

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



Université 8Mai 1945 – Guelma  
**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département de Génie des Procédés**

**Mémoire De Projet Fin d'Etudes**

*2<sup>ème</sup> Année Master*

---

***ETUDE DES CARACTERISTIQUES PHISYCO-CHIMIQUES ET  
RHEOLOGIQUES DES FLUIDES DE FORAGE***

---

**Filière : Génie des Procédés**

**Option : Matériaux et Génie des Procédés : Matériaux et Traitements des Surfaces**

Présenté par :

**MEHADJEBIA Badr eddine**

**MESSAOUDI Badr eddine**

Sous la direction de :

**Pr. NEMAMCHA Abderrafik**

Jun 2015

# REMERCIEMENTS



*« Au nom de Dieu le clément et le miséricordieux »*

*Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à « Allah », qui nous donne la force et la volonté pour travailler et pour réussir.*

*Nos chaleureux remerciements vont en particulier à notre encadreur **Pr. A. Nemamcha**, qui nous a orientés au cours de la réalisation de ce mémoire.*

*Nous tenons à remercier le staff de la base E N T P-Appareil 201 à Hassi Messaoud, (forage du puits OMKZ 702), qui nous ont aidé à réaliser ce travail (Conseils, facilité l'accès aux différentes zones du travail, au Laboratoire et à la documentation).*

*Nous remercions **tous ceux** qui nous ont aidés de près ou de loin dans l'accomplissement de ce travail*

*Nous remercions aussi tous **les enseignants** de département de génie des procédés.*

*Enfin nous tenons à remercier tous les membres **de jury** qui nous font l'honneur de juger ce travail.*

*Merci à **tous**, du fond du cœur*

# **DÉDICACE**

Je dédie ce mémoire :

A mon père, A ma mère, qui m'ont encouragés et soutenue toute au long de mes études

A mon cher frère et A mes sœurs et tous ses enfants

A ma famille « Mehadjebia »,

A mes amis à l'université et tous mes collègues de Génie des procédés promotion 2014/2015.

**MEHADJEBIA BADR-EDDINE**

# SOMMAIRE

<b>-LISTE DES ABREVIATIONS .....</b>	<b>iv</b>
<b>-LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>vii</b>
<b>-LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>viii</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>01</b>

## CHAPITRE I : Les Fluides De Forage

<b>I.1. Généralités Sur les fluides de forage .....</b>	<b>03</b>
<b>I.2. Définition d'un fluide de forage.....</b>	<b>03</b>
<b>I.3. Matériel dans lequel circule le fluide de forage .....</b>	<b>04</b>
<b>I.4. Rôle du fluide de forage .....</b>	<b>06</b>
<b>I.5. Circulation du fluide de forage .....</b>	<b>08</b>
<b>I.6. Classification des fluides de forage.....</b>	<b>09</b>
<b>I.6.1. Les fluides à base d'huile.....</b>	<b>10</b>
<b>I.6.2. Les fluides à base d'eau .....</b>	<b>11</b>
<b>I.6.3. Les fluides de forage gazeux.....</b>	<b>11</b>
<b>I.7. Composition des fluides de forage .....</b>	<b>12</b>
<b>I.7.1. Produit de fluide de forage.....</b>	<b>12</b>
<b>I.7.2. Formulation des boues de forage .....</b>	<b>14</b>
<b>I.7.3. Contrôle et caractérisation des propriétés.....</b>	<b>14</b>
<b>I.7.4. Paramètres physiques et chimiques.....</b>	<b>15</b>
<b>I.8. Fabrication et traitement.....</b>	<b>20</b>
<b>I.8.1. Qualité de l'eau de fabrication .....</b>	<b>20</b>
<b>I.8.2. Ordre de fabrication.....</b>	<b>21</b>
<b>I.8.3. Traitement du circuit.....</b>	<b>22</b>

## CHAPITRE II : Caractéristiques physico-chimiques et rhéologique des fluides de forage

### II.1. Caractéristiques Physico-chimiques

<b>II.1.1. Généralités sur les suspensions.....</b>	<b>24</b>
<b>II.1.2. Le mouvement brownien et la gravité .....</b>	<b>25</b>
<b>II.1.3. Interface minéral-solution .....</b>	<b>25</b>
<b>II.1.3.1. Double couche électrique.....</b>	<b>25</b>
<b>II.1.3.2. Adsorption des ions sur la surface du minéral .....</b>	<b>27</b>
<b>II.1.4. Les forces dans une suspension .....</b>	<b>27</b>
<b>II.1.4.1. Forces volumiques .....</b>	<b>27</b>
<b>II.1.4.2. Forces de surface .....</b>	<b>28</b>
<b>II.1.5. Adjuvants : cas des polymères.....</b>	<b>33</b>

II.1.5.1. Effet de la nature du polymère .....	33
II.1.5.2. Effet de la concentration.....	33
<b>II.2. La rhéologie des fluides de forage</b>	
II.2.1. Notion de mouvement laminaire de cisaillement .....	34
II.2.2. Contrainte de cisaillement.....	34
II.2.3. Déformation et vitesse de cisaillement.....	35
II.2.4. Ecoulement .....	36
II.2.4.1. Le modèle de Newton .....	36
II.2.4.2. Le modèle de Bingham .....	37
II.2.4.3. Le modèle en puissance .....	37
II.2.5. Poids volumique (densité) .....	37
II.2.6. Thixotropie .....	38
II.2.7. Viscosité .....	38
II.2.7.1. Viscosité Marsh .....	39
II.2.7.2. Viscosité Fann .....	39
II.2.7.3. Yield –value .....	40
II.2.7.4. Gels .....	40
II.2.8. Filtrat .....	40
II.2.9. Teneur en solide.....	41

### **CHAPITRE III : Pollution de l'environnement par les boues de forage**

#### *Introduction*

III.1. Définition sur les bourbiers.....	42
III.2. Les ressources des bourbiers dans l'activité de forage.....	44
III.3. Impact environnementaux du rejet des boues de forage.....	44
III.3.1. Phénomène de pollution .....	44
III.3.2. Exemples d'impact .....	45
III.4. Plannings environnemental des boues de forage.....	46

### **CHAPITRE VI : Résultats et discussion**

VI.1. Préparation de la boue .....	48
VI.2. Caractéristiques physico-chimiques.....	48
VI.2.1. Caractéristiques physiques.....	49
VI.2.1.1. La densité.....	49

<i>VI .2.1.2. La rhéologie.....</i>	<i>50</i>
<i>VI .2.1.3. Rapport huile/eau.....</i>	<i>52</i>
<i>VI .2.1.4. Filtrat à haute pression et à haute température (HPHT).....</i>	<i>54</i>
<i>VI .2.1.5. Stabilité électrique .....</i>	<i>56</i>
<i>VI .2.2. Caractéristiques chimiques .....</i>	<i>57</i>
<i>VI .2.2.1. Excès de la chaux (Ca (OH)<sub>2</sub>) .....</i>	<i>57</i>
<i>VI .2.2.2. Concentration des Chlorures [Cl-].....</i>	<i>58</i>
<i>VI .2.2.3. La concentration du [Ca<sup>++</sup>] .....</i>	<i>59</i>
<i>-CONCLUSION GENERALE .....</i>	<i>60</i>
<i>-REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....</i>	<i>ix</i>
<i>-ANNEXE 1.....</i>	<i>xiii</i>
<i>-ANNEXE 2.....</i>	<i>xvi</i>

## LISTE DES ABREVIATIONS

- VA** : Viscosité apparente (cP)
- VP** : Viscosité plastique (cP)
- YP** : Yield point (contrainte seuil) (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- Gel 0** : Gel à 10 secondes (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- Gel 10** : Gel à 10 minutes (lb/100 ft<sup>2</sup>)
- P** : Pression de formation (kgf/cm<sup>2</sup>)
- h** : Profondeur de la couche traversée (m)
- d** : Densité de la boue
- V** : Volume du filtrat (cm<sup>3</sup>) ou (ml)
- K** : Perméabilité du cake (mD)
- t** : Temps (s)
- A** : Surface (cm<sup>2</sup>)
- μ** : Viscosité (cP)
- e** : Epaisseur du cake (1/12")
- pb** : Phénophtaléine de la boue
- pf** : Phénophtaléine du filtrat
- Mf** : Méthyle orange du filtrat
- τ** : Contrainte de cisaillement (Pa)
- df** : Force de cisaillement (N)
- ds** : Surface élémentaire (m<sup>2</sup>)
- γ** : Déformation de cisaillement
- γ'** : Vitesse de cisaillement (1/s)
- μ<sub>a</sub>** : Viscosité apparente (Pa.s)
- v** : Viscosité cinématique (m<sup>2</sup>/s)
- ρ** : Masse volumique du fluide (kg/m<sup>3</sup>)
- μ<sub>rel</sub>** : Viscosité relative

**$\mu_{sp}$**  : Viscosité spécifique  
 **$[\mu]$**  : Viscosité intrinsèque (l'inverse de la concentration)  
 **$\mu_s$**  : Viscosité du solvant (N.s/m<sup>2</sup>) ou (Pa.s)  
 **$\tau_B$**  : Contrainte seuil (Pa)  
 **$k$**  : La consistance du fluide  
 **$n$**  : Indice d'écoulement  
 **$\omega$**  : La pulsation  
 **$\lambda$**  : Temps de relaxation (s)  
 **$J$**  : Compliance  
 **$G$**  : Relaxation  
 **$\phi$**  : Angle (°)  
 **$G^*(\omega)$**  : Module de rigidité complexe  
 **$G'(\omega)$**  : Rigidité d'accumulation  
 **$G''(\omega)$**  : Rigidité de dissipation  
 **$\mu^*(j\omega)$**  : Viscosité complexe  
 **$R$**  : Rayon du cône (mm)  
 **$\Psi$**  : Angle que fait la génératrice du cône et le plateau (°)  
 **$\omega_0$**  : Vitesse de rotation  
 **$L_0$**  : Contribution intrinsèque  
 **$L_e$**  : Contribution électrostatique  
 **$L_p$**  : Longueur de persistance  
 **$T_m$**  : Melting température  
 **$t_s$**  : Temps caractéristique de sédimentation  
 **$r$**  : Rayon du colloïde.  
 **$V_{stokes}$**  : Vitesse de sédimentation  
 **$t_d$**  : Temps parcouru par agitation thermique  
 **$D$**  : Coefficient de diffusion





**V<sub>t</sub>** : Potentiel total

**A** : Constante de Hamaker

**C<sub>i</sub>** : Concentration en ion

**Z<sub>i</sub>** : Charge d'ion

**V<sub>élect</sub>** : Potentiel d'interaction

**Ψ<sub>s</sub>** : Potentiel de surface des particules

**ε<sub>0</sub>** : Permittivité du vide

**ε** : Constante diélectrique des particules

**K<sup>-1</sup>** : Longueur de Debye

**ξ** : Potentiel zêta (mV)

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1 :</b> Outils de forage .....	04
<b>Figure I.2 :</b> Tête d'injection .....	05
<b>Figure I.3:</b> Pompes à boue .....	05
<b>Figure I.4 :</b> Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation .....	07
<b>Figure I.5 :</b> Schéma de circulation de la boue sur le site de forage .....	08
<b>Figure I.6 :</b> Classification des fluides de forage .....	10
<b>Figure II.1:</b> Trois échelles caractéristiques dans une suspension .....	25
<b>Figure II.2:</b> (a) Structure de la double couche électrique diffuse a la surface d'une particule d'argile, (b) distribution de la concentration en anions (n-) et les cations (n+) en fonction de la distance de la surface avec une concentration en bloc .....	26
<b>Figure II.3:</b> Représentation de la double couche électrique .....	27
<b>Figure II.4:</b> Structure dispersée (a), faiblement floculée (b) ou fortement floculée d'une dispersion de particules(c) .....	29
<b>Figure II.5:</b> Potentiels d'interaction de surface en fonction de la distance à la surface .....	29
<b>Figure II.6 :</b> Attraction des particules sous l'effet des forces de van der Waals.....	31
<b>Figure II.7 :</b> Répulsion des particules sous l'effet des forces électrostatiques .....	31
<b>Figure II.8:</b> Représentation schématique de l'évolution de l'énergie d'interaction entre deux particules en fonction de leur distance de séparation .....	32
<b>Figure II.9 :</b> Forces agissant sur deux éléments de couches voisines .....	34
<b>Figure II.10 :</b> Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles .....	35
<b>Figure II.11 :</b> Densimètre à boue à balance .....	38
<b>Figure II.12 :</b> Viscosité Marsh .....	39
<b>Figure II.13 :</b> Viscosimètre à cylindre Fann .....	40
<b>Figure II.14 :</b> Appareil de mesure de filtrat .....	41
<b>Figure III.1 :</b> Bourbier étanche avant le forage .....	43
<b>Figure III.2 :</b> Bourbier après une opération de forage .....	43
<b>Figure III.3 :</b> Hiérarchie d'actions pour le management environnemental des boues de forage.....	46
<b>Figure IV.1 :</b> Densimètre à boue .....	49
<b>Figure IV.2 :</b> Rhéomètre de FANN modèle 35.....	51
<b>Figure IV.3 :</b> Distillateur à boue .....	53
<b>Figure IV.4 :</b> Appareils de filtrat HP-HT .....	54
<b>Figure IV.5 :</b> Appareils de détermination de stabilité électrique .....	56

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau I.1.</b> <i>Produit viscosifiant</i> .....	12
<b>Tableau I.2.</b> <i>Produit réducteur de filtrat</i> .....	12
<b>Tableau I.3.</b> <i>Produit fluidifiant</i> .....	13
<b>Tableau I.4.</b> <i>Contrôle de Ph</i> .....	13
<b>Tableau I.5.</b> <i>Précipitation du calcium</i> .....	13
<b>Tableau II.1.</b> <i>Constante de Hamaker de quelques milieux</i> .....	30
<b>Tableau I.2.</b> <i>Quelques ordres de grandeur des valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante</i> .....	36
<b>Tableau IV.1.</b> <i>Composition de la boue utilisée dans les deux phases</i> .....	48

# INTRODUCTION

---

## INTRODUCTION

Dans le passé, les gens creusaient des puits pour trouver de l'eau, pour eux, le pétrole trouvé accidentellement était une source de pollution. Le mot Pétrole est originaire du latin PETRAOLEUM un nom composé de deux parties : **Petra** qui veut dire Roche mère (**Rock**), **Oléum** qui veut dire (huile). Les premiers puits ont été creusés pour rechercher de l'eau potable, pouvant être utilisée pour le lavage et l'irrigation, et pour rechercher de la saumure, dont on extrayait le sel. Ce n'est qu'au 19ème siècle que les forages d'exploration pétrolière se sont développés pour répondre aux besoins croissants en produits pétroliers, nés de l'industrialisation.

On retrouve des traces des premiers forages de puits en Chine, trois siècles avant Jésus Christ. La technique utilisée (forage au câble) consistait à lâcher un outil de forage en métal qui s'enfonçait dans le sol par son propre poids et à extraire la roche réduite en poudre à l'aide d'un conteneur cylindrique. Les Chinois étaient relativement en avance en la matière et étaient les premiers à utiliser des fluides. Le fluide utilisé à cette époque était l'eau. En assouplissant la roche, elle permettait une pénétration plus aisée et facilitait le retrait des débris de roche pulvérisés appelés déblais. (Il est important de retirer les déblais du puits au fur et à mesure du forage afin que le trépan puisse creuser plus profondément.)

