire, pour transporter les déblais vers la surface.

Le comportement rhéologique de fluidification par cisaillement est complètement indépendant du problème de la dégradation mécanique ou chimique de la chaîne du polymère pour former un dérivé à poids moléculaires plus faible avec des caractéristiques de viscosité plus faibles.

### III.5.2.2. Déflocculants

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

### III.5.2.3. Flocculants

Les Flocculants sont principalement caractérisés par un poids moléculaire élevé ce qui permettra aux polymères de former des liaisons de particule à particule. Les molécules de groupe ionique peuvent s'absorber plus fortement sur les sites ioniques et ainsi flocculer de façon plus efficace.

### III.5.2.4. Surfactants

Les surfactants sont des polymères dans lesquels chaque molécule contient deux assemblages d'atomes ou groupe : un groupe est dit polaire s'il est attiré vers les surfactants polaires, telle que l'eau est appelé hydrophile ou groupe aimant l'eau, l'autre est non polaire, hydrophobe ou groupe haïssant l'eau. La nature du surfactant est liée au type de groupe hydrophobe ou hydrophile et à la combinaison des groupes.

Quand les groupes sont polymériques une famille complète de molécules peut être produite avec un équilibre entre les groupes hydrophobes et hydrophiles changeant progressivement de série en série.

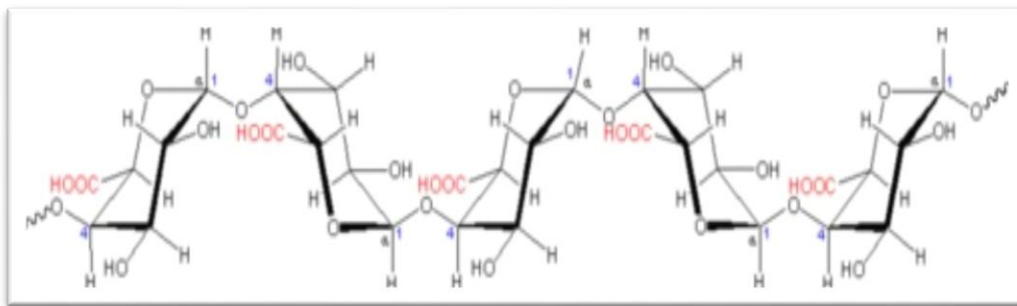
La propriété particulière des surfactants utilisée dans les fluides de forage est la capacité de ces molécules à exister à l'interface des surfaces hydrophobes et hydrophiles. Les molécules servant de liaison entre ces surfaces réduisent l'énergie du système et le rendent stable. Par exemple, l'huile ne pourrait former par elle-même un système stable de gouttelettes d'huile au milieu de l'eau. Il faudrait appliquer de l'énergie mécanique ou un système afin de former des gouttelettes mais elles se sépareraient à nouveau après un certain temps en deux phases.

Les surfactants solubles dans l'eau, principalement de groupes polaires, tendent à donner des émulsions directes et les surfactants solubles dans l'huile, principalement de groupes non polaires, sont utilisés pour former des émulsions inverses.

Ces émulsions à l'huile ont une apparence caractéristique d'un blanc laiteux. Les émulsions inverses sont utilisées dans le cas où les roches doivent être continuellement mouillées à l'huile. Par exemple lorsque l'on fore des roches sensibles à l'eau ou lorsque l'eau risque de nuire à la productivité des roches pétrolifères.

### III.5.2.5. Additifs de filtrat

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



**Figure III.2 :** La structure d'un polymère (réducteur du filtrat) PAC LE [BASP].

### III.6.Relation entre les fonctions des polymères et leurs structures générales

Le tableau suivant représente le lien existant entre les différentes fonctions des polymères et leurs principales caractéristiques : [14]

**Tableau III.1** : Caractéristiques et fonctions existant entre les différents polymères  
[M.daddou devisions de forage 2005]

<b>Fonction</b>	<b>Caractéristiques principales</b>
Viscosité	Poids moléculaire élevé
Caractéristiques de viscosité et de gélation	Poids moléculaire élevé et structure à haute agent de ramification ou réticulation
Viscosité dans les solutions salées	Poids moléculaire élevé et types non ioniques ou anioniques à haute substitution
Déflocculation, dispersion ou fluidification	Poids moléculaire faible chargé négativement à des valeurs de PH alcalins
Floculation	Poids moléculaire élevé avec groupe chargé pour adsorption aux argiles
Surfactant	Groupe hydrophobe et groupe hydrophile sur la molécule
Additif de filtrat	Particules à forme colloïdale

# Partie

# Expérimentale

Lorsqu'un théoricien trouve un résultat nouveau, personne n'y croit sauf lui ! Et lorsqu'un expérimentateur trouve un résultat nouveau, tout le monde y croit sauf lui....

Jean LEMATTRE

# Chapitre I :

## Appareillage et mode opérateur

## I.1. Introduction

L'objectif de notre travail consiste à faire une étude comparative entre deux systèmes de boues de forage afin de sélectionner celui qui sera le plus adéquat à la zone de Hassi Messaoud. Les travaux réalisés au laboratoire sont divisés en deux principales parties :

La première partie consiste à préparer et étudier les caractéristiques de ces systèmes. En sélectionnant ceux qui répondent aux normes ( $D = 1.25$  et  $Y_p = 20 - 25$ ). Ces systèmes seront adoptés pour subir les tests physiques et chimiques.

La deuxième partie concerne les tests de gonflement et de dispersion sur les systèmes sélectionnés dans la première partie, et les caractérisations des déblais.

Ces essais, nous les avons réalisés au niveau du laboratoire de la société Baroid Algeria Services Aux Puits à Hassi Messaoud.



## I.2. Description des systèmes des boues

### I.2.1. La boue à base d'huile (OBM)

Dans ce système, le gas-oil qui est la phase continue est le plus couramment utilisé dans des pourcentages différents avec l'eau <<80/20,70/30.....etc. >> c'est le rapport huile/eau.

Ce type de système, il a plusieurs fonctions ; il joue un rôle important lors de son utilisation au niveau du forage:

- Contrôle aisé des caractéristiques.
- Stabilité des caractéristiques rhéologiques et de filtration en fonction de la température.
- Réduction du frottement de la garniture sur les parois des puits et augmentation de la durée de vie des outils.
- Excellentes caractéristiques de la filtration statique, cake mince insoluble dans l'eau

### I.2.2. La boue à base d'eau (WBM)

Les fluides de forage à base d'eau sont des fluides dont la phase continue est l'eau. Ce sont des fluides souvent désignés par (Water-Based Muds ou WBM). Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonite (30 à 60 g/l) ou des PAC (boues KCL polymères) dans l'eau dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des produits polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boue à base d'eau sont choisies en prenant compte les caractéristiques de formation traversées, activités des formations argileuse, dissolutions des formations salines etc. Ces fluides constituent le type de boue le plus utilisé dans le domaine du forage.

## I.3. Préparation et caractérisation des systèmes

### I.3.1. Procédure de préparation

↳ Les équipements

La société Baroid Algeria Service Aux Puits(BASP) est équipée d'un laboratoire qui s'occupe des analyses chimiques et physiques ainsi que les préparations des boues (à l'échelle laboratoire). Durant notre stage au sein de ce laboratoire, nous avons manipulé certains instruments au cours de la préparation des boues,

On cite alors :

- Un agitateur type HAMILTON BEACH.
- Une balance type KERN.PB.
- Une ampoule 500ml.
- Un bécher 25ml.
- Un coup en acier inoxydable.
- Un chronomètre.
- Un agitateur magnétique.

Les démarches d'une opération de préparation de la boue se déroulera dans sa grande partie au laboratoire de Baroid Algeria Services Aux Puits à Hassi Messaoud, ou on place le coup de mixage, et on débutera par l'addition des produits, chacun son tour et son temps de mixage, c'est-à-dire selon un ordre bien définit, comme il est détaillé dans les tableaux suivants :

#### A. Fluide de forage à base d'eau (Performatrol)

Ce fluide est une boue à phase continue à 100% d'eau, ces constituants et leurs proportions sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau.I.1** : ordre et temps de mixage des constituants d'une boue performatrol [BASP].

produits	Unité " lb/bbl"	Unité "kg/m <sup>3</sup> "	Temps "min"
<b>L'eau</b>	296.97	842.0	/
<b>BARABUF</b>	1.59	4.50	5
<b>Soda Ash</b>	0.25	0.70	10
<b>Potassium Acétate</b>	7.00	19.85	10
<b>DEXTRID LTE</b>	4.02	11.41	5
<b>PAC LE</b>	2.01	5.71	10
<b>PAC RE</b>	0.50	1.43	10
<b>BARAZAN D</b>	0.25	0.70	10
<b>PERFORMATROL</b>	14.00	40.0	10
<b>Gem GP</b>	10.00	28.35	20
<b>Baryte API Local BB</b>	104.29	295.70	10

Afin d'éviter le phénomène de floculation des polymères additionnés au cours de la préparation de ce système de boue, il est bien noté que cette opération se faire d'une façon très lente.

## B. Fluide de forage à base d'huile (Invermul)

La boue Invermul ou émulsion inverse est constituée d'un mélange d'eau et d'huile. Pour des quantités proportionnelles d'eau et d'huile, on distingue plusieurs types d'Invermul suivant le rapport huile/ eau. Dans notre cas, nous avons travaillé sur l'Invermul R= 85/15 qui se composé de 85% d'huile et 15% d'eau :

**Tableau I.2 :** Ordre et temps de mixage des constituants d'une boue Invermul [BASP].

Produits	Unité "lb/bbl"	Unité "kg/m <sup>3</sup> "	Temps "min"
<b>Diesel</b>	183.40	520.00	/
<b>L'eau</b>	61.02	173.00	5
<b>INVERMUL NT</b>	4.50	12.75	5
<b>EZ MUL NT</b>	3.50	9.93	5
<b>GELTONE II</b>	6.00	17.00	5
<b>BARABLOK</b>	6.00	17.00	5
<b>Lime Local</b>	3.50	9.93	5
<b>Na Cl (Local)</b>	21.00	59.55	5
<b>Barite API Local BI</b>	181.64	515.00	5

### Remarque

A la fin du mixage et après l'ajout du dernier produit, la boue est prête.

L'étape suivante est la vérification du fait qu'elle ne manifeste pas une floculation des polymères en la mettant dans une cellule bien fermée, en la faisant passer sous une pression 100Psi de nitrogène puis en la laissant au sein du « **Hot Rolling** » dans les conditions 200°F pour la WBM et 250-300°F pour la OBM pendant une durée de 16h.

L'ouverture de la cellule est suivie directement d'une vérification de la décantation. Les résultats sont positifs (pas de décantation) la boue est apte à passer aux tests physiques et chimiques et si ils sont négatifs (décantation) on doit refaire la formulation de système dès le début.

**B.a. Propriétés des composés**

Selon le nom commercial donné par la société on cite :

**Invermul**

- Liquide émulsifiant, stabilise l'émulsion inverse.
- Augmenter les propriétés de suspension des cuttings.
- Réduire la filtration.
- Densité=0.94.

**Ez-mul**

- Liquide brun mielleux très visqueux.
- Emulsifiant utilisé dans L'OBM.
- Augmente la stabilité électrique.
- Densité=0.96.

**Geltone**

- Poudre grise.
- Utilisé comme viscosifiants.
- Améliore les propriétés de suspension.
- Augmenter la Yeild-value et assure le transfert des cuttings dans un laps de temps à un basse température.
- Densité=1.7.

**Barablok**

- Poudre noire.
- Agent de contrôle de filtration.
- Stable à des températures élevées.
- Peut être utilisé pour émulsifier l'eau dans l'huile.
- Densité=1.05

**Saumure (NaCl + water)**

- Liquide transparent.
- Utilisée pour éviter la dissolution des couches salées de la terre.
- Utilisée pour éviter la filtration de l'eau utilisée dans la boue.
- Densité=1.20.

**Chaux (lime)**

- Poudre blanche.
- Limite la corrosion.
- Absorbe les gaz (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) qui proviennent des puits.
- Inhibe le gonflement des argiles.
- Densité=0.5.

**Baryte**

- Augmenter la densité de la boue.
- Densité=4.20.

**I.4.Caracterstiques des systèmes****I.4.1.Tests physiques**

Dans cette analyse, nous étudions les paramètres physiques tels que la rhéologie, le filtrat, la densité et la stabilité électrique avant vieillissement (BHR) et après vieillissement (AHR) à température 200°F.

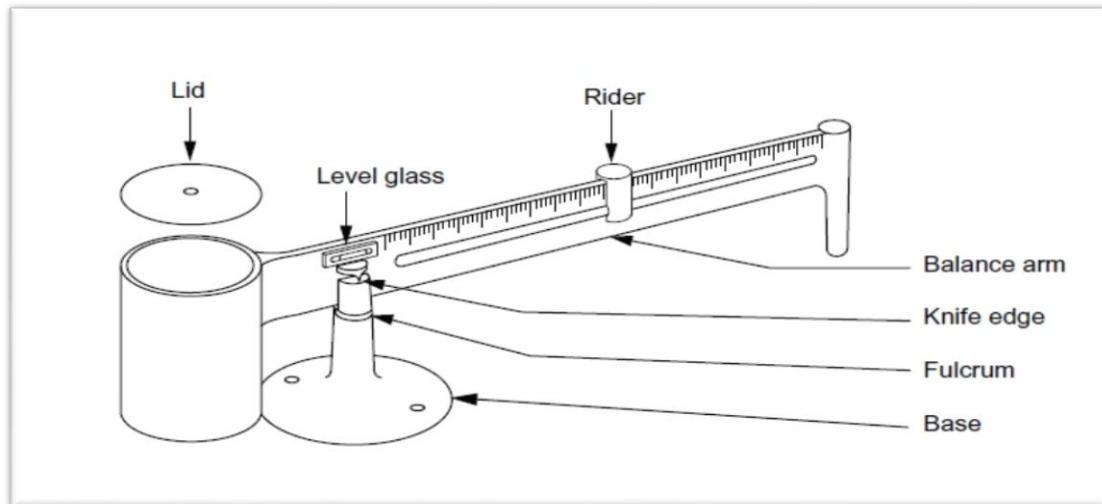
Le tableau ci-dessous regroupe l'ensemble des équipements utilisés pour la mesure des paramètres physiques étudiés.

**Tableau I.3** : l'ensemble des équipements utilisés pour la mesure des paramètres physiques  
[BASP]

<b>Boues</b>		
	<b>EAU</b> «Performatrol»	<b>HUILE</b> «Invermul»
<b>Paramètres</b>	Equipements d'analyse	
<b>Rhéologie</b>	rhéomètres	Rhéomètres
<b>Filtrat</b>	Filtre-presse API	Filtre-presse HP-HT
<b>Densité</b>	densimètre	Densimètre
<b>Stabilité électrique</b>	-	Stabilisateur électrique

### I.4.1.1. La densité

Elle est mesurée à l'aide d'un densimètre, dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur où les densités se lisent directement. L'appareil étant formé par une règle graduée et soudée à un petit godet avec couvercle à l'extrémité. Le tout est suspendu horizontalement sur un axe vertical (fig I.1)



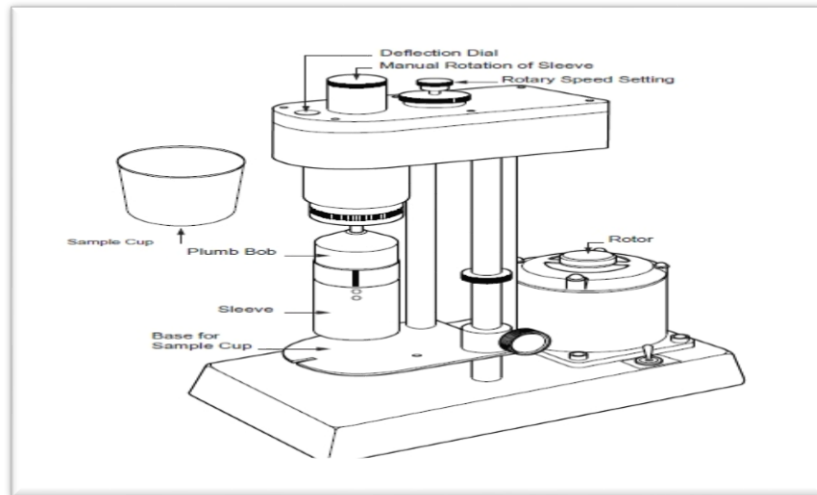
**Figure I.1:** Densimètre [IPE, Heriot-Watt University, drilling fluids; 2005]

#### Mode opératoire

- Remplir le godet de boue ;
- Mettre le couvercle et évacuer l'excès de boue qui sort par le trou central du couvercle prévu à cet effet ;
- Nettoyer, puis déplacer le curseur jusqu'à obtenir l'horizontale du fléau ;
- Lire la densité directement sur le bras du fléau.

### I.4.1.2. Viscosimètre FANN

Le laboratoire emploie un rhéomètre à cylindre coaxiaux de modèle « FANN 35 A » dont le rotor est entraîné par un moteur électrique. Un godet de 350ml de volume reposant sur un support coulissant verticalement est destiné à recevoir la boue de forage.(fig I.2)



**Figure I.2:** Viscosimètre FANN 35 A [IPE, Heriot-Watt University, drilling fluids; 2005].

### Mode opératoire

Il est bien noté qu'avant toute utilisation de cet appareil, la boue doit être agitée pendant un certain temps, estimé à 5mn, puis versée dans le godet du viscosimètre.

- Immerger les cylindres coaxiaux jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de la boue ;
- Faire tourner le rotor à 600 tr/mn jusqu'à ce que la température de la boue devienne 120°F (pour WBM) et 150°F (pour OBM). On passe à la lecture des déviations de l'aiguille sur le cadran ;
- Passer à la deuxième vitesse 300 tr/mn sans l'arrêt de l'entraînement du rotor, et on note la deuxième valeur indiquée sur cadran ;
- De même pour les autres vitesses 200, 100,6 et 3 tr/mn et on marque les valeurs obtenues.

Au cours de cette opération et à partir des différentes valeurs obtenues lors de la lecture des déviations, plusieurs paramètres apparaissent, on les détermine comme suit :

❖ Les gels « gel 0/gel10 » :

Ils donnent une idée sur l'état structural de la boue à (t=0) min et (t=10) min.

Pour déterminer le 'gel 0' on procède comme suit :

- On fait tourner le rotor à 600tr/mn pendant 30 secondes ;
- On laisse reposer pendant 10 secondes ;
- On fait tourner le rotor à 3 tr/mn et on lit la déviation maximale de l'aiguille sur le cadran.

Pour le 'gel 10', on reproduit la même procédure, mais dans ce cas on laisse reposer 10mn.

Le gel est défini comme étant la contrainte minimale qui provoque le début d'écoulement d'un fluide plastique, elle est appréciée au viscosimètre FANN par la contrainte de cisaillement correspondant à une rotation très lente du rotor.

Gel 0 : représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue.

Gel 10 : représente la résistance du gel après une agitation et un repos de la boue de 10min.

Il faut que le gel soit suffisant pour tenir en suspension les déblais, empêcher leur décantation et le coincement des tiges qui pourraient en résulter en cas d'arrêt de circulation.