Tant donnée que notre pays dépend à 98% des rentes pétrolière, le forage pétrolier est donc un facteur très importants quand au développement économique.

Pour cela des moyens énorme sont mis sur place pour assurer le bon déroulement de l'exploitation et la préservation de nos champs pétrolier, beaucoup d'opération et de services de forage sont mis en œuvre pour garder la stabilité et la continuité du forage ; Parmi ces opérations on note l'opération « work over » ou alors plus simplement l'opération de nettoyage des puits pétroliers.

Le forage prend une part importante dans le développement des gisements et l'estimation des réserves pétrolières. Les problèmes rencontrés au cours des opérations de forage ont suscités un intérêt particulier de la part des compagnies pétrolières, des laboratoires spécialisés et de la communauté des chercheurs. En plus du défi technique pour la résolution des problèmes, on note l'importance du facteur économique, dont le coût des problèmes de forage rencontrés peut être estimé à plus de 10% du coût moyen d'un forage. L'instabilité des parois des puits est le facteur technique le plus significatif au cours du forage et l'une des sources affectant le coût du forage.

---

Sur le champ de Hassi Messaoud (HMD), les principaux types d'incidents de forage peuvent être de nature assez différentes principalement dans les intervalles du Sénonien Salifère, Turonien, Dogger Argileux et Lagunaire et du Cénomanién. Il s'agit de bourrage avec chute d'avancement, maintien ou non de la circulation de boue, serrage ou non avec augmentation du couple pouvant aller jusqu'à blocage de la rotation,.... Vis à vis de ces incidents de forage, les remèdes traditionnels font appel à l'augmentation de la densité de la boue souvent efficace, ou bien l'utilisation de boue de forage inhibitrice ou boue à l'huile, cependant, ce type de fluide est contraint à des problèmes d'environnement et de réglementation.

Actuellement, les contraintes liées à la protection de l'environnement sont de plus en plus rigoureuses, en particulier vis-à-vis des conditions de rejet des déblais de forage pétroliers en mer ou sur terre. De plus, de nombreuses controverses existent quant à la persistance de certaines substances utilisées dans la formulation des fluides de forage. Il est donc nécessaire de disposer d'une argumentation fiable pour non seulement répondre aux exigences de gestion des déblais, mais aussi contribuer à l'obtention de fluides de forage. Plus performants du point de vue rhéologique et en causant moins de dommages à l'environnement en permettant une régénération rapide des sites.

Par ailleurs la connaissance des propriétés rhéologiques et de filtration des fluides de forage qui sont d'une importance capitale pour la réussite de l'opération de forage, vont faciliter le passage de l'outil de forage à travers les différentes couches de la formation géologique, la boue de forage doit tout d'abord créer une pression hydrostatique permettant d'assurer la stabilité des parois forées et empêcher les venues des fluides provenant des nappes souterraines traversées. Elle doit également former un "cake" pour limiter la filtration vers la paroi poreuse et permettre de faire remonter à la surface les déblais de la roche broyée par le trépan et assurer leur maintien en suspension lors de l'arrêt des opérations de forage par sa capacité de former une structure tridimensionnelle au repos.

Pour cela, et afin de répondre à ces exigences, le choix de fluides de forage doit satisfaire, d'une part, aux principaux paramètres rhéologiques de ce fluide et, d'autre part, aux propriétés physico-chimiques tel que le filtrat, la densité, tout en tenant compte des différents inhibiteurs utilisés lors de la traversée des zones sensibles. Dans ce contexte s'insère l'objet de notre travail qui consiste à élaborer une boue de forage à base de l'huile et de déterminer ses principales caractéristiques physico-chimiques et rhéologiques.

**CHAPITRE I :**  
**LES FLUIDES DE FORAGE**

---

---

## CHAPITRE I : LES FLUIDES DE FORAGE

### I.1. Généralités Sur les fluides de forage.

Le forage pétrolier fait partie de l'ensemble des opérations nécessaires pour localiser et extraire de la roche réservoir les hydrocarbures présents dans le sous-sol.

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

Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs dont le choix des fluides de forage les quels sont classés dans la famille des fluides complexes du fait de leur nature même (ces fluides peuvent être des émulsions/suspensions de divers constituants) dont les fonctions sont multiples (refroidir et lubrifier l'outil au cours du Forage, maintenir les parois du puits, maintenir les déblais en suspension, assurer la Remontée des déblais, ...). La connaissance et le contrôle des propriétés rhéologiques des fluides de forage ont donc une incidence majeure sur le bon déroulement d'une opération de forage. Ces fluides appelés classiquement « boues » présentent un comportement non newtonien ; ils sont habituellement rhéofluidifiants, thixotropes et fortement thermo dépendants, et ceci à différents niveaux suivant le type de boue et les conditions d'utilisation [1, 2].

Depuis le siècle dernier, le développement des exploitations pétrolières s'avère d'une grande importance d'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite plusieurs opérations [2]

- Localisation de la roche réservoir et confirmation de la présence des hydrocarbures.
- Evaluation de la viabilité économique du développement.
- Le forage et la mise en production des puits de pétrole et de gaz. Par ailleurs, le succès d'une opération de forage est assuré en grande partie par le bon choix du fluide de forage.

Dans ce chapitre, nous présenterons les principaux rôles et caractéristiques des fluides de forage.

### I.2. Définition d'un fluide de forage.

Un fluide de forage ou boue de forage est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile, ...), gazeuses (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments, ...). C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent thixotrope [3].



### I.3. Matériel dans lequel circule le fluide de forage

Les éléments indispensables dans le fluide de forage interviennent :

#### I.3.1. Les outils à molettes

Un tricône (figure I.1) est constitué de 3 bras forgés, usinés avec leurs tourillons, qui subissent ensuite un traitement thermique et sont assemblés par soudure.

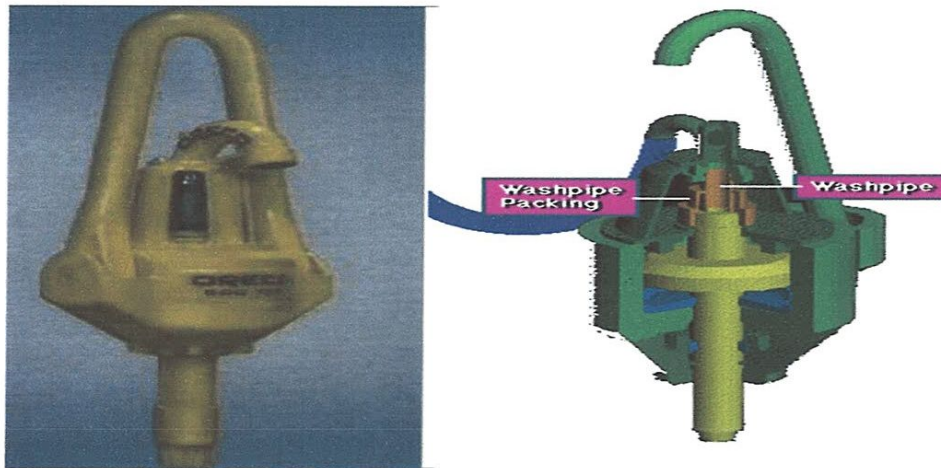


Figure I.1 : Outils de forage

Les outils à molettes comptent parmi les équipements les plus importants dans l'appareil de forage, puisque telles permettent d'exploiter le maximum d'énergie donnée par les équipements de surface, pour améliorer la performance et minimiser le coût de forage, il est important de choisir un outil adapté à la formation traversée et compatible à la puissance fournie.

#### I.3.2. Tête d'injection

C'est le composant qui est suspendu par son anse au crochet de levage. Il doit être conçu à la fois pour la charge maximale de garniture et pour la vitesse de rotation maximale.



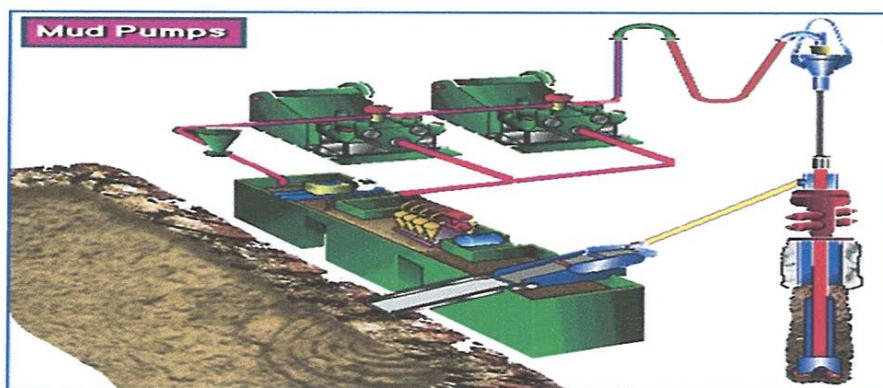
**Figure I.2 :** *Tête d'injection*

La boue arrive dans l'arbre d'injection par un tube coudé appelé col de cygne relié au corps. Entre le col de cygne fixe et l'arbre d'injection tournant, qui sont dans le prolongement l'un de l'autre, il y a un raccord tournant faisant joint, qui assure l'étanchéité à la boue. L'étanchéité peut être obtenue soit sur l'arbre d'injection (l'arbre tourne et le joint est fixe), soit sur le col de cygne (le joint tourne et l'arbre autour du col de cygne est fixe).

La tête d'injection comporte par ailleurs un roulement à sa partie supérieure pour éviter que l'arbre d'injection ne se déplace vers le haut lorsqu'on appuie sur le train de tiges et deux roulements latéraux de part et d'autre du roulement principal pour assurer le guidage de l'arbre d'injection.

### I.3.3. Pompes à boue

Le rôle des pompes à boue est d'assurer l'aspiration de la boue de forage par la conduite d'aspiration, puis la refouler dans une colonne à travers un clapet de refoulement [6].



**Figure I.3:** *Pompes à boue*

## I.4. Rôle du fluide de forage.

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

### 1. Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

### 2. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

### 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.

### 4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

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

### 5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

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

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

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

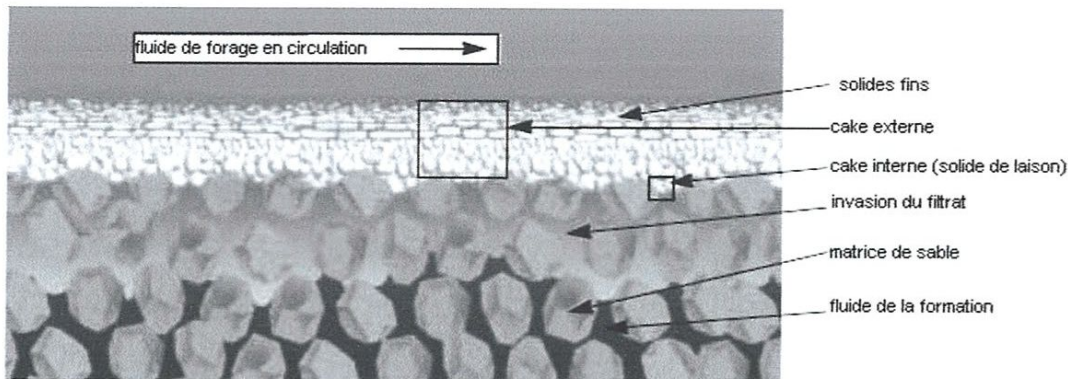
### 6. Dépôt d'un cake imperméable

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. Comme le montre la figure I.4, différentes zones peuvent être distinguées du puits vers la formation :

- Le cake externe qui tapisse la paroi ;

- Le cake interne qui s'étend sur une épaisseur équivalente à quelques diamètres des grains ;
- La zone envahie par le filtrat lors de la pénétration immédiate.



**Figure I.4 :** Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation [12]

### 7. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

### 8. Augmentation de la vitesse d'avancement

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

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

### 9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)

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

### 10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

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

### 11. Apport de renseignements sur le sondage

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

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

### 12. Contamination des formations productrices

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

### 13. Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

### 14. Toxicité et sécurité

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

## I.5. Circulation du fluide de forage.

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface comme suit :

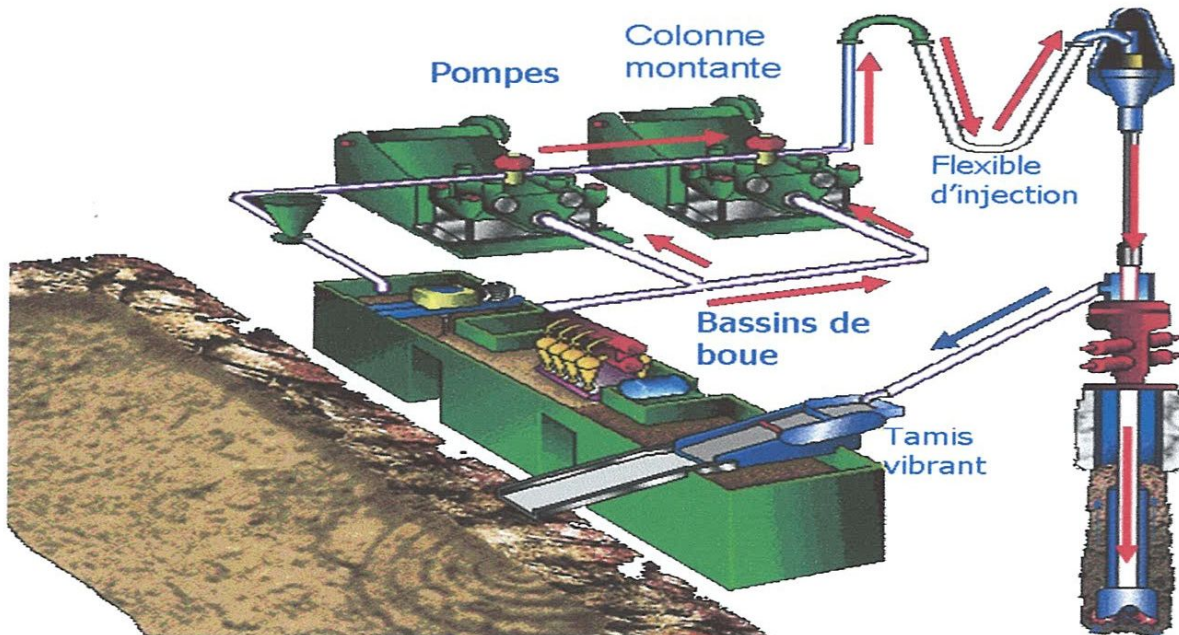


Figure I.5 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage [6].

- 1) La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation.
- 2) Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
- 3) La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
- 4) La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
- 5) La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre.
- 6) A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
- 7) Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
- 8) Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
- 9) Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.

### **I.6. Classification des fluides de forage.**

Traditionnellement, les fluides de forage sont classés en trois catégories en accord avec le fluide de base utilisé dans leur préparation. C'est à dire: l'air, l'eau et l'huile. [4]

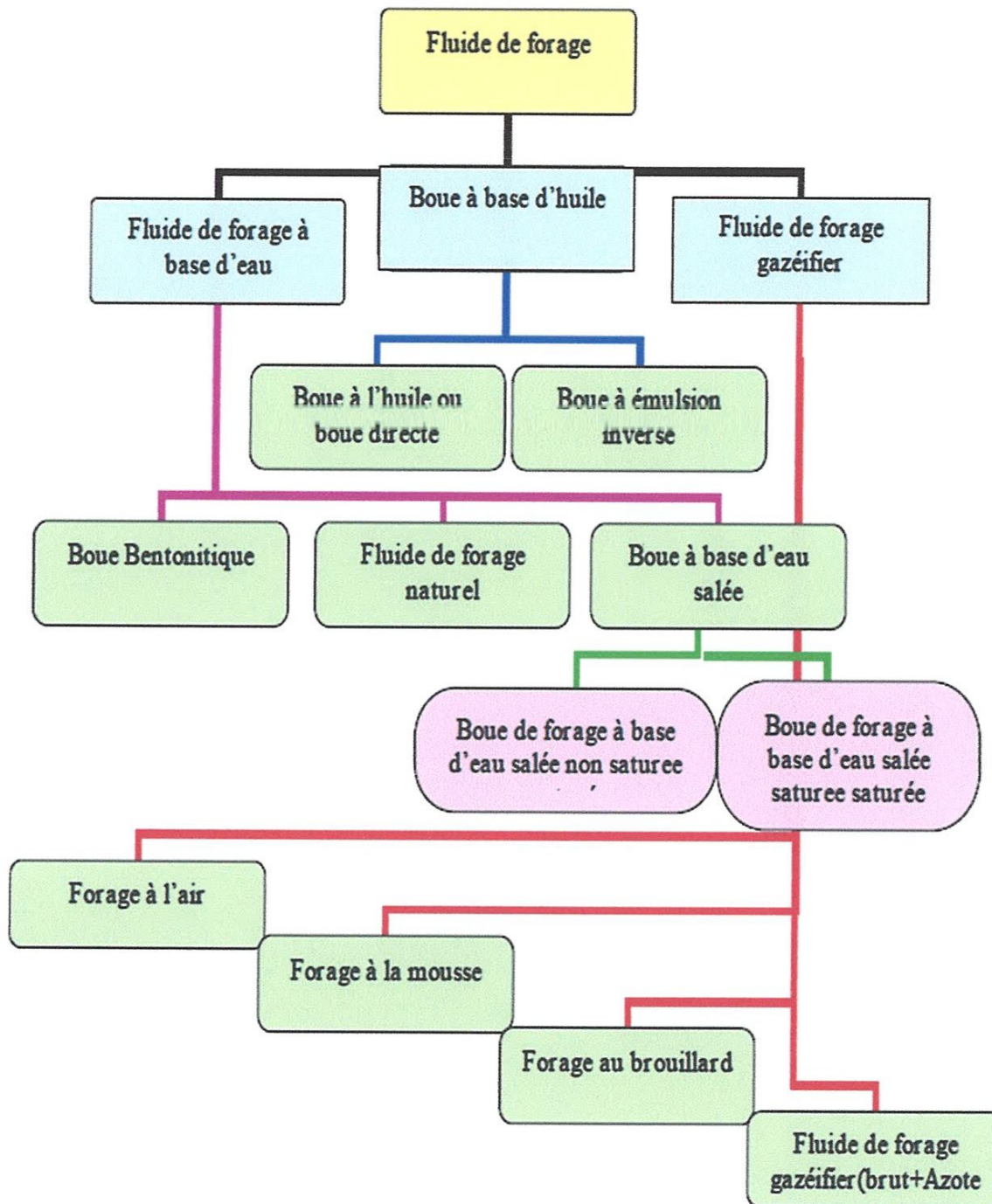


Figure I.6. Classification des fluides de forage

### I.6.1. Les fluides à base d'huile.

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

particulières, il est difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau, leur utilisation occasionnent quelques difficultés, tels que la manipulation spéciale et les problèmes environnementaux. [4]

Les boues à base d'huile sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe constituée par l'huile [7]. Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissant sont alors additionnés. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés.

### **I.6.2. Les fluides à base d'eau.**

Ces fluides sont les plus utilisés dans le domaine du forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite, ...), des solides inertes (carbonates,...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants. Des réducteurs de filtrat entre également dans la composition (carboxy méthyle cellulose, polymères synthétiques) [5].

Ces fluides sont moins coûteux et moins polluants; ce pendant, la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur pour le bon déroulement d'une opération de forage.

Il est possible de classer ce type de fluides en trois catégories :

- Boues douces (boues bentonitiques).
- Boues salées.
- Boues salées saturées.

### **I.6.3. Les fluides de forage gazeux.**

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutées intentionnellement. Le gaz peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard[8].



## I.7. Composition des fluides de forage.

Le choix de la formulation à utiliser va dépendre de la formation rocheuse à traverser, des contraintes environnementales et économiques ainsi que des possibilités d'approvisionnement sur place des produits à boue. Différentes formulations peuvent être utilisées sur un même forage selon les couches géologiques traversées. Les boues à l'huile donnent généralement de meilleurs résultats (meilleures lubrifications, minimisation de l'endommagement des formations productrices, résistances aux hautes températures) mais sont généralement plus chères et posent des problèmes écologiques.

### I.7.1-Produits de fluide de forage :

Tableau I.1.Produits viscosifiant

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces. Teneur en CL $< 25\text{g/l}$
Argile pour eau salée (attapulgitite)	Boue salée teneur CL <sup>-</sup>	
Biopolymère	Fluidification au cisaillement	Boue à faible teneur en solide.

Tableau I.2. Produits réducteur de filtrat

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	viscosifiant	Boue salée saturée
CMC technique Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant  Fort viscosifiant	Teneur en Ca <sup>++</sup> $< 500\text{mg/l}$ Et Teneur en Cl <sup>++</sup> $< 30\text{mg/l}$
CMC raffiné Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant  Fort viscosifiant	Teneur en Ca <sup>++</sup> $> 500\text{mg/l}$ Et Teneur en Cl <sup>++</sup> $> 30\text{mg/l}$
Polymère polyanionique	Viscosifiant, stabilisation	Boue à l'eau de mer

	des argiles	
Huile émulsionnée	Lubrification	Huile émulsionné

Tableau I.3 Produits fluidifiant

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin		Boues douces Teneur en $Ca^{++} < 530 \text{mg/l}$ Et Teneur en $Cl^{++} < 20 \text{mg/l}$
FCL (lignosulfonate de fer et de chrome)	Réduction du filtrat Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée.	Boues douces salées Boues au FCL $\text{pH} > 9$ Température $> 200 \text{ c}^\circ$
LC (ligites chromées)		

Tableau I.4. Contrôle de PH

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
NaOH	Précipitation du calcium Augmentation du rendement des argiles	

Tableau I.5. Précipitation du calcium

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
$\text{Na}_2\text{CO}_3$	Augmentation du rendement des argiles	

### Produits alourdisants

- Baryte : densité moyenne 4.3
- Hématite :  $4.9 < d < 3.9$
- Sidérite :  $3.7 < d < 3.9$  : utilisé principalement dans les fluides de complétion.

- Galène :  $6.7 < d < 7$ .
- Carbonate de calcium :  $2.6 < d < 2.8$  utilisé pour les fluides de faible densité.

### **Produits Colmatants :**

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables, il existe :

- Colmatants granuleux.
- Colmatants fibreux.
- Colmatants lamellaires.

### **I.7.2. Formulation des boues de forage.**

Les boues de forage sont donc des formulations extrêmement complexes comprenant des additifs de fonctions multiples. Pour éviter des problèmes de reproductibilité sur chantier, la profession a normalisé la préparation et la caractérisation des fluides de forage par les normes éditées par l'API (American Petroleum Institute), pour la formulation sur site et au laboratoire pour la caractérisation des propriétés. La formulation proprement dite de la boue est optimisée (généralement par le fournisseur des produits), le temps et l'ordre d'agitation de chaque produit étant défini. Au laboratoire, sont utilisés des agitateurs normalisés (exemple, Hamilton Beach mixé pour les boues à base d'eau) alors que sur site, le mélange se fait dans des bacs à boues soumis à agitation.

Chaque formulation spécifique est caractérisée et optimisée en laboratoire avant d'être utilisée, toute fois, la boue subit, au cours de sa circulation dans le puits, de nombreuses contraintes et peut être affectée par des événements liés au forage (venues d'eau, venues de gaz...); il est donc important de contrôler les propriétés en cours de forage et en particulier les propriétés rhéologiques, à savoir, la viscosité et la yield point.

### **I.7.3. Contrôle et caractérisation des propriétés.**

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API. Là aussi, il faut employer un appareillage spécifique et des protocoles particuliers. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres, selon le coût et les possibilités du forage (taux de gaz, alcalinité). Sur site, un responsable boue (appelé le « boueux ») est chargé du contrôle de la qualité de la boue.

A partir des mesures réalisées et de ses connaissances, il corrige, si nécessaire, la composition de la boue en « temps réel » en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. Les outils disponibles pour contrôler sur site la rhéologie de la boue sont de deux types :

Tout d'abord, un outil encore très largement utilisé est le viscosimètre Marsh ; le deuxième type d'appareil utilisé sur chantier est un rhéomètre rotatif FANN 35 réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils.

A partir de ces mesures, les normes API imposent de calculer trois paramètres correspondant à un modèle de Bingham : VP (viscosité plastique), YP (contrainte seuil) et VA (viscosité apparente).

Deux autres mesures sont réalisées afin de caractériser la « thixotropie » de la boue : Gel<sub>10</sub> et Gel<sub>10</sub> qui sont des mesures de contrainte à très faible vitesse normalisée après, respectivement, 10 secondes et 10 minutes de repos. Ces mesures sont nécessaires et doivent être réalisées si on envisage une application au chantier pour une formulation de boue.

Les conditions existantes sur site doivent être prises en compte lors du contrôle des propriétés et posent des difficultés supplémentaires. Deux exemples peuvent être donnés : tout d'abord, l'information tirée de la mesure est une information « retardée ». En effet, la boue circule dans le puits et une modification éventuelle de la rhéologie du fluide dans le puits ne sera détectée qu'au moment de la mesure en surface, il faut donc prendre en compte ce temps de remontée de la boue. D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température. Il est donc nécessaire de mesurer ou de prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions [3].

#### **I.7.4. Paramètres physiques et chimiques.**

La viscosité est la principale propriété des boues de forage, mais la densité est la seconde. Dans l'opération de forage, la pression au fond du trou doit être contrôlée soigneusement. La pression dans le puits doit excéder la pression des formations géologiques et ne doit pas aller au-dessus de la pression de rupture des différentes roches forées. En dessous de cette gamme de pression, les venues de fluide ou de gaz peuvent endommager l'opération de forage, et au-dessus d'elle, les pertes de boue ou (barytine ou calcaire) est ainsi employé comme matière de charge. Le mélange ou la cause de cette pression de contre-balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration appelée cake est formée sur les parois du trou

foré. Ce film doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé quand les opérations de cimentage ou d'accomplissement se produisent [11].

#### **I.7.4.1. La densité.**

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contre balancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et pour ne pas avoir une perte de boue au cours de sa circulation.

La boue exerce une pression sur les parois du puits donnée par l'expression suivante [12] :

$$P = h \cdot d / 10 \quad (1)$$

Où :

P : Pression de la formation ; en Kg/cm<sup>2</sup>

h : Profondeur de la couche traversé ; en m

d : Densité de la boue.

10 : Pesanteur.

#### **I.7.4.2. La filtration.**

##### **a) Principe fondamental de la filtration.**

Les fluides de forage sont des suspensions composées d'une phase liquide et des particules solides. La filtration se réfère à la phase liquide du fluide de forage forcé à traverser la formation perméable causé par la différence de pression. Durant ce processus les particules solides sont retenues à la surface de la paroi, formant un cake de filtration. La perméabilité c'est la capacité d'un fluide à s'écouler à travers une formation poreuse.

Les systèmes de boue doivent être conçus pour sceller les zones perméables aussi vite que possible avec des cakes lisses et minces. Dans les formations de haute perméabilité avec de larges pores, toute la boue pourrait envahir la formation (selon la taille des particules solides de la boue). Dans de telles situations des agents de liaisons doivent être utilisés pour arrêter les pertes de boue. La taille des agents de liaisons doit être la moitié de la taille des pores de la formation. On peut citer dans cette gamme, les carbonates de calcium, les dérivées de la cellulose et une large variété d'autres matériaux réducteurs de filtrat.

Deux sortes de filtrations ont lieu pendant le forage : la filtration statique pendant arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide qui entraîne une érosion du cake formé. Le volume du filtrat est fonction :

De la nature de la formation ;

- Du temps ;

- De la pression différentielle ;
- De la viscosité du fluide ;
- De la température ;
- De la distribution en taille des particules.

Les propriétés de filtration des fluides de forage sont évaluées et contrôlées par des tests API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre presse standardisé. Ces tests peuvent être réalisés à hautes pressions et hautes températures.

De nombreux travaux et études ont été sur la filtration et l'évolution de ses paramètres sous différentes conditions inhérentes au forage.

➤ **La filtration statique.**

Le processus de filtration statique des suspensions classiques des particules solides dans un liquide est d'une manière générale bien connu ; (Fergusson et Klotz, 1954), (Glenet Slussers, 1957) ont étudié plus particulièrement le cas des boues de forage.

Fergusson et Klotz ont montré que la filtration de ces fluides ne suit qu'en partie la théorie classique résumée comme suit :

$$V = K.t^{1/2} \quad (2)$$

Avec :

V : volume filtré de liquide (cm<sup>3</sup>/s);

K : perméabilité du cake (1 darcy = 1 cm<sup>2</sup>);

t : temps mesuré du début de la filtration (s).

➤ **Equation de la filtration.**

Lors de la filtration statique, le cake s'épaissit continuellement au cours du processus. D'après la loi de Darcy, la vitesse de filtration à travers un cake de porosité donnée par approximation est de la forme suivante :

$$dV/dt = K.HP/\int.e.A \quad (3)$$

Ou :

HP : pression (Kg/cm<sup>2</sup>);

A : surface (cm<sup>2</sup>) ;

∫ : viscosité (Cp) ;

V : volume filtré pendant un temps (cm<sup>3</sup>/s) ;

e : épaisseur du cake après un temps (cm) ;

t : temps (s) ;

K : perméabilité du cake ( $1 \text{ darcy} = 1 \text{ cm}^2$ )

➤ **La filtration dynamique.**

La filtration dynamique est nettement différente de la filtration statique, souvent avec des taux de filtration plus considérables. Il n'existe aucune corrélation directe entre les mesures de filtration statique API, HTHP et la filtration dynamique. Aussitôt que le trépan est en contact avec une roche perméable, que la filtration dynamique débute [12].

**b) Rôle du filtrat.**

Le filtrat est d'une importance capitale dans le forage d'un puits ; il doit être suffisamment élevée pour augmenter la vitesse d'avancement, suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses et pour éviter les coulages du matériel tubulaire en face des zones perméables (calcaire, dolomie, grès, etc.). Il ne doit pas envahir les formations productives, car il peut occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ses formations et fixer le filtrat que doit posséder la boue est un problème délicat qui nécessite une grande connaissance des problèmes et des objectifs de forage.

**I.7.4.3. Le pH.**

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle possède toujours une plus ou moins grande quantité, d'ions  $\text{H}^+$  et  $\text{OH}^-$  dissociés.