➤ Viscosité apparente « Va » :

Elle constitue la résistance totale du fluide à l'écoulement, on le calcul suivant la relation :

$$V_a = L_{600}/2$$

➤ Viscosité plastique « Vp » :

On la calcul par la relation :  $V_p = L_{600} - L_{300}$        $[V_p] = c_p$       [BASP]

Yield point « YP » :

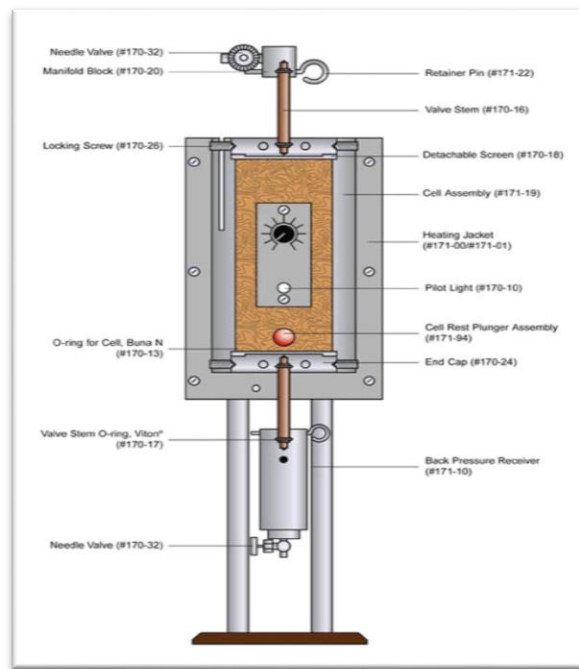
En pratique, elle s'apparente à la contrainte seuil d'écoulement on la calcule par la relation :

$$Y_p = L_{300} - V_p \quad [Y_p] = c_p \quad [BASP]$$

#### **I.4.1.3. Filtre presse HPHT**

Le filtre presse HPHT se compose essentiellement d'une enceinte chauffante thermo statée d'une cellule de filtration, d'une unité de pression, d'une unité de contre-pression collectant le filtrat dont l'utilisation est indispensable au-delà de 200F, d'un thermomètre et de joints résistant à l'huile. (fig I.3)





**Figure I.3:** filtre presse HPHT [[IPE, Heriot-Watt University, drilling fluids; 2005]

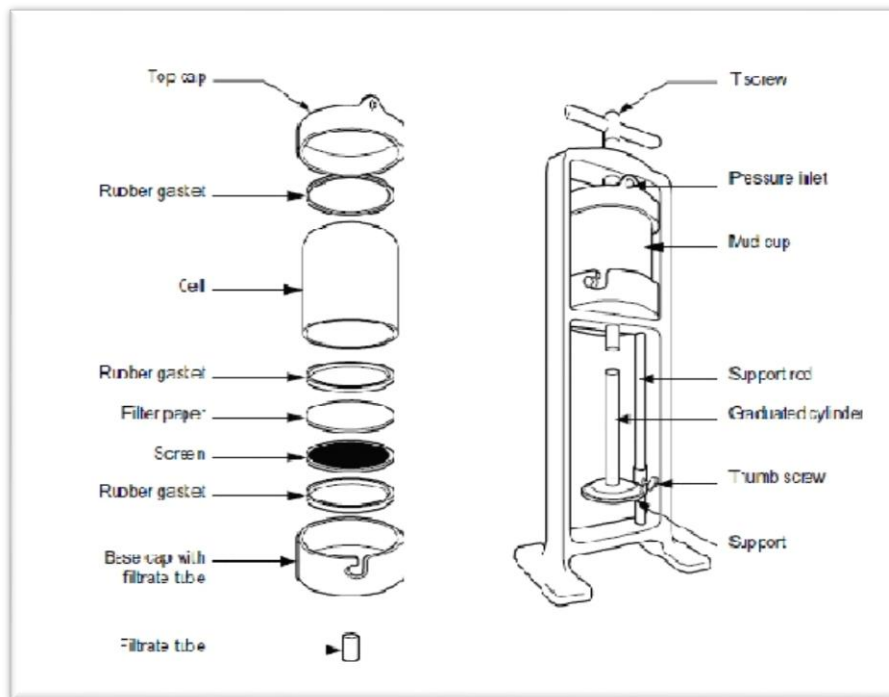
### Mode opératoire

- Brancher l'enceinte chauffante et préchauffer jusqu'à 200°F ;
- Préparer la cellule de filtration. Remplir avec la boue, préalablement agitée pendant quelques minutes, jusqu'à (13mm) du bord au maximum. Placer le papier filtre, puis le joint et fermer la cellule ;
- Placer la cellule dans l'enceinte chauffante, les ajutages étant fermés ;
- Engager l'unité de pression sur l'ajutage supérieur et l'unité de contre pression sur l'ajutage inférieur ;
- Régler les deux unités à 100 psi ;
- Ouvrir l'ajutage supérieur de  $\frac{1}{4}$  de tour et maintenir la pression de 100psi et une température qui atteint 200°F ;
- Lorsque la température atteint la valeur 200°F, on augmente la pression jusqu'à 600 psi, puis on ouvre l'ajutage inférieur de  $\frac{1}{4}$  de tour, simultanément on déclenche le chronométré.

#### I.4.1.4. Filtre presse standard

L'appareil est constitué d'un cylindre normalisé muni d'une surface semi perméable. La boue à l'intérieur, est soumise à une pression de 100 psi pendant 30 min et le filtrat est récupéré dans une

éprouvette graduée. Le cylindre est constitué d'un couvercle relié à une bouteille de gaz comprimé inerte ( $N_2$ ). (fig I.4)



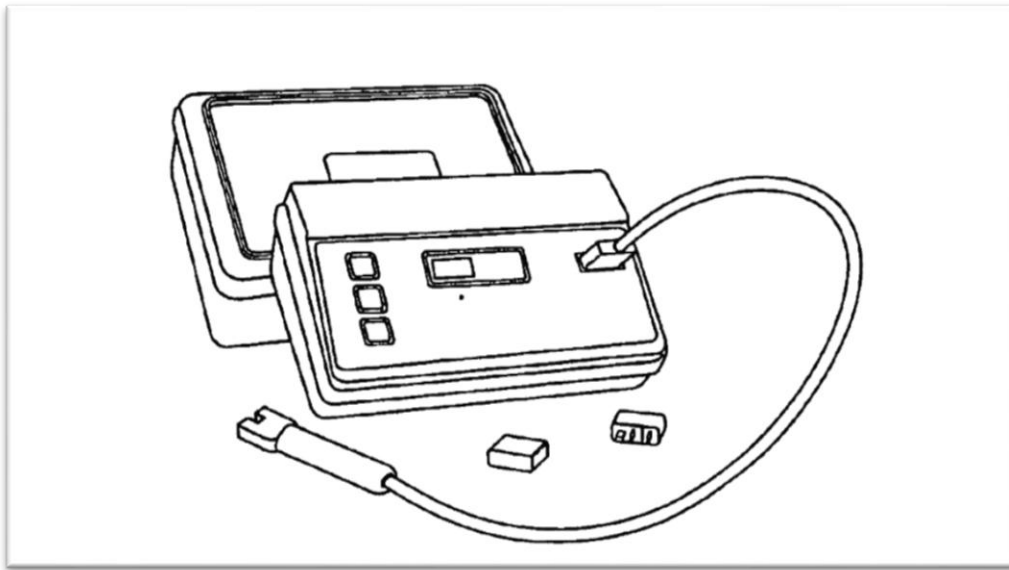
**Figure I.4:** Filtre presse API [IPE, Heriot-Watt University, drilling fluids; 2005]

### Mode opératoire

- ✓ Mettre le tamis dans l'embase, ensuite ajouter le papier filtre.
- ✓ Mettre le joint, puis le corps du cylindre. La partie inférieure étant constituée, on la remplit de la boue jusqu'à environ 1cm du haut de cylindre.
- ✓ Monter le couvercle, puis serrer le tout dans le support à l'aide du volant.
- ✓ La pression est ajustée à 100 psi à l'aide du gaz comprimé. Enfin on recueille le filtrat pendant 30 mn.

#### I.4.1.5. Stabilité électrique

C'est un appareil dont le principe de fonctionnement est basé sur les démarches suivantes : un courant alternatif de voltage croissant est appliqué entre deux électrodes placées dans la boue à tester, jusqu'à ce qu'elle commence à conduire l'électricité. (fig I.5)



**Figure I.5 :** Testeur de stabilité[IPE, Heriot-Watt University, drilling fluids; 2005]

#### **I.4.2. Tests chimiques**

Dans cette analyse, nous étudions les paramètres chimiques tels que l'alcalinité, les chlorures et la dureté avant et après vieillissement (BHR et AHR).

**Remarque :** Les tests chimiques de la boue à base d'eau se fassent sur le filtrat.

##### **I.4.2.1. Alcalinité**

Le PH d'une boue indique son acidité ou alcalinité. En général, ils préconisent des boues basiques pour préserver le matériel de forage. Pratiquement on mesure 3 alcalinités Pf et Mf sur le filtrat, et Pm sur la boue.

##### **A. le Pf :**

Le Pf est un point qui sert à indiquer l'alcalinité d'une boue, dont il est spécifique pour la WBM ; c'est la quantité d'acide  $H_2SO_4$  nécessaire pour amener  $1\text{ cm}^3$  de filtrat à  $PH=8.3$

Il est mesuré selon les étapes suivantes :

- Préparer 1 ml de la boue ;
- Ajouter 10 ml de l'eau distillée pour augmenter le volume ;
- Agiter à l'aide d'un agitateur magnétique ;
- Ajouter de 2 à 3 gouttes de phénolphtaléine, à ce point la couleur devient rose ;

- On fait titrer avec le  $H_2SO_4$  jusqu'à la couleur initial de la boue à  $PH=8.3$  ;
- Le volume consommé de  $H_2SO_4$  est le Pf.

### **B. Mf**

Le Mf est un point qui sert à indiquer l'alcalinité d'une boue, dont il est spécifique pour la WBM ; c'est la quantité d'acide  $H_2SO_4$  nécessaire pour amener  $1\text{ cm}^3$  de filtrat à  $PH=4.3$  (Le même mode opératoire que Pf on changeant le phénolphtaléine par le méthylorange).

### **C. Pm**

Le Pm est un point qui sert à nous monter l'alcalinité de L'OBM. Il est mesuré comme suit ;

- Préparer 50 ml de (IPA/Xylène) 50 ml/50 ml ;
- Ajouter 2 ml de la boue ;
- Agiter pendant 4 min sur l'agitateur magnétique ;
- Ajouter 200 ml de l'eau distillée pour augmenter le volume ;
- Ajouter 15 gouttes de phénolphtaléine ;
- On fait titré avec le  $H_2SO_4$  jusqu'à la séparation de l'eau avec la boue ;
- Le volume total de  $H_2SO_4$  consommé est le Pm.