Pratiquement, le pH des boues de forage couramment utilisées varie entre 6 et 13,5. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé. Le pH est mesuré :

- soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés) ;
- soit par une méthode électro métrique (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre.

**I.7.4.4. L'alcalinité.**

La mesure du pH est insuffisante pour permettre un bon contrôle des propriétés de la boue de forage. Elle est d'ailleurs parfois difficilement à contrôler, surtout aux pH élevés, car elle manque de sensibilité.

Une mesure complémentaire s'avère nécessaire, c'est celle des alcalinités.

Lorsquelle pH apporte la concentration en ions  $\text{H}^+$  (ou  $\text{OH}^-$ ) libres, la mesure des alcalinités donne les concentrations en bases solubles ou insolubles. Dans les boues de forages, ces bases

sont principalement des carbonates, bicarbonates et hydroxydes et à un degré moindre, les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques.

Trois alcalinités sont mesurées en pratique : Pb, pf, Mf ; où b signifie boue, f filtrat, p phénolphtaléines, M méthylorange ; le virage à la phénolphtaléine se produit à pH égale à 8,2 et celui du méthylorange est de 4,2.

➤ **L'alcalinité pb.**

C'est la quantité d'acide H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, N/50 nécessaire pour neutraliser 1 cm<sup>3</sup> de boue, dilué avec de l'eau distillée. Le dosage doit être très rapide, car ce dosage a pour but de déterminer la teneur de la boue en Ca (OH)<sub>2</sub>, souvent, en présence de carbonates.

➤ **L'alcalinité pf et Mf.**

Elle est déterminée de la même façon que l'alcalinité pb, sauf qu'on utilise 1 cm<sup>3</sup> de filtrat de la même boue. Une boue à l'amidon, à pH élevé, doit effectivement contenir des ions OH<sup>-</sup>. C'est une garantie contre la fermentation de l'amidon.

#### **I.7.4.5. Paramètres rhéologiques.**

La connaissance du comportement rhéologique des boues de forage est d'une importance capitale pour bien cerner tout son écoulement et pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est élastique. La loi la plus simple du comportement est représentée par le modèle dit newtonien, tandis que les autres types de fluides sont qualifiés de non newtoniens. Les caractéristiques les plus recherchées par l'étude rhéologiques sont :

**a) La viscosité plastique (VP).**

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue. Une augmentation de viscosité plastique ne pourra être donc combattue que par l'élimination des solides. Par ailleurs, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules, et à leur forme.

$$VA = L600 / 2 (Cp)$$

$$VP = L600 - L300 (Cp)$$

**b) La contrainte seuil ou « Yield value » (YP).**

Les solides présents dans la boue de forage influencent un autre paramètre autre que la viscosité plastique ; c'est la contrainte seuil plus connus sous le nom de yield value ou yield point. La contrainte seuil est la mesure de résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de



la surface des particules. C'est une mesure dynamique. La contrainte seuil dépend des types des solides présents, de leurs charges de surface, respectives, de la concentration de ces solides, du type et la concentration des autres ions ou sels qui peuvent être présents.

$$YP = L300 - Vp \text{ (lb/100ft}^2\text{)}$$

L600 et L300 sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN 35.

### c) Gels.

Une boue de forage laissé 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 réversible et non instantané.

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

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

- **Le gel 0.** Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre du type FANN35 à une vitesse de 3 tr/min. il est exprimé en lb/100ft<sup>2</sup>.
- **Le gel 10.** Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes, la mesure est faite de la même manière que pour le gel 0. Il est exprimé en lb/100ft<sup>2</sup>.

Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la phase continue. Nous allons donc rencontrer :

- les fluides dont la phase continue est de l'eau,
- les fluides dont la phase continue est de l'huile,
- les fluides spéciaux.

Avant de présenter ces fluides, il semble nécessaire de préciser quelques généralités sur les modes de fabrication et de traitement de ces fluides.

## I.8. Fabrication et traitement

La première information nécessaire au technicien et au superviseur, pour amorcer une fabrication, est la qualité de l'eau mise à sa disposition.

### I.8.1. Qualité de l'eau de fabrication

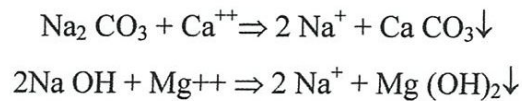
En début de chantier il est indispensable d'évaluer :

- la dureté (concentrations en calcium et magnésium),

- La salinité (concentration en chlorure),
- Le pH,
- Eventuellement la recherche qualitative des sulfates.

Ce n'est qu'en possession de ces caractéristiques que l'on pourra définir un traitement "d'adoucissement" de l'eau avant la fabrication proprement dite de la boue.

Ces traitements pour ont être à base de carbonate de sodium et / ou soude caustique pour diminuer la dureté :



Les produits issus de ces réactions ( $\text{CaCO}_3$  et  $\text{Mg (OH)}_2$ ) étant insolubles :

Nous maintenons dans les fluides des valeurs de pH comprises entre 7 et 11. Cela nous permet de contre balancer l'action des éléments acides que la formation nous amène : les produits utilisés ont été optimisés pour avoir un meilleur rendement en milieu basique.

Nous ne disposons d'aucun traitement rentable et acceptable d'un point de vue environnemental concernant les chlorures. Une fois les mesures effectuées, nous adaptons les caractéristiques et la composition du fluide à la concentration en chlorure et non le contraire.

***Les fluides de forage sont généralement basiques.***

Les traitements par produits couplés sont plus efficaces qu'avec un produit isolé.

Il n'est pas rentable de chercher à faire disparaître totalement la dureté.

Finalement, il faut noter que si la dureté et la salinité de l'eau sont excessives, il peut être jugé plus économique de ne pas chercher à améliorer ces conditions et d'employer alors un type de boue mieux adapté au fluide de base : c'est le cas des forages en mer où l'on adopte le type de boue à l'eau de mer.

### **1.8.2. Ordre de fabrication**

Le calcium qui n'aura pu être réduit par le traitement précédent va faire diminuer le rendement des colloïdes minéraux (Bentonite) ou organiques (C.M.C.).

D'une façon assez générale les alcalins et les dérivés ligneux seront ajoutés en suite avec, le cas échéant, le reste de la bentonite si celle-ci n'est utilisée que pour stabiliser le filtrat.

En dernier viendra l'alourdissant, dès que viscosité plastique et gels seront stabilisés (12 à 24 heures) dans le bassin de fabrication, aux valeurs minimales déterminées au cours des essais pilotes réalisés au laboratoire du chantier.

Ces indications sont assez théoriques ; dans la pratique, l'ordre de fabrication, lorsqu'il n'est pas impératif, est souvent perturbé par le type d'équipement de surface dont on dispose et par les

délais de fabrication. Certains produits dont l'addition doit s'effectuer lentement sont incorporés dès le début de la fabrication.

### 1.8.3. Traitement du circuit

Les caractéristiques à contrôler par traitement vont être :

- densité,
- rhéologie et thixotropie,
- filtration,
- équilibre chimique propre au type de boue.

Les traitements les plus importants quantitativement vont être nécessités par le contrôle de la teneur en solides et de la densité. Les autres caractéristiques sont généralement maintenues avec de faibles additions, sauf dans les cas de pollutions importantes.

Les traitements peuvent s'effectuer selon deux techniques :

- Le traitement par dilution d'une solution.
- Le traitement par ajout de produits secs.

#### A) Traitement par dilution de solution :

Dans un bassin isolé on prépare une solution "concentrée" de produits nécessaires au traitement de l'ensemble du circuit.

Cette solution est ensuite incorporée régulièrement sur un ou plusieurs cycles.

#### *Avantages :*

Le volume à ajouter au circuit étant parfaitement connu, il est possible d'éliminer au préalable un volume égal de la circulation, donc de traiter un volume minimum. Le volume de dilution permettra de maintenir un niveau acceptable dans le bac actif.

L'addition régulière d'une solution se dispersant totalement permet de conserver l'homogénéité des caractéristiques sur tout le circuit, tout particulièrement si l'installation de surface rend possible simultanément l'addition de la solution et l'agitation du bac de circulation.

#### B) Traitement par produits secs (Dry-mixing) :

Ce traitement s'effectue d'une part par addition de produits secs au "mixer" et/ou de produits en solution très concentrée (Alcalins en particulier).

#### *Avantage :*

La cadence de traitement peut être modifiée pour l'un ou l'autre des additifs en fonction de l'évolution des caractéristiques.

#### *Inconvénients :*

Le traitement risque de souffrir d'irrégularités créant des "bouchons" sur-traités ou sous-traités du fait de l'addition manuelle des produits.

Le rendement instantané des produits est réduit du fait de leur addition dans une boue plus ou moins concentrée en solides.

Ce type de traitement est impraticable lorsque le nombre et la quantité de produits à additionner simultanément sont importants. C'est le cas, par exemple, des boues salées saturées à haute densité.

**CHAPITRE II :**  
**CARACTÉRISTIQUES PHYSICO-**  
**CHIMIQUES ET RHÉOLOGIQUE**  
**DES FLUIDES DE FORAGE.**

---

---

## Chapitre II : CARACTERISTIQUES PHYSICO-CIMIQUES ET RHEOLOGIQUES DES FLUIDES DE FORAGE

### II.1 caractéristiques Physico-chimiques

Pour savoir bien maîtriser la stabilité puis les propriétés d'écoulement des suspensions concentrées, il est nécessaire d'avoir un contrôle sur les différentes interactions, qu'elles soient répulsives, attractives ou qu'elles entraînent ou pas la ségrégation des particules en suspension. Nous définissons dans la suite les propriétés physico-chimiques des suspensions.

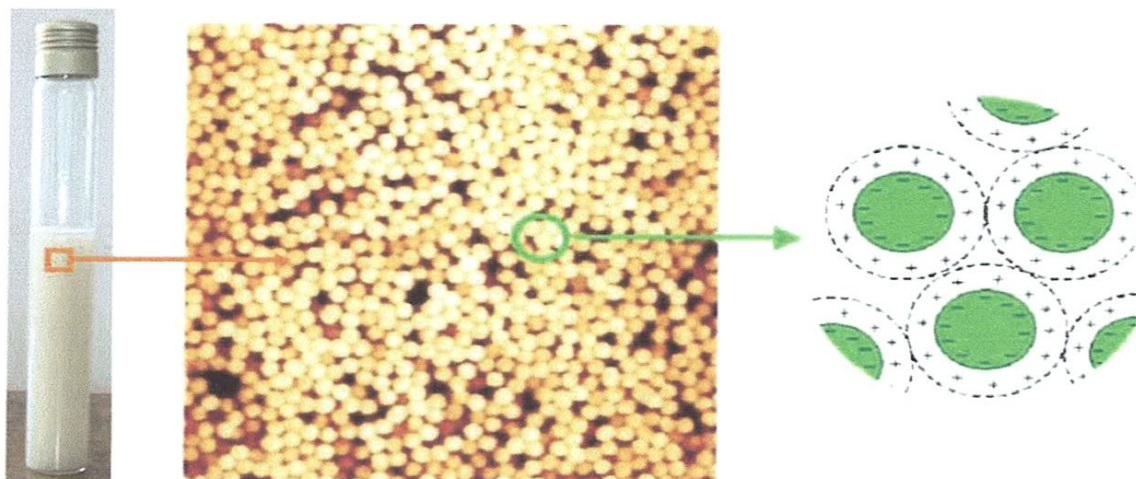
Les suspensions surtout celles d'argile comportons : la force ionique, les interactions de Van der Waals et électrostatiques ne sont pas ajustables. Il est toutefois possible de contrôler leur stabilité avec l'ajout de polymères, mais il est alors plus difficile de comprendre les propriétés d'écoulement ou les liaisons entre structures et propriétés d'un système aussi complexe qu'une suspension d'argile/polymère.

#### II.1.1. Généralités sur les suspensions

##### II.1.1.1. Définition

Une suspension ou dispersion est l'état d'un solide divisé, mêlé à la masse d'un liquide sans être dissous par lui. Les suspensions sont omni présentes dans la vie courante : sang, peinture, céramique, ciment et bien sûr les boues de forage. Le contrôle de la structure des suspensions constitue donc un intérêt capital pour l'industrie. La stabilité et la rhéologie sont les deux grandeurs qu'il faut maîtriser dans une suspension. La stabilité dépend de la taille des particules mais aussi du contrôle des propriétés physico-chimiques de leurs surfaces. Cette partie vise à mettre l'accent sur les paramètres physico-chimiques qui permettent de contrôler la stabilité de nos suspensions. La figure II.1 représente les trois échelles pertinentes dans l'étude des suspensions :

- macroscopique, représentée par un échantillon homogène avec ou sans séparation de phase ;
- microscopique, où l'on remarque le côté multiphasique (particules dans le liquide) ;
- nanoscopique, qui est l'échelle des interactions de surface.



**Figure II.1:** *Trois échelles caractéristiques dans une suspension.*

Suivant qu'une particule soit Brownienne ou non, elle sera soumise ou non aux forces de gravitation, à l'agitation thermique et aura un comportement spécifique sous écoulement (force hydrodynamique).

### II.1.2. Le mouvement brownien et la gravité.

Des particules solides plongées dans un solvant sont soumises à des collisions de la part des molécules du fluide, à cause de l'agitation thermique. Si les particules sont suffisamment grandes, les chocs sont isotropes. La quantité de mouvement moyenne reçue est nulle. Seules les forces de gravité s'exercent sur les particules qui sédimentent. En revanche, pour de très petites particules, la quantité de mouvement induite n'a pas une moyenne nulle : les particules diffusent dans le liquide interstitiel. Cette diffusion s'oppose à la sédimentation et un état d'équilibre s'établit.

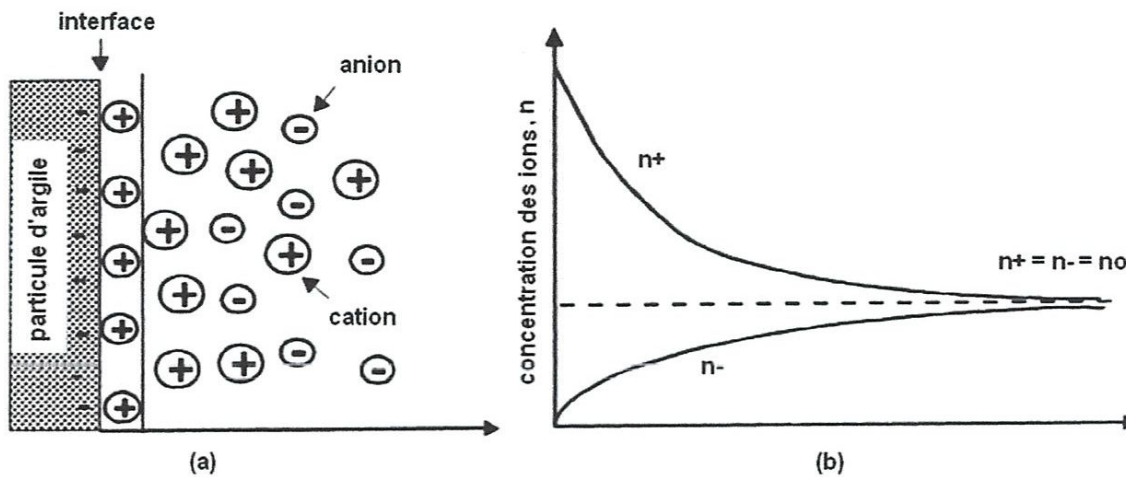
Ces mouvements browniens permettent aussi d'expliquer la capacité qu'ont certaines suspensions à recouvrer leurs propriétés initiales après une période de repos suffisamment longue.

### II.1.3. Interface minéral-solution

#### II.1.3.1. Double couche électrique

Les particules d'argile en suspension doivent leur stabilité à la répulsion mutuelle quand leurs doubles couches électriques diffuses se mettent en contact agissent l'un sur l'autre à l'approche. Dans les systèmes argile-eau, une double couche se forme à partir de la charge négative de surface et de la charge du cation compensateur figure II.2. Dans le cas des particules d'argile, la charge négative est une conséquence des imperfections dans l'intérieur du cristal. Les

colloïdes d'argile possèdent une charge constante, parce que sa charge extérieure résulte de la substitution isomorphe.



**Figure II.2 :** (a) Structure de la double couche électrique diffuse à la surface d'une particule d'argile, et (b) distribution de la concentration en anions ( $n^-$ ) et les cations ( $n^+$ ) en fonction de la distance de la surface avec une concentration en bloc.

Les ions autour de la particule d'argile sont électro statiquement attirés par la surface de charge opposée. Ces ions ont une tendance de diffuser loin de la surface dans la solution où la concentration est inférieure. Par conséquent, la concentration des ions près de la surface des particules est grande, et elle diminue avec l'augmentation de la distance de la surface. La couche diffuse se compose non seulement d'un excès des ions du signe opposé; il y a une insuffisance des ions du même signe près de la surface, puisque les ions sont électrostatiquement repoussés par la surface. Ce caractère diffus de l'atmosphère des ions a été identifié par Gouy et Chapman [9] qui ont présenté un traitement théorique de la distribution des ions. Leur théorie prévoit une diminution exponentielle approximative du potentiel électrique  $\psi$  de la solution avec une distance  $x$  du plan de la surface.



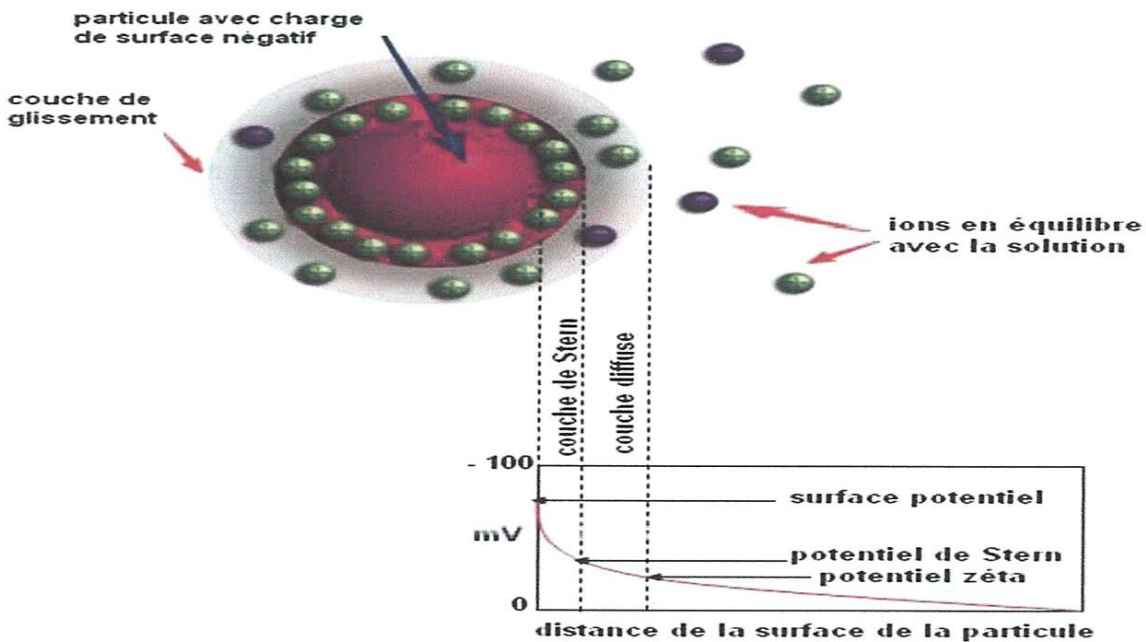


Figure II.3 : Représentation de la double couche électrique

### II.1.3.2. Adsorption des ions sur la surface du minéral

L'adsorption est le phénomène qui consiste en l'accumulation d'une substance à l'interface entre deux phases (gaz-solide, gaz-liquide, liquide-solide, liquide-liquide, solide-solide). Quand un solide est mis en contact avec une solution, chaque constituant de cette dernière : le solvant et le soluté, manifeste une tendance à l'adsorption à la surface du solide. Il y a donc une compétition en surface entre deux adsorptions qui sont concurrentielles, la qualité de chaque composé adsorbé dépend de sa nature chimique, de sa concentration et de la température [10].

La couche physisorbée ne pourra être, le plus souvent, que mono moléculaire, car, au-delà de la première couche, les interactions soluté-solvant l'emportent sur les interactions soluté surface [10,13].

### II.1.4. Les forces dans une suspension

#### II.1.4.1. Forces volumiques

Les forces dynamiques que nous considérons sont des forces dont l'amplitude dépend de la taille des particules. Nous en considérons trois : Brownienne, hydrodynamique et gravitationnelle. Les suspensions peuvent se séparer en deux familles de particules suivant qu'elles sont colloïdales ou non.

Une particule est considérée comme colloïdale lorsque sa taille est telle qu'aucune séparation de phase rapide ne se produit par sédimentation ou par crémage. La taille critique

d'un colloïde dépend donc des caractéristiques physiques des constituants du système (viscosité du solvant, différence de densité entre la particule et le milieu continu...). Cette taille peut se calculer simplement en comparant  $t_s$  le temps caractéristique de sédimentation sur une distance de la taille du rayon de la particule et  $t_d$  le temps pour que cette particule par court la même distance par agitation thermique.

$$t_s = r/V_{\text{Stokes}} \quad \text{et} \quad t_d = r^2 / D$$

Où  $V_{\text{Stokes}}$  est la vitesse de sédimentation d'une particule de rayon  $r$  et  $D$  le coefficient de diffusion :

$$V_{\text{Stokes}} = \frac{2 \Delta \rho g r^2}{9 \eta} \quad D = \frac{k_B T}{6 \pi \eta r}$$

- Si  $t_d \ll t_s$  l'effet de la gravité est négligeable ; la particule est colloïdale.
- Si  $t_d \gg t_s$  l'effet de la gravité entraîne la sédimentation des particules.

La limite colloïdale peut donc se définir pour  $t_d = t_s$ , soit :

$$r = \left( \frac{3 k_B T}{4 \pi \Delta \rho g} \right)^{\frac{1}{4}}$$

Ainsi des particules colloïdales sont maintenues en suspension par le mouvement Brownien. Cette agitation permet des collisions entre les particules qui peuvent entraîner ou pas une agrégation suivant la nature des interactions de surface. Il est toutefois possible d'éviter ou de limiter la sédimentation d'une suspension de particules non colloïdales et non floculées en ajustant leur densité avec celle du milieu dispersant ou encore en augmentant la viscosité du milieu dispersant.

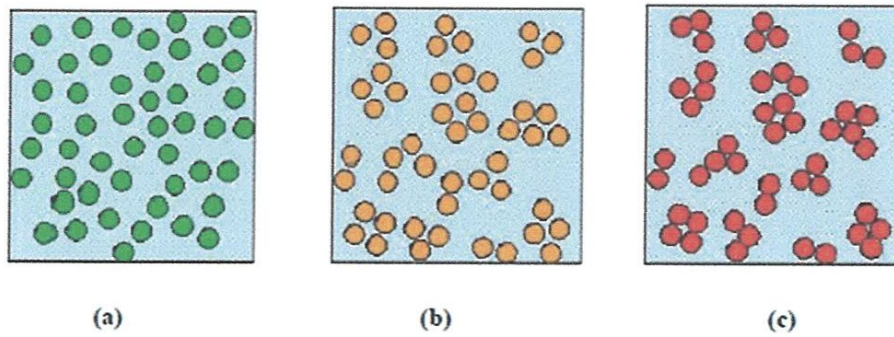
#### II.1.4.2. Forces de surface

La sédimentation peut être évitée si les particules interagissent entre elles pour former un réseau capable de résister à son propre poids. Ces interactions inter particulaires se contrôlent avec les forces de surface. Une suspension est stable devant la gravité sous deux conditions :

- Les particules doivent avoir un rayon à inférieure à un rayon critique  $r_c$ . Si  $r > r_c$  la structure devient instable sous l'effet de la gravité : elle s'effondre sous son propre poids.
- Leur concentration en solution doit être supérieure à une valeur critique. Il faut que leur concentration soit suffisante pour que les particules puissent former un réseau tridimensionnel rigide.

Le contrôle des forces inter particulaires permet d'obtenir des suspensions de particules dans des états dispersés, faiblement floculés ou coagulés comme nous le représentons de façon schématique sur la figure II.4. La formation d'une structure floculée permet d'éviter la

sédimentation de particules non Browniennes. Cette structure est stable si les forces cohésives entre les particules sont comparables à la force de gravité qui s'exerce sur elles.



**Figure II.4:** Structure dispersée (a), faiblement floculée (b) ou fortement floculée d'une dispersion de particules (c).

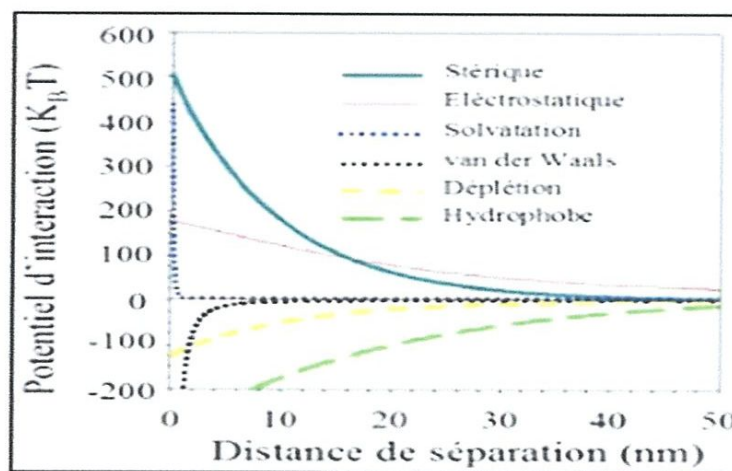
Il est important de maîtriser le profil du potentiel de surface de nos particules.

La stabilité colloïdale est gouvernée par le potentiel total  $V_t$  qui est la somme de toutes les contributions des potentiels issus des forces de surface. Nous dénombrons six forces de surface différentes qui sont de nature répulsive ou attractive:

- Répulsive : stérique, électrostatique, solvation
- Attractive : van der Waals, déplétion, hydrophobe et électrostatique (cas des ions multivalents).

Le potentiel global s'écrit simplement comme la somme :

$$V_t = V_{str} + V_{elect} + V_{solv} + V_{vdW} + V_{dpl} + V_{hydr}$$



**Figure II.5:** Potentiels d'interaction de surface en fonction de la distance à la surface.

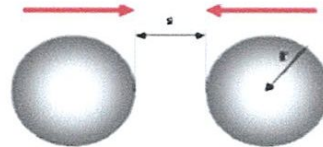
Les évolutions des potentiels d'interaction avec la distance à la surface d'une particule, de toutes ces forces sont représentées de manière schématique sur la figure II.5. Les forces d'origines stérique, électrostatique ou de solvation sont de nature répulsive alors que celles de type van der Waals, de déplétion ou hydrophobe sont attractives.

#### II.1.4.2.1. Forces de Van der Waals

Au sein d'une molécule, le mouvement des électrons, chargés négativement, autour du noyau, chargé positivement, engendre des forces électromagnétiques attractives : les molécules se comportent comme des dipôles électriques où les charges opposées s'attirent. L'ensemble de ces forces est communément appelé forces de Van der Waals. Elles sont additives et varient avec la taille et la forme des surfaces de particules.

Les forces à longue distance issues des interactions de van der Waals sont toujours attractives entre des particules identiques. Le potentiel de van der Waals dépend de la distance avec une amplitude qui est fonction des propriétés diélectriques des particules en interaction et du milieu dispersant. Pour les particules sphériques le potentiel s'exprime via l'expression de Hamaker :

$$V_{vdW} = -\frac{A}{6} \left( \frac{2}{x^2 - 4} + \frac{2}{x^2} + \ln \left( \frac{x^2 - 4}{x^2} \right) \right)$$



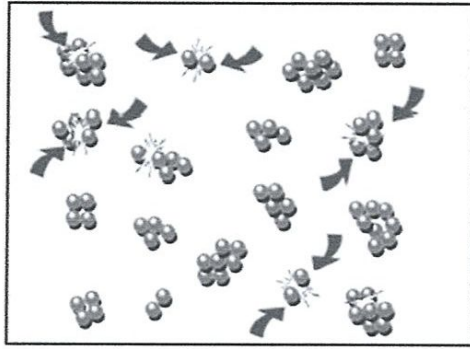
Où

$$x = \frac{2r + s}{r}$$

$r$  : est le rayon des particules,  $s$  la distance entre les surfaces des particules et  $A$  la constante de Hamaker. Le tableau II.1 donne des valeurs de cette constante pour certains matériaux dans l'eau.

**Tableau II.1 :** Constante de Hamaker de quelques milieux.

Constante de Hamaker ( $10^{-20}$ J)	
Matériau	Dans l'eau
SiO <sub>2</sub> (amorphe)	0,46
SiO <sub>2</sub> (quartz)	1,02
$\alpha$ -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,67
MgO	2,21



**Figure II.6 :** *Attraction des particules sous l'effet des forces de van der Waals*

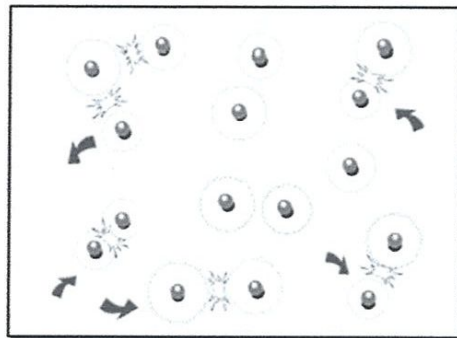
Mais l'attraction ne va pas jusqu'au contact direct entre molécules ; lorsque les nuages électroniques s'interpénètrent, des forces répulsives apparaissent, (forces de Born), et viennent contre balancer l'attraction. Il existe un puits de potentiel où l'énergie d'attraction est minimale.

#### II.1.4.2.2. Forces électrostatiques

Dans les systèmes colloïdaux, les forces inter particulaires répulsives sont liées aux différentes charges surfaciques des particules en présence. Le milieu étant électriquement neutre, la répartition des charges n'est pas homogène, (les charges opposées s'attirent tandis que celles de même signe se repoussent). Cet effet est caractérisé par la force ionique :

$$I = \frac{1}{2} \sum_i C_i Z_i^2$$

Où  $C_i$  est la concentration en ion d'espèce  $i$  de charge  $Z_i$



**Figure II.7 :** *Répulsion des particules sous l'effet des forces électrostatiques*

Les forces électrostatiques répulsives permettent de stabiliser les suspensions de particules. Dans notre cas, les particules d'argile et les macromolécules des polymères sont chargées négativement dans la gamme de pH utilisée (pH compris entre 9 et 10). Les charges de surface entraînent des répulsions à longues portées qui stabilisent la suspension.