Note : l'utilisation d'IPA/Xylène a pour but de briser l'émulsion entre l'eau et le gaz-oil.

### **I.4.2.2.Total Hardness**

Elle représente la concentration total en ions calcium et magnésium et s'effectue par un dosage par L'EDTA selon les étapes suivantes :

- Préparer 1ml de filtrat ;
- Ajouter 25 ml d'eau distillée ;
- Laisser agiter sur l'agitateur magnétique ;
- Ajouter 20 gouttes de  $NH_4OH$  pour augmenter le PH ;
- Ajouter de 4 à 6 gouttes de calmagite solution ;
- On fait titrer par l'EDTA jusqu'à la couleur bleu.

Note : 1 ml de l'EDTA indique 400mg de TH, alors que le  $(V_t/400)$  indique la présence de calcium.

### **I.4.2.3.mesure de chlorure**

Afin de trouver la quantité du chlorure estimée dans une boue, on suit la méthode suivante :

- Préparer 1ml de filtrat ;
- Ajouter 25 ml d'eau distillée ;
- Agiter sur un agitateur magnétique ;
- Ajouter 4 à 6 gouttes de potassium chromate ;
- On fait titrer avec  $\text{AgNO}_3$ .

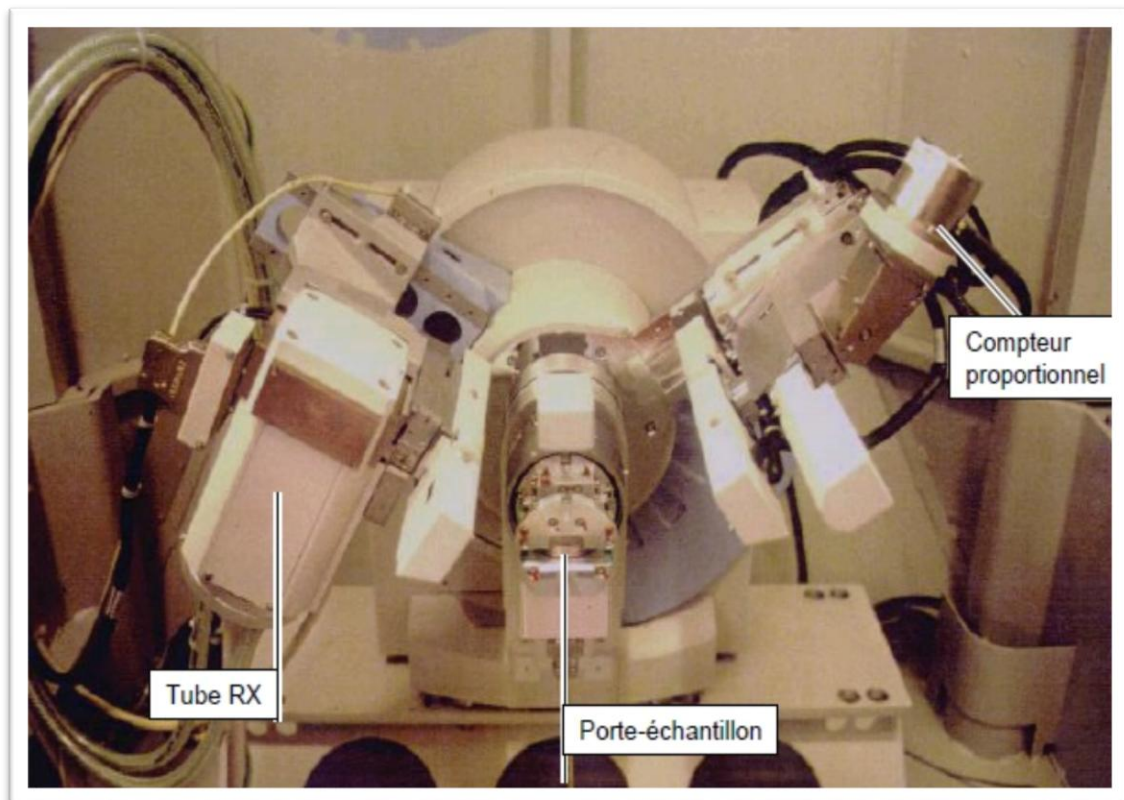
Note : 1 ml d' $\text{AgNO}_3$  (0.0282N) indique  $10^3$  mg/l de chlorure.

### I.5.Caractérisation des cuttings

Avant de parler de la préparation et la caractérisation des cuttings, il faut bien noté que ces derniers provenant du champ pétrolier de Hassi Messaoud et ils sont contaminés par une boue à base d'huile lors de forage.

Ces cuttings proviennent spécifiquement d'une formation connue par le nom «FRASNIAN ».

La détermination des caractéristiques avec le diffractomètre des rayons X(DRX) pour la réalisation de notre but (fig I.6), sans oublier que cette opération est nécessaire, puisque non seulement elle va nous donner une idée la sur la nature des argiles et leurs différentes teneurs, mais aussi elle va nous donner un aperçu sur les composés classés comme non argileux.



**Figure I.6 :** appareil de DRX [photo prise dans laboratoire be bejaia]

## **I.6. Test de dispersion**

Au cours de l'opération du forage, certaines argiles dispersent dans la boue de forage présentée dans le trou d'une façon qu'elle cause une augmentation indispensable de sa viscosité.

Le test de dispersion va nous déterminer comment minimiser le problème résultant, puisque il sert à nous donner une idée sur les argiles qui peuvent se disperser au cours d'une opération de forage en utilisant un système de boue bien défini.

Le but de ce test est pour effectuer un test de l'érosion des argiles sur des échantillons de coupe.

### **I.6.1. Mode opératoire**

#### **Première étape**

- Préparation des échantillons d'argiles (cuttings) de formation de la phase 12<sup>1/4</sup> '' de Hassi Messaoud.
- Lavage des cuttings avec de Gas oil pour éliminer les trace de boue.
- Séchage à l'étuve (110°C pendant 24 heures).
- Broyage et mixage.
- Confection des pastilles en ajoutant 8 à 10% d'eau.

#### **Deuxième étape**

Préparation de quatre échantillons des fluides de forage selon les caractéristiques physiques et chimiques recommandées par notre client.

- 1) Performatrol **4%** / Glycol **3%**/ Kac **2%**.
- 2) Performatrol **0%** /Glycol **3 %** / Kac **4%**.
- 3) Performatrol **5%** / Glycol **0%** / Kac **0%**.
- 4) Standard formulation INVERMUL NT.

#### **Troisième étape**

Plonger la pastille dans la boue et la maintenir à l'étuve de rotation, laminée à chaud pendant 16 heures, puis après lavage et retenu sur le tamis. Séchée à 212F pendant 4 heures, et la peser.

**NB :**

a) avant de plonger la pastille dans la boue il faut mesurer le poids initiale.

b) Apres le séchage on mesure le paramètre précédent, (Poids final).



**Figure I.7 :** Les échantillons préparés [photo prise dans laboratoire de BASP]

# Chapitre II: Résultats et discussion



## II .Résultats et discussions

Dans cette première partie, nous allons effectuer plusieurs formulations de chacun des Odeux systèmes étudiés afin de sélectionner celui qui répond aux normes.

### II.1.Resultats des analyses physiques

L'ensemble des résultats des analyses physiques obtenus est récapitulé dans le tableau suivant :

**Tableau II.1** : les résultats obtenus avant et après Hot Rolling[Melaz et Gessoum ;2015]

	WBM		OBM	
	BHR	AHR	BHR	AHR
Stabilité électrique (v)	/	/	631	683
Densité	1.23	1.30	1.24	1.25
L600/L300	82/54	82/51	62/39	70/49
L200/L100	41/28	39/25	43/32	39/21
L6/L3	7/5	19/10	18/16	10/8
G10''/G10 ' ‘	6/9	11/15	7/9	9/10
Filtrat	3.8	3.5	2.8	3

#### II.1.1.Les résultats obtenus de Vp et Yp

$$Vp=L_{600}-L_{300}$$

$$Yp=2*L_{300}-L_{600}$$

Après avoir calculé (Vp) et (Yp), les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

**Tableau II.2** : les résultats de (Yp) et (Vp)[Melaz et Guessoum ;2015]

	WBM		OBM	
	BHR	AHR	BHR	AHR
Yp	28	20	16	28
Vp	28	31	23	21

## **II.1.2. Interprétation des résultats**

### **II.1.2.1. Stabilité électrique (SE)**

Ce paramètre n'est calculé que pour l'OBM. On remarque, dans cette boue (boue à base d'huile), que la stabilité électrique augmente avec l'augmentation de la température.

- La stabilité est représentée par le temps de conservation sans rupture d'une émulsion aux conditions ordinaires.
- La stabilité aux températures élevées, aux agents chimiques et la résistance aux actions mécaniques sont également des paramètres importants qui influent sur la stabilité, c'est la température qui aide à activer les effets des émulsifiants, et l'agitation qui fait augmenter la concentration des émulsifiants.
- Les agents émulsifiants sont les principaux facteurs conduisant à la diminution de la stabilité.
- L'excès des émulsifiants fait augmenter la phase dispersée ce qui facilite le passage de courant dans les deux électrodes/
- La valeur supérieure à 200V est généralement considérée comme acceptable.

### **II.1.2.2. Densité**

On remarque que dans les deux systèmes de boues utilisés, la densité augmente d'une façon légère après « Hot Rolling », ça résulte de l'utilisation de la baryte dans les deux cas, et les résultats sont conformes aux normes données.

### **II.1.2.3. Yield value**

Comparant les résultats obtenus dans les deux systèmes de boues, on remarque dans le système Performatrol, que la Yield value diminue avec l'augmentation de la température et cela revient à la diminution de la distance entre les particules existantes dans la boue. Par contre dans celui de Invermul, on remarque une augmentation de la Yield ce qui indique que la boue à base d'eau commence à perdre ses caractéristiques rhéologiques lors du forage, et celle d'huile garde intacte ses caractéristiques.