Deux particules dont les centres sont séparés de la distance  $r$ , se repoussent l'une de l'autre avec un potentiel d'interaction  $V$  élect :

$$V_{\text{élect}} = 2\pi\epsilon\epsilon_0 r \psi_s^2 \ln(1 + e^{-K(\epsilon-2r)})$$

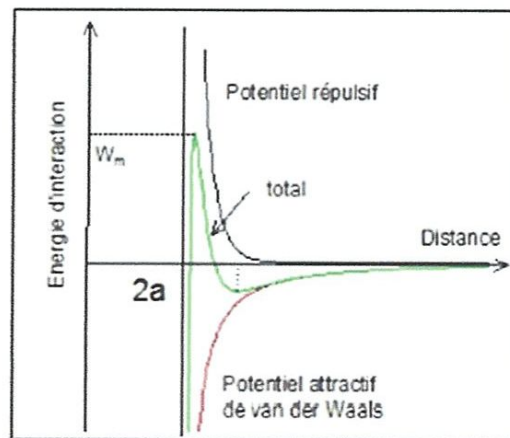
Où

$\psi_s$  est le potentiel de surface des particules,  $\epsilon_0 = 8.8.10^{-12} \text{C}^2 \text{J}^{-1} \text{m}^{-1}$  est la permittivité du vide,  $\epsilon$  est la constante diélectrique des particules,  $r$  leur rayon.  $K^{-1}$  est la longueur de Debye ;  $c'$  est la longueur caractéristique de la décroissance du potentiel électrostatique.

### II.1.4.2.3. La théorie DLVO

La simple combinaison des forces attractives de van der Waals et répulsives de l'électrostatique permet de comprendre la tendance à l'agrégation ou à la stabilisation d'une suspension. La théorie la plus simple a été proposée dans les années 40 par les couples Deryaguin-Landau et Verwey-Overbeck. Le potentiel complet de DLVO prend en compte une contribution répulsive, une contribution de cœur dur et une contribution attractive de van der Waals.

La nature en loi de puissance du potentiel d'attraction de van der Waals le rend toujours plus important que le potentiel de la double couche répulsive à courte distance. L'attraction à courte distance sera donc toujours attractive. La figure II.8 représente de manière schématique les profils d'interaction qui prennent place entre deux particules soumises à la combinaison de ces forces.



**Figure II.8:** Représentation schématique de l'évolution de l'énergie d'interaction entre deux particules en fonction de leur distance de séparation.

### II.1.5. Adjuvants : cas des polymères

Un autre moyen de contrôler l'état de dispersion d'une suspension consiste à ajouter des forces stériques, hydrophobes, de déplétions. Ces forces peuvent être introduites en adsorbant des molécules organiques sur la surface des particules. Pour que la répulsion soit efficace, il est important de respecter certaines règles qui prennent en compte le type de molécules adsorbées ainsi que leur concentration d'utilisation.

#### II.1.5.1. Effet de la nature du polymère

Le choix du polymère dans une suspension tels que les fluides de forage est difficile et constitue un métier à part entière. L'architecture du polymère joue un rôle capital. Il est important de contrôler :

- L'adsorption ou pas du polymère sur la surface minéral ;
- Les parties hydrophiles et hydrophobes de la chaîne ;
- La densité et l'emplacement des charges (positif ou négatif voire les deux) ;
- La taille de la chaîne principale, des greffons ;
- La rigidité, comportement du polymère dans le solvant.

L'adsorption d'un polymère sur la surface des particules dépend de tous ces paramètres mais aussi de sa concentration.

#### II.1.5.2. Effet de la concentration

Le comportement d'un polymère mis dans une suspension dépend de sa nature mais aussi de sa concentration. Les évolutions avec la concentration sont différentes suivant que le polymère s'adsorbe ou pas sur la surface des particules.

## II.2 : la rhéologie des fluides de forage

Etymologiquement, la rhéologie est une discipline qui traite de l'écoulement et des déformations des matériaux sous l'action de contraintes. La rhéologie a été développée pour décrire les propriétés de matériaux au comportement mal défini et intermédiaire entre celui du solide élastique parfait et celui du fluide newtonien .

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière. Rhéologiquement parlant, la boue est définie par plusieurs paramètres dont le contrôle permet :

- Un bon rendement des pompes et la pression de refoulement.
- Le maintien des zones fragiles.

- La remonté des déblais en surface.
- Le nettoyage de puits.

### II.2.1. Notion de mouvement laminaire de cisaillement

Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements des différents points du matériau dépendent bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées. Un mouvement laminaire de cisaillement est engendré pour certaines distributions de ces forces. Au cours d'un tel mouvement, on considère que le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes. La déformation du matériau s'effectue par glissement relatif des différentes couches, sans qu'il n'y ait transfert de matière d'une couche à l'autre. Les mouvements laminaires de cisaillement sont engendrés à l'aide de rhéomètres. C'est à partir de tels mouvements que peuvent être déterminés les paramètres rhéologiques des fluides.

### II.2.2. Contrainte de cisaillement

La contrainte de cisaillement (notée  $\tau$ ) est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentielllement à la surface de la couche : elles sont appelées force de cisaillement (figure II.9).

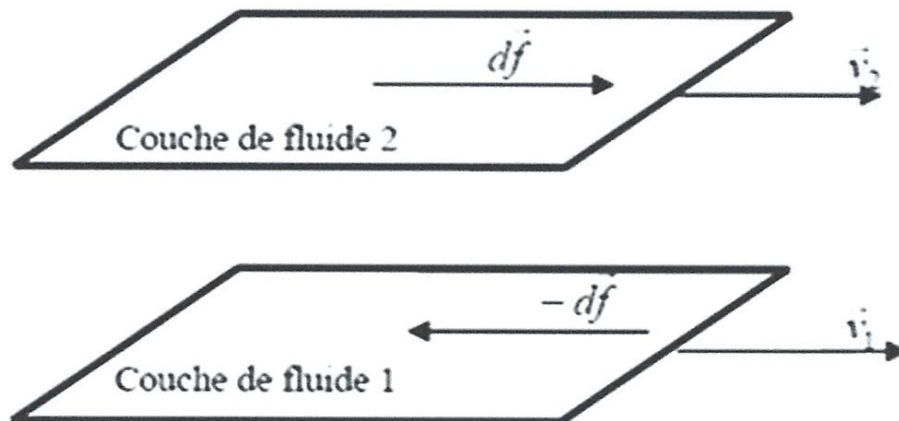


Figure II.9 : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.

En supposant que la couche (1) est animée d'une vitesse  $v_1$  supérieure à la vitesse  $v_2$  de la couche (2), la couche (1) exerce sur la couche (2) une force de cisaillement  $dF$  parallèle au



mouvement et tendant à accélérer la couche (2). La couche (2) exerce pour sa part sur la couche (1), une force de cisaillement  $-dF$  tendant à la freiner. En rapportant ces forces de cisaillement à l'unité de surface, on définit la contrainte de cisaillement  $\tau$ :

$$\tau = dF/dS$$

$\tau$ : représente une force par unité de surface, elle s'exprime en newton par m<sup>2</sup> ou bien plus commodément en Pascal (Pa)

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

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

### II.2.3. Déformation et vitesse de cisaillement

Ce sont les grandeurs cinématiques fondamentales en rhéologie. La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile et l'autre immobile (figure II.10).

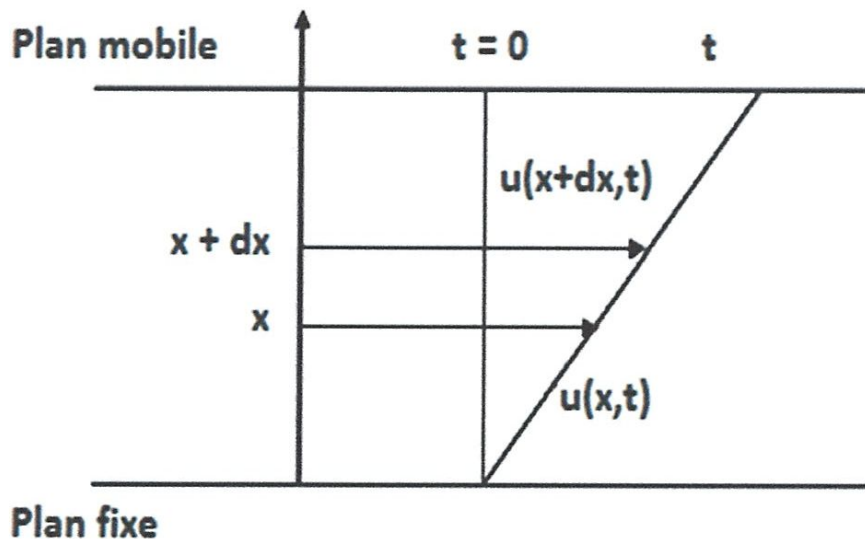


Figure II.10 : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles.

**Tableau I.2:** *Quelques ordres de grandeur des valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante.*

Matériau	Viscosité (Ps.s)
Air	$10^{-5}$
Eau	$10^{-3}$
Huile d'olive	$10^{-1}$
Glycérine	1
Miel	10
Polymères fondus	$10^3$
Bitume	$10^8$

On considère arbitrairement que les particules de matière de deux couches adjacentes se trouvent à l'instant  $t = 0$  dans une section droite. A l'instant  $t$  postérieur, les particules auront parcouru la distance  $u(x, t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x$  et  $u(x+dx, t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x+dx$ .

La déformation de cisaillement est définie par l'équation :

$$\gamma = du(x,t) / dx$$

Cette grandeur est sans dimension ; elle ne dépend pas du déplacement  $u(x, t)$  lui-même, mais de la variation de ce déplacement lorsqu'on passe d'une couche à une couche infiniment proche.

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

$$\dot{\gamma} = d\gamma / dt$$

$\dot{\gamma}$  : a la dimension de l'inverse d'un temps et s'exprime en  $s^{-1}$ .

## II.2.4. Ecoulement

L'écoulement d'un fluide est caractérisé par la fonction entre une tension de cisaillement et une vitesse de déformation, elle peut prendre plusieurs formes :

### II.2.4.1. Le modèle de Newton :

$$F = v \cdot g$$

$F$  : tension de cisaillement.

$v$  : viscosité.

$g$  : vitesse de déformation.

C'est la forme la plus simple. Il y a un écoulement dès qu'une tension même très faible est appliquée. Ces fluides sont appelés « Newtoniens ».

#### II.2.4.2. Le modèle de Bingham :

$$F = Y_v + V_p \cdot g$$

$Y_v$  : yield-value.

$V_p$  : viscosité plastique.

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

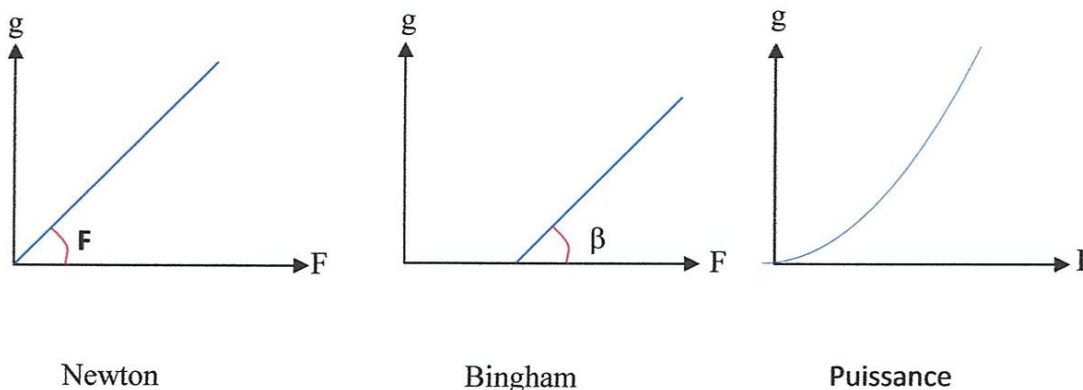
#### II.2.4.3. Le modèle en puissance :

$$F = k \cdot g^N$$

Avec :  $K$  et  $N$  paramètres rhéologiques.  $N$  peut être évalué par la relation empirique :

$$N = 3.31 \log \left( \frac{F_{\text{ann 600}}}{F_{\text{ann 300}}} \right)$$

Pour certains types de boue, la boue à émulsion inverse par exemple. Le modèle « en puissance » est préféré à celui de Bingham.



#### II.2.5. Poids volumique (densité)

C'est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de pression et de température. Il s'exprime en  $N/m^3$  ou plus pratiquement en  $kg/l$ .

Pour pouvoir faire des conversions des valeurs anglo-saxonnes il faut noter que :

$$10 \text{ lb/gal} = 74,8 \text{ lb/cu.ft} = 1,2 \text{ kg/l.}$$

**Appareil de mesure :**

La densité se mesure avec le densimètre (fig. II.11) dont le principe est équivalent à la balance à curseur. Cette caractéristique (densité) est très importante et est contrôlée régulièrement car elle doit être telle que la pression hydrostatique au fond ( $Ph = 9,81 Zd$  en  $kPa$ ,  $Z$  en  $m$ ,  $d$  densités) soit suffisante pour contrôler les fluides de formation et ne doit pas être trop importante vis-à-vis de la résistance des terrains forés. Il existe également des appareils de mesure en continu de la densité, placés au refoulement des pompes de forage dont le principe est fondé sur la mesure de l'atténuation par la boue utilisée du rayonnement d'une source radioactive.



**Fig. II.11 :** Densimètre à boue à balance

**II.2.6. Thixotropie :**

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

On appelle thixotropie le fait que le phénomène suscité soit réversible et non instantané. Pour une boue thixotropique laissée un certain temps au repos, la courbe part d'une valeur de couple supérieur au gel 0, puisque celui-ci est par définition mesuré après un temps de repos nul, i.e. juste après agitation.

Le caractère thixotropique d'une boue est évaluée en mesurant d'une part le *gel 0* et d'autre part le couple après un repos de dix minutes. Ce couple est appelé *gel 10*

## II.2.7. Viscosité :

Elle dépend de la teneur en solides de la boue, par ailleurs elle est liée à la taille des particules et aussi à leur forme.

La teneur en solide est donnée par :

$$t = \frac{\text{volume solides} \times 100}{\text{volumes boue}}$$

### Mesure de viscosité :

#### II.2.7.1. Viscosité Marsh

Son principe est de mesurer le temps d'écoulement d'un volume défini de fluide à travers un entonnoir. C'est une technique rapide et approximative utilisée en cas d'une modification importante des caractéristiques de fluide par pollution.

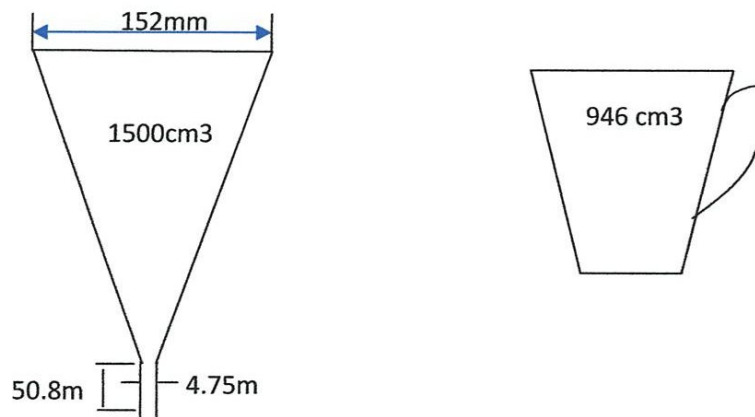


Fig.12 Viscosité Marsh

#### II.2.7.2. Viscosité Fann :

Le Fann est un appareil permettant de tracer la fonction :

$$T=f(\gamma)$$

Avec :  $T$  : tension de cisaillement.

$\gamma$  : Taux de cisaillement.

Le principe du viscosimètre est le suivant : c'est un appareil à deux cylindres coaxiaux. L'échantillon de boue à mesurer remplit l'annulaire entre les deux cylindres.

Le cylindre extérieur peut tourner aux vitesses 3, 6, 100, 200, 300, 600 *tr/min*. Pour chaque vitesse on lit le couple transmis par le fluide sur le cylindre intérieur. Ces six points de mesure permettent de tracer le rhéogramme.

### II.2.7.3. Yield -value

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques des particules en suspension. Un traitement chimique de ces particules peut faire varier la yield-value d'une manière extrêmement sensible.

Il est parfois admis que la yield-value peut varier comme le carré de la teneur en solide.

### II.2.7.4. Gels :

Le *gel 0* varie pratiquement comme la viscosité plastique et le *gel 10* comme la yied-value.



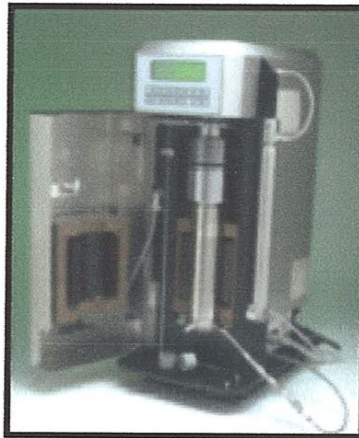
Fig. II.13. Viscosimètre à cylindre Fann

### II.2.8. Filtrat

Le fluide de forage, qui est constitué d'une phase liquide et de produits argileux en suspension, est soumis à la pression hydrostatique des formations poreuses et perméables :

- Si le diamètre des pores est supérieur à celui des argiles en suspension, la formation absorbera le fluide dans son intégralité. Le cas extrême est celui des pertes totales où le débit du fluide est entièrement absorbé par la formation, il n'y a donc aucun retour de boue en surface.
- Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments en suspension, il y a filtration, c'est-à-dire dépôt de ces éléments sur la paroi (constitution du « cake ») et envahissement de la formation par le liquide de base (filtrat). C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration.

## Filtre-presse API



**Fig. II.14.** Appareil de mesure de filtrat

Le filtrat API est la quantité de liquide (en cm<sup>3</sup>) recueilli au bout de 30 min sous une pression de 100 psi (7 kg/cm<sup>3</sup>).

D'une manière pratique, on mesure souvent le filtrat après 7,5 minutes. Le résultat de mesure est ensuite multiplié par 2 pour obtenir le filtrat API (en effet la vitesse de filtration est proportionnelle à la racine carré du temps :  $V = k\sqrt{t}$ ).

On note également l'épaisseur du cake constitué sur le papier filtre.

### II.2.9. Teneur en solide

Définition :

Le fluide de forage est constitué d'une phase liquide et d'une phase solide.

La teneur en solide est :

$$t = \frac{\text{volumesolide} \times 100}{\text{volumeboue}}$$

**CHAPITRE III :**  
**POLLUTION DE L'ENVIRONNEMENT**  
**PAR LES BOUES DE FORAGE**



---

## Chapitre III : Pollution de l'environnement par les boues de forage

### Introduction

Les opérations de forage peuvent avoir de sérieux impacts sur l'environnement, si certaines mesures ne sont pas prises en compte ou ne sont pas appliquées. Ces impacts peuvent être réduits si une particulière attention est accordée quant au management des déchets produits à la fin de ces opérations.

Pour cela, l'industrie des hydrocarbures a su développer de nouveaux outils dans ses activités d'explorations et de production, par l'intégration de mesures entrant dans le cadre du développement durable et la sensibilisation aux problématiques environnementales qui sont :

- la non-application, des réglementations en matière de traitement et des rejets d'effluents industriels.
- le rejet des boues dans des sites appelés bourbiers ou en mer, qui sera par conséquent, l'origine de beaucoup d'impacts rapides mettant en danger l'environnement.

### III.1. Définition sur les 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 nature différente et dans la toxicité et biodégradabilité sont des paramètres mal définis. Sont cependant déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures (Gazole...etc.) constituant majeure 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** ».



**Figure III.1.** *Bourbier étanche avant le forage*



**Figure III.2.** *Bourbier après une opération de forage*

### III.2. Les ressources des borbiers dans 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, sont :

- 1- à partir de la surface par les rejets et liquides de forage (boue de forage, cuttings, 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.
- 2- En cours de forage, la contamination se traduit par le contact de fluides de caractéristiques rhéologiques différentes (mélange d'un fluide de formation traversée et la boue de forage en circulation).
- 3- Une mauvaise cimentation peut provoquer des pertes du laitier de ciment dans les formations et une venue de fluide de formation.
- 4- Par infiltration des hydrocarbures en développement.
- 5- Le stockage non conforme des produits des sols, donc des aquifères.

### III.3. Impact environnementaux du rejet des boues de forage

Le rejet des boues de forage en pleine nature est considéré comme un vecteur de pollution, et il faut compter de longues périodes (des mois, voire des années) pour constater leur dégradation.

En vue de faire un aperçu sur les impacts du rejet des boues de forage, il est important de connaître les phénomènes de diffusion des polluants dans la nature.

#### III.3.1. Phénomène de pollution :

- **Evaporation**

C'est la conséquence de la volatilisation des composés chimiques légers (de faible masse molaire), comme le HAP, dont leur volatilisation s'avère très contraignante pour l'environnement, du fait de leurs caractères toxiques.

**HAP** : Poly-acrylamide partiellement hydrolysé

- **Emulsification**

Une émulsion est formée par l'action d'agents tensioactifs entre les phases d'huile (ou d'autres matières organiques) et d'eaux, produisant ainsi une couche visqueuse et très persistante dans le temps dont sa dégradation prendra beaucoup de temps.

- **Sédimentation**

Elle concerne les composés de haute densité. On observe à partir de ce phénomène la formation d'une couche semi-solide (agrégat) difficilement biodégradable.

- **Biodégradation**

Puisque les boues sont généralement stockées dans les bourbiers (à l'air libre), ce milieu favorise l'action de micro-organismes microbiens pour la dégradation de ces substances, d'où il y a émission de CO<sub>2</sub>.

- **Dispersion**

Ce phénomène est observé pour le cas du rejet des boues en mer. L'action du vent et de faible viscosité des huiles, ne feront qu'augmenter la vitesse de dispersion des boues et agrandir le périmètre couvert par celles-ci, comme c'était pour la marée noire dans le golfe du Mexique (été 2010).

### III.3.2. Exemples d'impact :

Les nombreux impacts associés aux rejets des boues de forage sont directement liés à la présence de composés toxiques dans les boues, qui sont très solubles une fois en contact avec l'eau, et peuvent migrer pour couvrir de grands espaces. À titre d'exemple, les effets des métaux lourds, sels, et autres composés organiques sont à l'origine de sérieux impacts :

- ✚ **Les métaux lourds**

C'est la texture du sol qui rend possible la migration des métaux lourds. En effet, un sol poreux favorise ou rend excessive, la migration des métaux lourds jusqu'à contaminer les sources d'eau souterraines et intégrer la chaîne alimentaire.

- ✚ **Les sels**

La diffusion des sels dans le sol en fortes concentrations contaminant les eaux souterraines et intégrant la chaîne alimentaire, d'où une contamination de la faune et de la flore.

- ✚ **Les composés organiques**

Ces substances peuvent altérer le cycle de végétation des plantes et de revégétation des sols.

À été constaté des effets cancérigènes ou même mortelles, c'est le cas du benzène et des HAP

Aussi leurs effets sur la santé des espèces vivantes méritent toute attention :

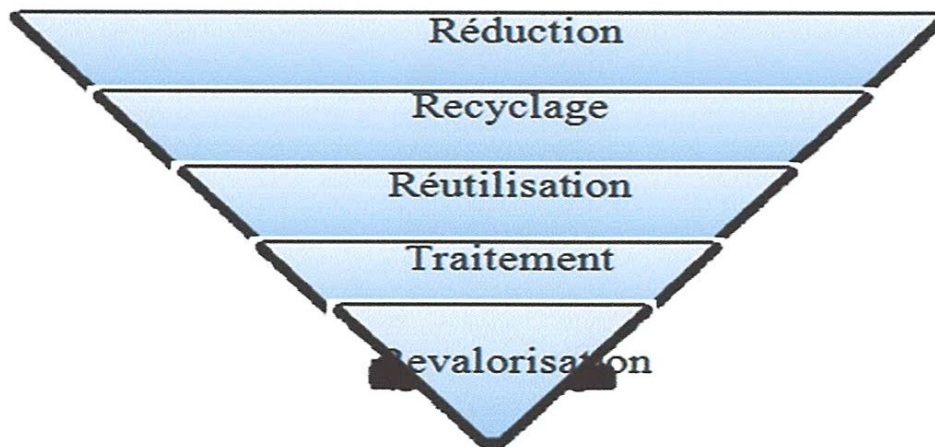
- Concernant l'homme et la faune, il a été constaté des irritations dermiques, des problèmes respiratoires, ainsi que des effets cancérigènes, du fait de l'émanation des gaz provenant de la décomposition de ces composés.
- La flore n'est pas épargnée : l'absorption des métaux lourds par la flore (plus connu sous le phénomène de bioaccumulation), aura pour résultat la diminution des quantités d'oxygène nécessaire pour leur subsistance.

#### III.4. Plannings environnemental des boues de forage :

Le management environnemental est devenu un outil essentiel dans toute stratégie industriel. Son introduction dans l'industrie d'hydrocarbure a pour mission d'améliorer et d'optimiser les performances environnementales des activités E&P.

La mise en place d'une stratégie ou d'un plan de management pour le traitement des boues de forage, entre dans le cadre de la politique HSE de chaque entreprise en matière de gestion de déchets, et dépend du contexte environnemental et des restrictions légales auxquelles est soumise une entreprise quant aux limites du rejet des effluents, et de ses capacités techniques pour remédier au problème des boues.

Les modèles de management qui ont été développés par les compagnies pétrolières suivent généralement la procédure suivante, où les actions mises en œuvre pour le management des boues, sont organisées en hiérarchie comme le Montre la figure suivante :



**Figure. III.3.** Hiérarchie d'actions pour le management environnemental des boues de forage.

### ✚ Réduction

Cette mesure signifie la minimisation, voir la réduction des quantités de boues produites en aval du processus de forage, par le recours à certains type de forage tels que les forages directionnels, ainsi que la diminution de leurs impacts sur l'environnement par la formulation de nouveaux systèmes de fluides de forage plus respectueux de l'environnement.

### ✚ Recyclage/Réutilisation

Dans la majeure partie des cas, le recyclage des fluides de forage, ainsi que la réutilisation de la fraction solide des boues de forage Demeurent souhaitables pour des raisons économiques. Le recyclage des fluides de forage s'effectue par la récupération des quantités de fluides recueillies à travers différents systèmes disponibles sur les plateformes de forage, de manière à les réinjecter dans le processus de forage.

En ce qui concerne la réutilisation des fractions solides, diverses expérimentations ont été menées en Grande Bretagne, pour l'emploi de ses fractions comme combustible dans les centrales à charbon.

### ✚ Traitement / Revalorisation

Si le cadre légal en matière de gestion d'effluents exige le traitement des boues de forage, diverses séries de traitements peuvent être appliqués, comme les traitements biologiques, physico- chimiques, ou thermiques.

De plus, différentes voies de valorisation peuvent être réalisées en ce qui concerne les sous-produits de chaque traitement. Par exemple, les résidus solides peuvent être exploités comme des matières premières dans le secteur de la construction, ou pour le terrassement des routes, ou comme substrats pour la réhabilitation des sols.

On prend un exemple de projet de management développé par une compagnie pétrolière: Schlumberger introduit un programme de management des déchets appelé «**Total Waste Management** », afin de limiter les quantités de déchets destinés à la décharge. Les bénéfices tirés de ce programme ont été notés par une amélioration globale en matière de HSE, et une implication générale de toutes ses structures dans les préoccupations ayant pour sujet l'environnement.

**CHAPITRE IV :**  
**RESULTATS ET DISCUSSION**

---

## CHAPITRE IV. RESULTATS ET DISCUSSION

### IV.1. Préparation de la boue

Deux formulations ont été utilisées au cours de l'opération de forage selon la nature de la formation, la composition de la boue utilisée au niveau du chantier pendant notre stage pratique des phases successives est illustrée dans le tableau suivant :

**Tableau IV.1.** *Composition de la boue utilisée dans les deux phases*

<b>Produits de la phase</b>	<b>Phase 12<sup>1/4</sup></b> <b>R H/E = 78 / 22</b> <b>Lt or Kg for m3</b>	<b>Phase 8<sup>1/2</sup></b> <b>R H/E = 93 / 7</b> <b>Lt or Kg for m3</b>
<b>DIESEL (L)</b>	<b>583</b>	<b>758</b>
<b>AVA Bentonite AV</b> <b>Agent viscosifiant (kg)</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
<b>AVOIL EP</b> <b>Emulsion primaire (kg)</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>AVOIL ES</b> <b>Emulsion secondaire (kg)</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>Chaux (Ca (OH)<sub>2</sub>) (kg)</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
<b>Saumure au NaCl (L) (320</b> <b>g/l)</b>	<b>294</b>	<b>98</b>
<b>FRHT Filtrat réducteur</b> <b>à haut température. (kg)</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>Baryte (kg)</b>	<b>345</b>	<b>431</b>
<b>NaCl (kg)</b>	<b>95</b>	<b>32</b>

### IV.2. Caractéristiques physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques effectuées ont été obtenues sur deux échantillons des boues préparées correspondant à deux phases de forage (niveaux de forages).

Phase 1 : 2500 m avec un diamètre du foret 12<sup>1/4</sup> Pouces.

Phase 2 : 3300 m avec un diamètre du foret 8<sup>1/5</sup> Pouces.