### **III.1.2.4. Viscosité plastique**

Dans la boue à base d'eau on remarque une augmentation de la viscosité plastique et cela revient à la présence des solides, par contre elle diminue dans celle à base d'huile, cela

revient aux pertes d'efficacités des émulsifiants fondamentaux et ruptures des polymères, la chute est faible ce qui explique sa stabilité.

### **III.1.2.5.Filtrat**

Dans notre cas, le filtrat se fait à une température ambiante, et à  $T=200^{\circ}\text{f}$ .

D'après les résultats obtenus, on remarque que le filtrat augmente dans le système Invermul avec l'augmentation de la température, cela est causé par l'agitation thermique entre les molécules.

Par contre, dans le système performatrol, on remarque une légère chute, cela est dû aux deux facteurs ; la température et la surface de filtration qui peut être contrôlé par un réducteur de filtrat.

Dans les deux systèmes la valeur trouvée est inférieure à  $(8\text{cm}^3/500\text{cm}^3)$ , c'est satisfaisante pour l'avancement de l'outil.

## **II.2. Les résultats chimiques**

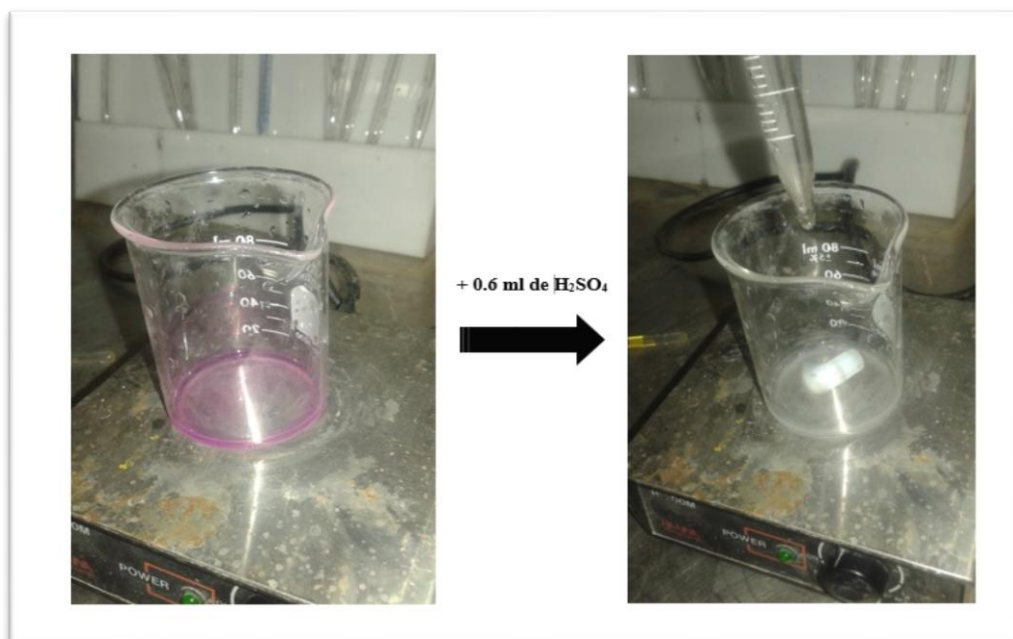
Dans cette analyse, nous avons étudiés les paramètres chimiques tels que l'alcalinité, les chlorures, et le calcium.

### **II.2.1.Le système performatrol**

#### **A) Le Pf**

Après l'ajout de phénolphtaléine pour le filtrat, la couleur est devenue rose, et après le titrage avec  $\text{H}_2\text{SO}_4$  on remarque la disparition de couleur précédente. (Fig II.1)

Le volume de  $\text{H}_2\text{SO}_4 = 0.6$  ml avant et après Hot Rolling.

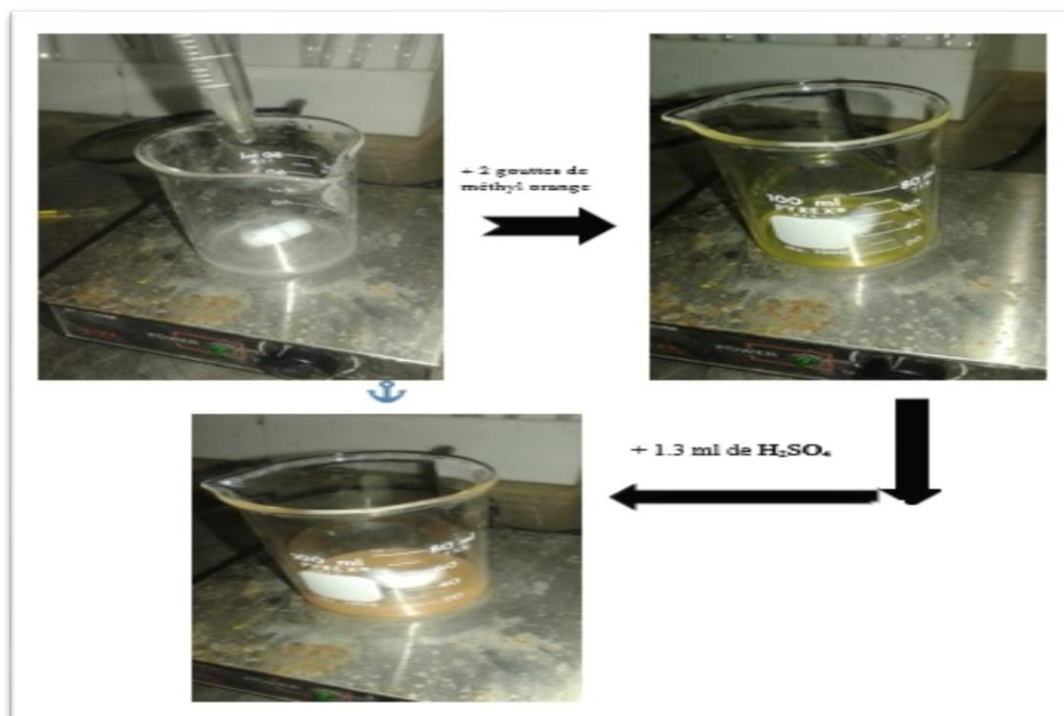


**Figure II.1.** Les résultats de Pf [photo prise le 26/03/2105 lors de la manipulation]

### B) Le Mf

On ajoute le méthylorange pour le volume obtenu lors de test de Pf, on obtient la couleur jaune, et lorsque l'on titre avec  $\text{H}_2\text{SO}_4$  la couleur deviendra orange. (fig II.2)

$V_{\text{H}_2\text{SO}_4} = 1.3 \text{ ml}$ .



**Figure II.2 :** Les résultats de Mf [photo prise le 26/03/2015 à BASP lors de manipulation].

## Interprétation des résultats

On remarque que d'après la loi appliquée ( $2 \cdot Pf < Mf$ ) donc il existe des ions de  $\text{CO}_3^{2-}$  et  $\text{HCO}_3^-$  par contre il n'existe plus de  $\text{OH}^-$ . tel que ;  $[\text{CO}_3^{2-}] = 1.2 \text{ Pf}$

$$[\text{HCO}_3^-] = 1.22 (Mf - 2 \cdot Pf).$$

### C. Chlorures et total hardness

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

La concentration massique de Cl =  $1000 \cdot V (\text{AgNO}_3)$ .

La concentration molaire de  $\text{Ca}^{+2}$  =  $400 \cdot V (\text{EDTA})$ .

Tel que :  $V (\text{AgNO}_3) = 2 \text{ ml}$  et  $V (\text{EDTA}) = 4 \text{ ml}$ .

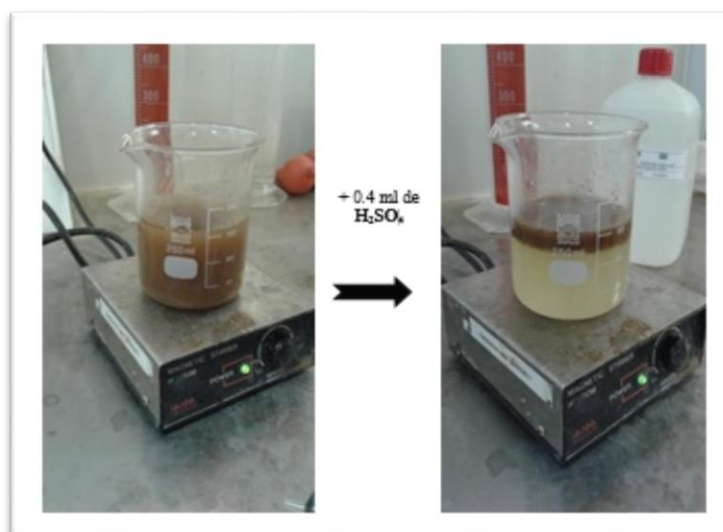
**Tableau II.3:** les résultats de chlorure et total hardness [Melaz et Gussoum ;2015]

Tests	Les résultats
Chlorures (g/l)	200
Calcium (g/l)	160

### II.2.2 : Le système Invermul

#### A) Pm

Après l'ajout de phénolphtaléine pour la boue on la titre par 0.4 ml de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  ; on obtient les résultats dans la figure ci-dessous :



**Figure II.3.** Les résultats de Pm [photo prise le 16/03/2015 lors de la manipulation].

## B) Chlorures et total hardness

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

La concentration massique de Cl=10000 \* V (AgNO<sub>3</sub>).

La concentration molaire de Ca<sup>+2</sup>= 4000 \* V (EDTA).

Tel que : V (AgNO<sub>3</sub>)= 2 ml et V (EDTA)= 4 ml.

**Tableau II.4:**les résultats de chlorure et total hardness[Melaz et Gussoum]

Tests	Les résultats
Chlorures (g/l)	900
Calcium (g/l)	32

## II.3.Caractérisation des cuttings

### II.3.1.Les résultats de test de dispersion pour OBM

La dispersion de l'argile dans le fluide de forage provoque une augmentation dangereuse de la viscosité et une instabilité des propriétés de ce fluide.

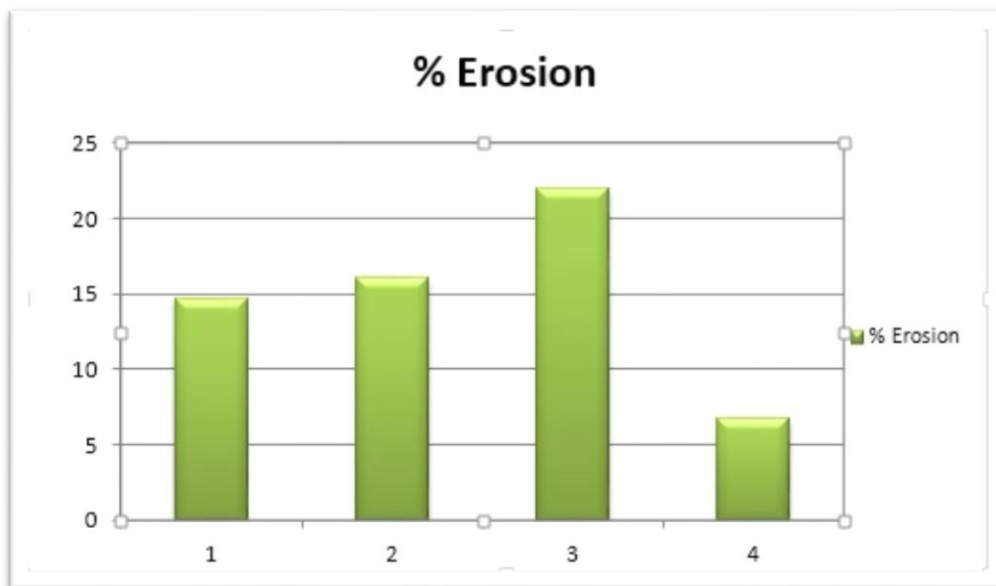
Ce test a pour but de donner une idée importante sur l'influence des polymères utilisés pour minimiser l'hydratation d'argile et donc son érosion.

On mesure le % de l'érosion suivant la relation :

$$\% \text{Erosion} = \frac{\text{Poids initial} - \text{Poids final} * 100}{\text{Poids initial}}$$

**Tableau II.5:** ensemble des résultats obtenus de test de dispersion[Melaz et Guessoum]

Formulation	Poids initial(g)	Poids final (g)	% de l'érosion
1	20	15.5809	4.4191
2	20	15.1839	4.8161
3	20	13.3935	6.6065
4	20	17.9706	2.0294



**Figure II.3.** résultats de dispersion

Tel que :

- 1) Performatrol **4%** / Glycol **3%**/ Kac **2%**.
- 2) Performatrol **0%** /Glycol **3 %** / Kac **4%**.
- 3) Performatrol **5%** / Glycol **0%** / Kac **0%**.
- 4) Standard formulation INVERMUL NT.

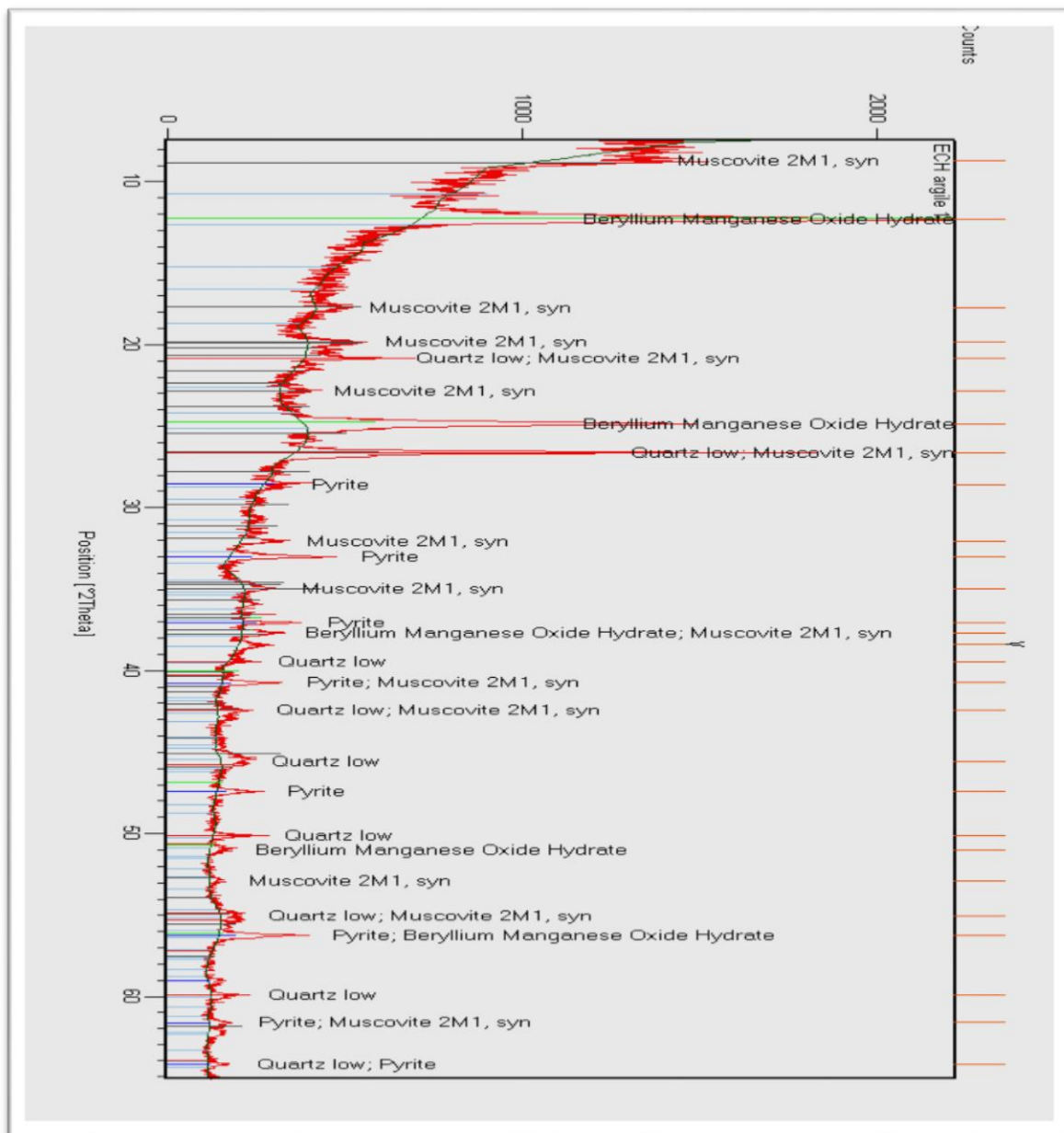
**Remarque :**

Ces résultats montrent que l'inhibition optimale est faite avec la formulation ; INVERMUL, pour réduire la dispersion des argiles et de fournir plus la stabilité de fond de trou. Donc les résultats montrent que Invermul est le système le plus résistant vis-à-vis la dispersion.

### II.3.2. Les résultats de test DRX

L'opération de diffraction x nécessite une petite quantité des déblais royés placés dans un porte échantillon ; lui-même placé dans le support du diffractomètre. Le détecteur des rayons x est lié à un micro-ordinateur via des modules d'acquisition. Le rôle de ces derniers est de transformer l'intensité des rayons détectés en signal électrique.

Après l'analyse d'échantillon au DRX, nous avons obtenu les résultats sur la figure ci-dessous :



**Figure II.4 :** Spectre de DRX des cuttings [fait à laboratoire GC].

Pour les résultats de la diffraction des rayons X obtenus d'une façon qualitative, nous avons remarqués que ces cuttings contiennent plusieurs types d'argiles appartenant à différentes familles.

On remarque que les phases cristallines majeures contenues dans l'échantillon :

- Muscovite ( $M_2KAL_2(SiO_4)_3$ ),
- Oxyde hydraté,
- Quartz et la pyrite( $FeS$ ).



## II.4.les aspects de comparaison

Une grande variété d'additifs sont souvent ajoutés à la composition des fluides de forage pour la prévention des pertes de fluides, la stabilité sous diverses conditions de température et de pression, la stabilité contre la contamination des fluides par l'eau salée ou par le sulfate de calcium, la dispersion et le gonflement des argiles. Il s'agit notamment d'espèces inorganiques et organiques, solubles ou insolubles, dans l'eau. Des argiles organophiles et des émulsifiants dans le gazoil.

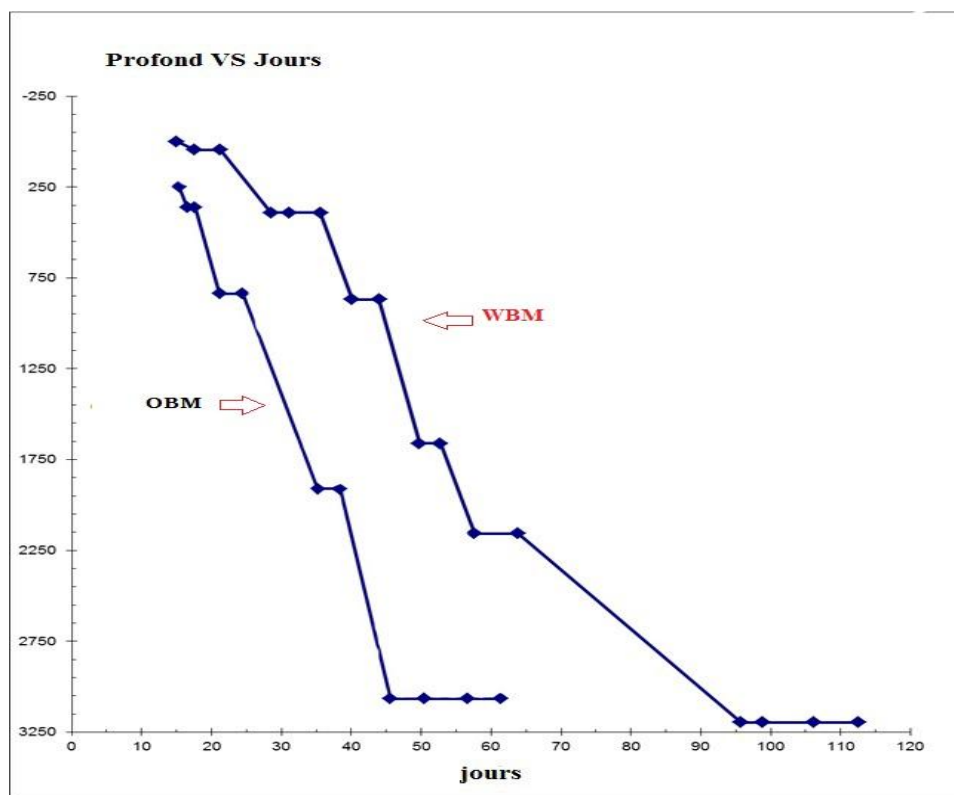
Le choix optimal entre les fluides de forage consiste à prendre en compte tous les aspects, que ce soit technique, environnemental ou économique. Dans ce chapitre nous allons étudier d'autres paramètres que physico-chimique traité dans le chapitre précédent.

### II.4.1.Aspect technique

**Puits GBF-5:** Foré avec la boue de forage a base d'eau(WBM)

**Puits HMN-4 :** Foré avec la boue de forage à base d'huile(OBM) [15]

#### II.4.1.1.La durée de forage



**Figure II.6:** la profondeur forée en fonction des jours [BAS]

### II.4.1.2. Volume de boue utilisé

Les volumes utilisés dans la phase 12" <sup>1/4</sup> sont exprimés dans le tableau suivant :

**Tableau II.6 :** Volume des fluides de forage utilisé dans la phase 12" <sup>1/4</sup> [BASP].

Le fluide de forage	Volume utilisé (bbl)
Fluide de forage à base d'eau "performatrol"	1608
Fluide de forage à base d'huile "Invermul"	1071

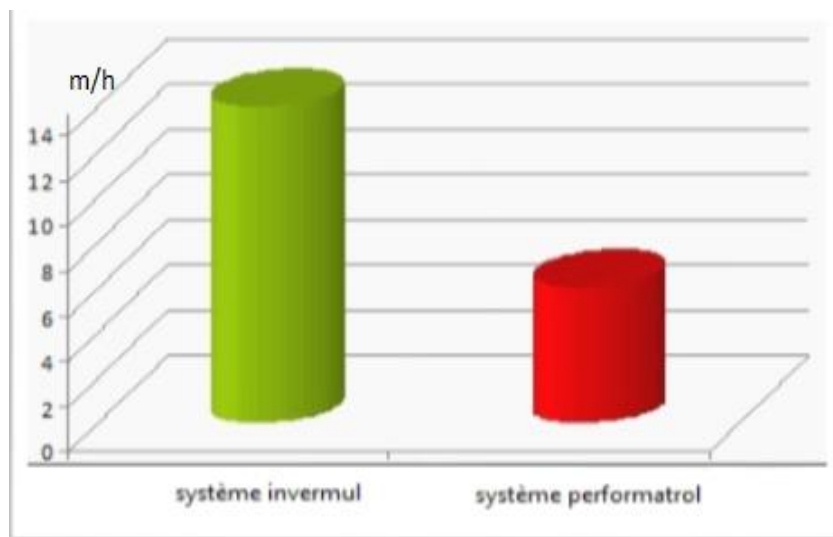
D'après le graphe on remarque que le forage avec le système Invermul(OBM) est plus rapide que celui de système performatrol (WBM).

**Remarque :** le forage demande une grande quantité de WBM par rapport à OBM.

### II.4.1.3. Performance [16]

**Tableau II.7 :** Performance des deux fluides de forage dans la phase 12" <sup>1/4</sup> [BASP].

Le fluide de forage	Ouvrage
Performatrol système	6 m/h
Invermul système	14 m/h



**Figure II.7 :** la performance des fluides de forage dans la phase 12" <sup>1/4</sup> [BASP].

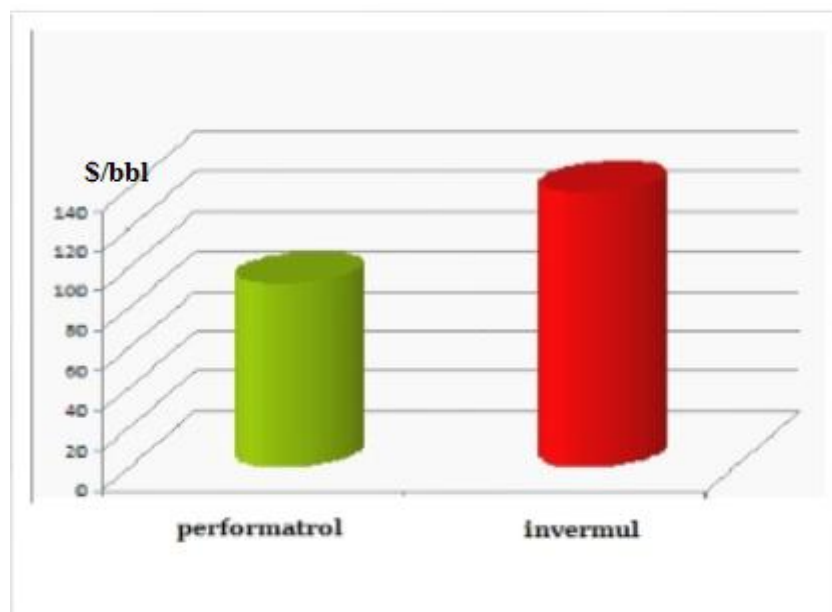
**Remarque :** Les taux de pénétration dans le forage utilisant le système Invermul ont significativement meilleur résultat que ceux du système performatrol, pendant le forage de la section 12 ¼ ".

#### II.4.2.Aspect économique

Bien que la marque initiale de système Invermul a un coût de 45 \$ / baril, qui est 2 fois plus élevé que le système performatrol, les résultats sur le terrain montrent une performance supérieure en terme de coût liquide par mètre foré, en raison des taux de dilution plus faibles et faible coût de maintenance du système avec performatrol. [17]

**Tableau II.8 :** Le coût des deux systèmes de fluide de forage.

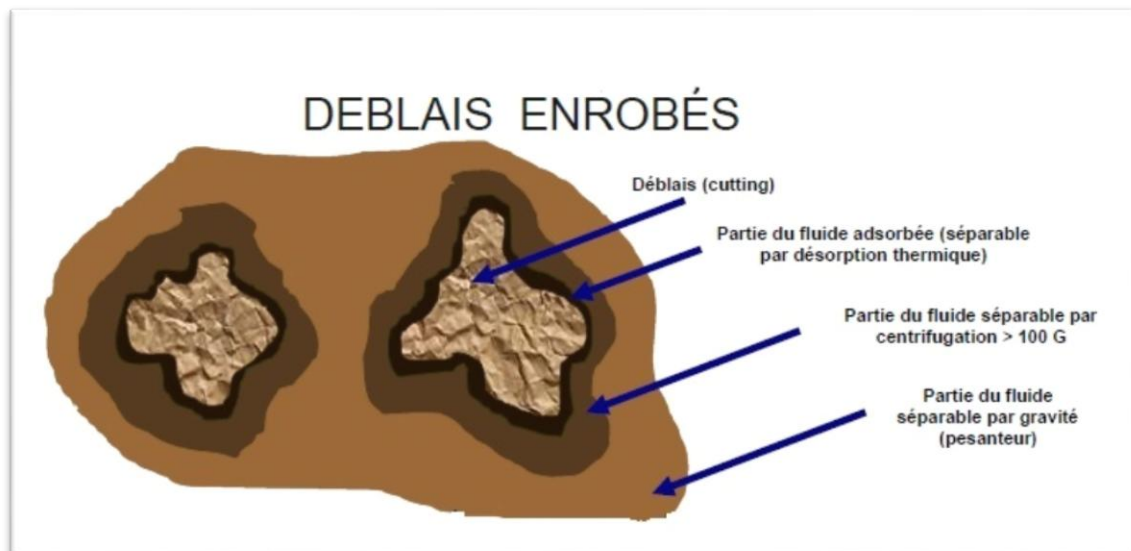
	Système performatrol	Système invermul
	<b>Puit 1</b>	<b>Puit 2</b>
Coût par volume de fluide	<b>25 \$/bbl</b>	<b>45 \$/bbl</b>
Coût totale de fluide	<b>40200 \$</b>	<b>48195 \$</b>
Profond forée (section 12 <sup>1/4</sup> " )	<b>942 m</b>	<b>1127 m</b>
Coût par mètre forée	<b>92 \$/m</b>	<b>137 \$/m</b>



**Figure II.8:** Le coût de fluide par mètre [BASP].

### II.4.3.Aspect environnemental

On sait que le fluide de forage à base d'eau ne peut pas être réutilisé, aussi il n'est pas une source de pollution, par contre le fluide de forage à base d'huile peut influencer sur l'environnement vue sa décantation et son stockage dans des bassins spéciaux dits "bourbiers". (fig III.4) [18]



**Figure II.9** : La forme de déblais enrobés par le fluide de forage [traitement des rejets ; Samira bellatache 2013].

#### II.4.3.1.Définition des bourbiers

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une panoplie des produits chimiques est Employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de natures différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont cependant déversés dans la nature.

En plus des hydrocarbures (HC, tels que le gazoil) constituant majeur des boues à base d'huile, on note les déversements accidentels du pétrole, ainsi que d'une variété d'autres produits et additifs spéciaux (tensioactifs, polymères, ..) qui peuvent exister sur les sites de forage. Ces rejets sont généralement stockés dans des endroits appelés « bourbiers ». (fig III.5)



**Figure II.10:** Photo de Bourbiers étanche avant le forage. [Les fluides de forage à base d'huile Belahbib ; 2012]



**Figure II.11:** Photo de Bourbiers après une opération de forage. [Les fluides de forage à base d'huile, Bellahbib ; 2012]

#### **II.4.3.2. Influences des bourbiers sur l'environnement**

Les bourbiers (cuttings) sont principalement contaminés par des hydrocarbures (gazoil ou pétrole, provenant de la boue à base d'huile), et des métaux lourds, (provenant principalement des additifs de la boue).

Les cuttings risquent de contaminer le sol et le sous-sol par les actions suivantes :

##### **A. L'activité de forage**

Parmi les couches géologiques traversées par les fluides de forage, on rencontre les différents aquifères qui risquent une contamination sérieuse par infiltration de ces fluides, cette contamination peut se faire :

- à partir de la surface par les rejets et liquides de forage (boue de forage, cutting ,etc.) déversés, dans la plupart des cas, directement sur le sol sans aucune protection, ainsi que les rejets solides et liquides domestiques, déversent dans des fosses non conformes et non protégées.
- en cour de forage, la contamination se traduit par le contact de deux fluides de caractéristiques rhéologiques différentes (mélange d'un fluide de formation traversée et la boue de forage en question).
- une mauvaise cimentation peut provoquer des pertes du laitier de ciment dans les formations et une venue de fluide de formation.
- par infiltration des hydrocarbures en développement.
- le stockage non conforme des produits chimiques utilisés pour les différents fluides peut provoquer une contamination des sols donc des aquifères de surface.

### **B. Opération de production sur puits**

Lors des opérations de production (extractions des hydrocarbures, et leur acheminement vers les centres de production), des risques majeurs de pollution et de contamination des aquifères (de surface et autres) peuvent survenir :

- lors des déversements d'hydrocarbures volontaires en surface (dégorgement des puits ou lors d'opérations de snubbing de work over, etc... ..) ;
- des fuites d'hydrocarbures dues aux détériorations et à la corrosion des tubages et casing ;
- des résidus de pertes de fracturation, d'acidification, etc. Pendant les opérations spéciales;
- des rejets de produits de pertes issues de l'opération d'évaluation du réservoir ;
- des rejets de produits utilisés pour l'entretien des puits et des installations de production. [19]

En résumé, on peut regrouper ces paramètres dans le tableau suivant :

**Tableau II.9** : les différents aspects de comparaison entre les deux systèmes de boue.

[Melaz et Gussoum ; 2015]

Aspects	Système Performatrol	Système Invermul
Terrain	Mort	Réservoir
Coût	moins cher	Plus cher
Environnement	n'est pas polluant	Polluant
Risque	moins de risques	Beaucoup de risque
Saleté	N'est pas salé	Salé
Contamination	N'est pas contaminant	contaminant
Stockage	N'est pas stocké	Stocké
Transport	N'est pas transporté	transporté

# Conclusion Générale

**« ...en toute chose c'est la fin qui est essentiel »**

**Aristote**



### Conclusion générale

Le fluide de forage est un paramètre très important dans la réussite de toute exploitation pétrolière. Cependant, l'existence de plusieurs types rend le choix, parfois, difficile. L'efficacité d'un fluide est déterminée par ses caractéristiques physiques et chimiques et son comportement vis-à-vis au changement des formations géologiques traversées. Dans le but d'une appréciation de ces caractéristiques, nous avons réalisé une étude comparative des performances de deux systèmes de boue de forage utilisés dans la section 12 <sup>1/4</sup> " du champ de Hassi Messaoud étant celle qui pose le plus de problèmes lors de l'opération de forage.

L'étude expérimentale que nous avons menée a concerné deux types de tests :

- Pour le fluide à base d'eau (performatrol), il ne répond pas aux normes. Le problème essentiel était la floculation des polymères.
- Pour le fluide à base d'huile (Invermul), il répond aux normes du champ de Hassi Messaoud. A ce stade, il nous a paru le système Invermul meilleurs que l'autre à cause de leur volume de filtrat faible (BHR 2.8 ml et AHR 3ml).

Le test d'inhibition réalisé sur les deux systèmes répond aux normes de la caractérisation. Le système Invermul présente toutes les qualités exigées à une boue de forage (stabilité des parois, avancement de l'outil, faible dispersion et faible gonflement). Cependant elle présente l'inconvénient d'être constituée de gas-oil nocif vis-à-vis des eaux souterraines et l'environnement.

---

## Bibliographie

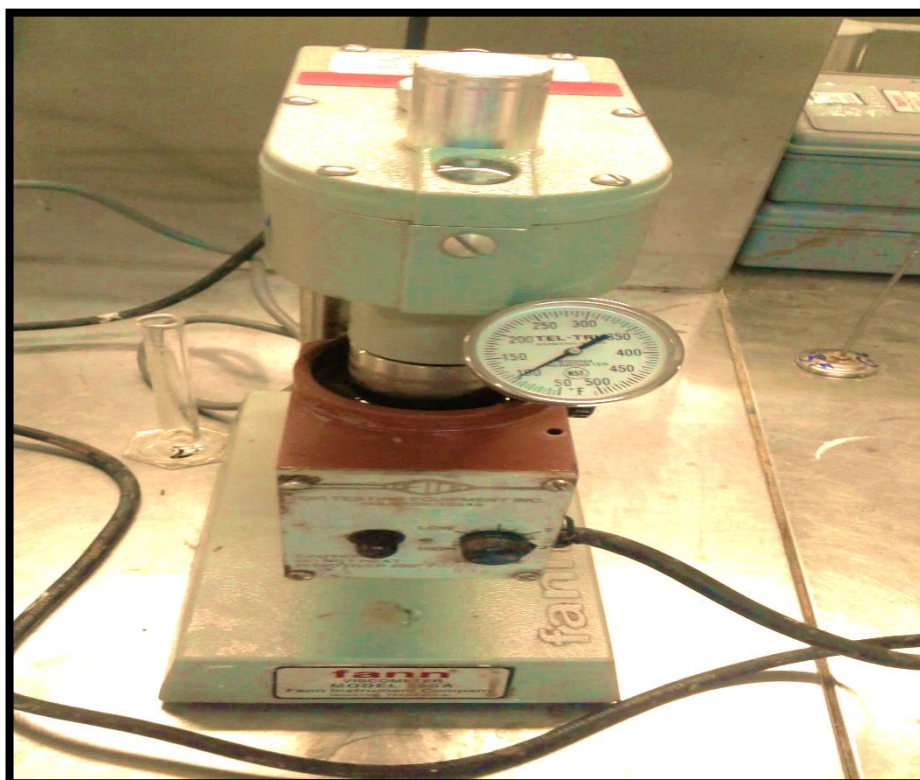
- [1] :A.Salimani « forage pour non foreurs », 2003, division forage, département formation Sonatrach.
- [2] :C.Sallé et J.Debyser-formation des gisements de pétrole-1976.
- [3] : documentations prises de l'entreprise BASP (Baroid Algeria Services Aux Puits (HMD)).
- [4] : C Garcia, P.Parigot « boue de forage, institut française du pétrole IFP, éditions technip 1968.
- [5] : M..Daddou, « fluides de forage », division forage-Sonatrach 2005.
- [6] :G.Delamballerie « boue à base d'huile », collection colloques et séminaires, vol 9, IFP Edition 1968.
- [7] : N.Midoux « mécanique et rhéologie des fluides en génie chimie, Lavoisier 3eme édition.
- [8]: Baroid fluid services hand book.
- [9] :A.Belhabib, F.Balla, A.tama ; les fluides de forage à base d'huile, impacts sur l'environnement et techniques de traitement Edition 2012/2013.
- [10] :www.Wikipédia.fr « propriétés des argiles ».
- [11] :M.Khodja « Etude des performances et considérations environnements », 2008, université Louis pasteur Strasbourg-France.
- [12] : Bellatach « traitement des rejets généré sur les puits 2012.
- [13] :J.F.Mercier, E.Marechal « chimie des polymères » presse polytechnique et universitaire romande
- [14]: BASP driling fluides engineering manuel
- [15]: Drilling Fluids Programme (WBM).
- [16]: PerformaTrol (Cost Comparison, BASP)
- [17]: lubricity testing comparison between Invermul and Performatrol (2015)
- [18] : diaporama de boue de forage (2012)
- [19] : fluide de perforation et filtres presses(2012)

**Université A. Mira Bejaia**

**ANNEXE**



**Distelateur.**[25/03/2015, 09:10]



**Rhéomètre.** [25/03/2015, 09:15]



**Viscosémètre Marsh. [25/03/2015, 09:18]**



**Filtre presse HPHT. [24/03/2015, 09:00]**



**Filtre presse API. [23/03/2015, 10:30]**



**Densimètre. [26/03/2015, 08:20]**



**Agitateur type HAMILTON BEACH. [22/03/2015, 08:10]**



**Testeur de stabilité. [25/03/2015, 09:30]**



**Balance type KERN.PB. [22/03/2015, 08:05]**



---

## Résumé

La nature des terrains traversés, la température et l'humidité sont des paramètres influents sur les fluides de forage lors de forage d'un puits.

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses qui est la phase 12<sup>1/4</sup> pose des problèmes dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile -fluide de forage. Vu les imperfections des fluides à base d'eau (WBM) face aux problèmes des argiles, les systèmes de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) ont apporté des améliorations significatives. Cependant, la pollution qu'ils engendrent rend indispensable un traitement des boues usagées. Au cours de ce travail, nous avons voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels.

Cette étude comparative des différents systèmes de fluide de forage a sélectionné le système adéquat pour l'inhibition de l'argile au niveau du champ de Hassi Messaoud.

Les résultats des tests effectués sur ces argiles ont prouvé que le système Invermul est le plus adéquat pour cette zone.

### Summary:

In petroleum drilling operations, crossing shale formations in 12<sup>1/4</sup> phase poses problems whose solution is strongly related to the understanding of shale -drilling fluid interactions. Due to the lack of performances of water-based fluids (WBM) faced with shale problems, emulsified oil based fluids (OBM) afforded significant improvements. However, the main technical difficulty lies in the treatment of the pollution generated by these emulsions. The present work intends to compare a maximum of laboratory data, hopefully, will bring a contribution to resolve practical problems.

This comparative study of different drilling fluid systems aims to select the right system for inhibition of clay at the Hassi Messaoud field

The results of the tests on these clays have shown that Invermul system is more adequate for this area.