## IV.2.1. Caractéristiques physiques

### IV .2.1.1. La densité

✗ La valeur de la densité est mesurée par le densimètre montré au schéma suivant

*er o la figure*

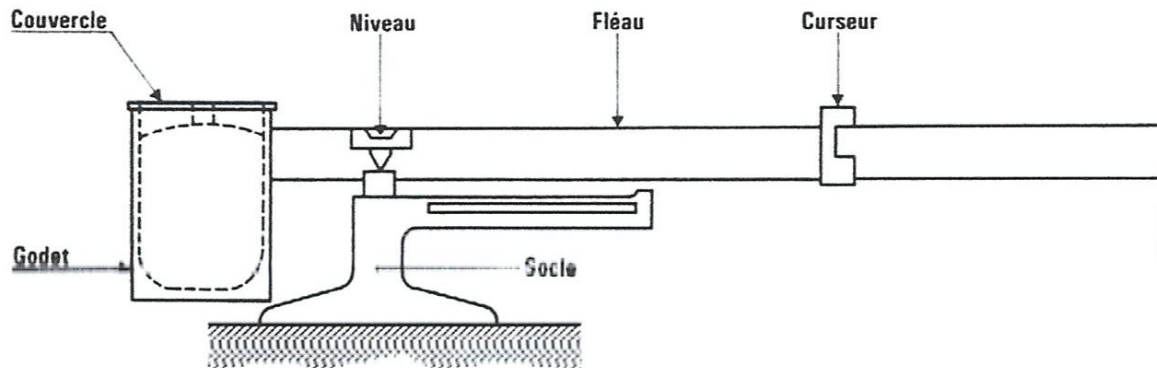


Figure IV.1. Densimètre à boue

✓ Domaine d'application :  $[0.8 \div 2.8]$  (g/cm<sup>3</sup>).

On détermine le poids spécifique de la boue de la façon suivante :

1. Remplir le récipient de boue.
2. Placer le couvercle sur son siège dans le récipient par un léger mouvement tournant, s'assurer que la boue s'échappe par le trou percé dans le couvercle.
3. Mettre le doigt sur le trou du couvercle, enlever l'excédent de boue sur la surface extérieure du récipient et du fléau en lavant ou en l'essuyant.
4. Placer le point fixe sur le couteau de support. Amener le fléau à l'horizontale en déplaçant le cavalier sur la règle.

5. Lire la graduation de la règle sur la face gauche du cavalier.
6. Notez le poids spécifique ainsi lu.
7. Rincer immédiatement le récipient après l'utilisation car il est nécessaire que tous les composants de la balance à boue soient parfaitement propres, si on désire obtenir des mesures précises.

#### Les résultats obtenus

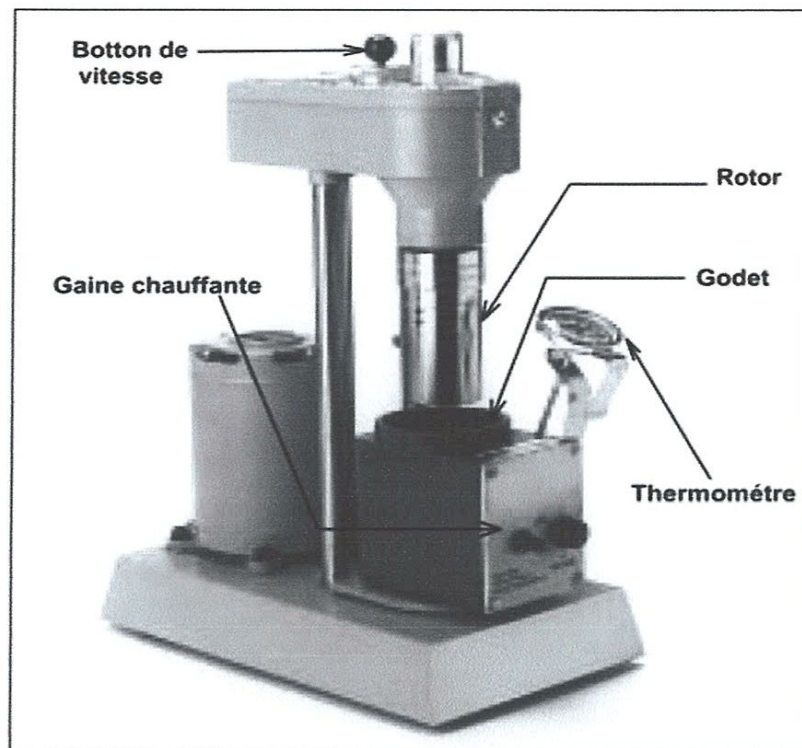
Phase Paramètres physiques	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
Densité (SG)	1.30	1.31	1.30	2.05	2.06	2.05

On remarque la densité des échantillons étudiés au cours de deux phases sont conformes aux normes exigées.

#### IV .2.1.2. La rhéologie

On a 5 caractéristiques de la boue à mesurer : la viscosité apparente **VA**, la viscosité plastique **VP**, la contrainte seuil (**yield point**), gel **0 à 10 sec** et gel **10 à 10 min**.

Viscosimètre de **FANN modèle 35**, l'instrument est entraîné par un moteur muni de différentes vitesses de rotation **3, 6, 100, 200, 300 et 600 tr/min**.



**Figure IV.2.** Rhéomètre de FANN modèle 35

Les caractéristiques des instruments ont été prévues de telle façon que la viscosité plastique et la contrainte seuil peuvent être obtenus à partir des lectures à **300** et **600 tr/min**.

viscosité apparente est obtenue en divisant la lecture à **600 tr/min** par **2**. Donc la détermination de la rhéologie se fait au moyen de la procédure suivante :

1. Placer un échantillon de boue agité récemment dans le récipient prévue à cette effet et immerger le rotor exactement jusqu'à la ligne de repère.
2. Faire tourner le rotor à **600 tr/min**. Attendre que l'aiguille se stabilise (ce temps est fonction des caractéristique de la boue). Noter la lecture à **600 tr/min**.
3. Passer à **300 tr/min** et attendre que l'aiguille se soit stabilisée. Noter la lecture à **30 tr/min**.

Les mesures de résistance de gel se font de la façon suivante :

1. Placer l'échantillon de boue, tourner à grande vitesse pendant **10 s**.
2. Laisser reposer la boue sans la remuer pendant **10 s**. Tourner lentement et régulièrement la manivelle jusqu'à obtenir les lectures.
3. Agiter à nouveau la boue, attendre **10 min**, répéter l'opération ci-dessus. La lecture obtenue est la résistance de gel à **10 min**.

### Résultats obtenus

Phase Paramètres physiques	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
VA (lb/100 ft <sup>2</sup> )	32	32	-	41	42	-
VP (lb/ 100 ft <sup>2</sup> )	23	23	-	36	36	-
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	18	18	14 :18	10	12	08 :12
Gel(0) à 10sec Lb/100ft <sup>2</sup>	10	10	8 : 12	8	8	6 :10
Gel(10) à 10 min Lb/100ft <sup>2</sup>	17	16	16 : 20	12	13	12 : 14

Selon les valeurs affichées, la température joue un rôle très important dans le changement de la valeur de la yeild-point. On remarque que l'augmentation de la température de la boue provoque la diminution du yeild-point.

En cas de la diminution de la valeur de l'YP inférieur à la norme exigée, la boue doit être traitée avec des produits appelés viscosifiant comme VG69, VGsupreme (viscosifiant), versamode (modificateur de la valeur de YP).

Les viscosités apparente et plastique doivent avoir une valeur constante avant et après injection.

#### IV .2.1.3. Rapport huile/eau

La détermination du pourcentage volumique (huile/eau) se fait à l'aide d'un distillateur à boue, donné par la **Figure IV.3**.

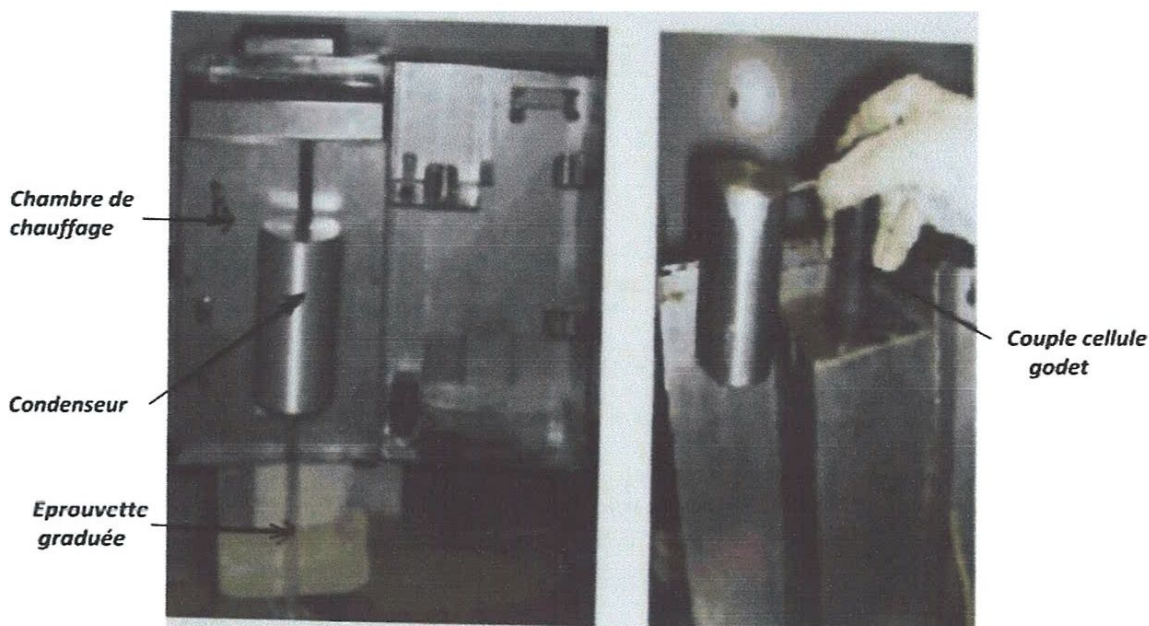


Figure IV.3. Distillateur à boue

1. Remplir la cellule calibrée de boue en provenance d'un échantillon homogène.
2. Remplir l'espace au-dessus de la cellule calibré avec de la laine d'acier fine.
3. Rendre la cornue étanche, mettre une éprouvette graduée sur l'évacuation du condenseur.
4. Brancher le dispositif de chauffage de la cornue sur une source d'électricité **110V (Alternative ou continue)**, chauffer jusqu'à ce qu'il n'y a plus de gouttes tombant de condenseur.

La Mesure des volumes d'huile et d'eau récupérés sont calculées par:

$$\text{- Huile \%} = [\text{volume huile} / (\text{volume d'huile} + \text{volume d'eau})] * 100$$

$$\text{- D'eau \%} = [\text{volume eau} / (\text{volume d'huile} + \text{volume d'eau})] * 100$$

Lors de l'opération on à prendre les valeurs suivantes :

I-	Huile =69 ml	}	à 2500 m
	Eau =25 ml		
II-	Huile =88 ml	}	à 3300 m
	Eau =8 ml		

## Les résultats obtenus

Phase Paramètres physiques	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
Rapport (Huile/Eau)	78/22	78/22	70/30 :90/10	93/7	93/7	90/10

Lors de cette essai on utilise 100 ml de la boue par contre on a trouvé 94 ml et 96 ml signifié que le reste sont des particules solides dans la laine d'acier fine.

### IV .2.1.4. Filtrat à haute pression et à haute température (HPHT) :

L'essai de filtration est effectué dans des conditions simulant les conditions du fond en température et en pression, l'instrument (**figure VI.4**) se compose essentiellement d'une source contrôlée de pression, d'une cellule conçue de façon à résister à des pressions élevées, d'un système de chauffage de la cellule et d'un cadre pour soutenir l'ensemble, cette essai est effectué à température supérieure à 930°C et une pression de 200 psi.

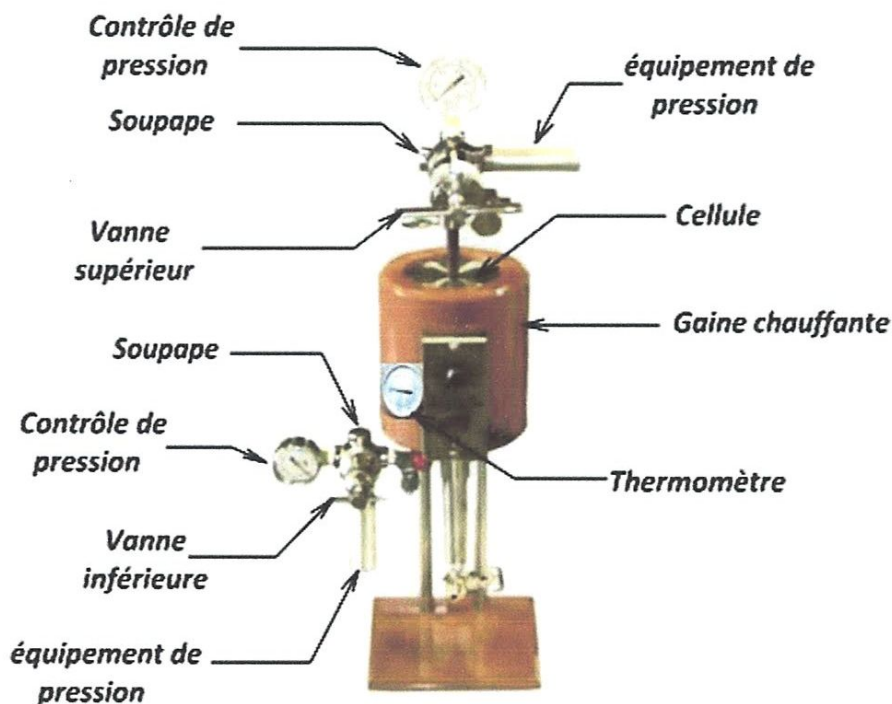


Figure IV.4. Appareils de filtrat HP-HT

1. Brancher la gaine chauffante du réseau. Placer le thermomètre préchauffer la gaine chauffante, Régler le thermomètre de façon à maintenir une température constante.
2. Prendre la boue à la conduite d'arrivée.
3. Remplir la cellule jusqu'à **1 cm** du bord supérieur, pour tenir compte de l'expansion.
4. Placer la cellule dans la gaine chauffante, les deux vanne, supérieure et inférieure, étant fermées. Mettre en place le thermomètre dans sa gaine.
5. Placer l'équipement de pression sur la vanne supérieure et serrer. Mettre en place l'équipement de pression inférieur et serrer. Appliquer **7 bars** sur les deux équipements de pression, les deux soupapes étant fermées. Ouvrir la vanne supérieure et appliquer **7 bars** à la boue pendant le chauffage.
6. Dès que échantillon atteint **940°C**, augmenter la pression dans l'équipement de pression supérieur à **34 bars**. Ouvrir la vanne inférieure pour amorcer la filtration. Récupérer le filtrat pendant **30 min**, noter le volume de filtration instantanée après **2 sec** .Si la pression augmente au-dessus de **7 bars** pendant l'essai, réduire lentement la pression en sortant un peu de filtrat .Noter le volume total de filtrat tel que :

$$V \text{ filtrat} = 2 * V \text{ mesuré}$$

7. A la fin de l'essai, fermer les deux vannes.
8. Ouvrir la vanne en T et purger la pression des deux régulateurs.

### Les résultats obtenus

Phase Paramètres physiques	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/5</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
HP-PT filtrat (ml/30 min)	5	6	< 6	5	6	< 6

- La valeur récoltée correspond au taux de filtration de boue dans les parois du puits.
- Lors de l'ouverture de la cellule on remarque une formation d'un cake au niveau du papier filtre, il correspond à l'épaisseur du cake à l'intérieure des parois de puits sa valeur est en mm, dans notre cas il ne doit pas dépasser 2 mm.

### Discussion

La valeur du HPHT filtrat est très importante, puisqu'elle détermine la valeur maximale de la boue qui normalement doit être absorbée par les parois du puits. Cette valeur

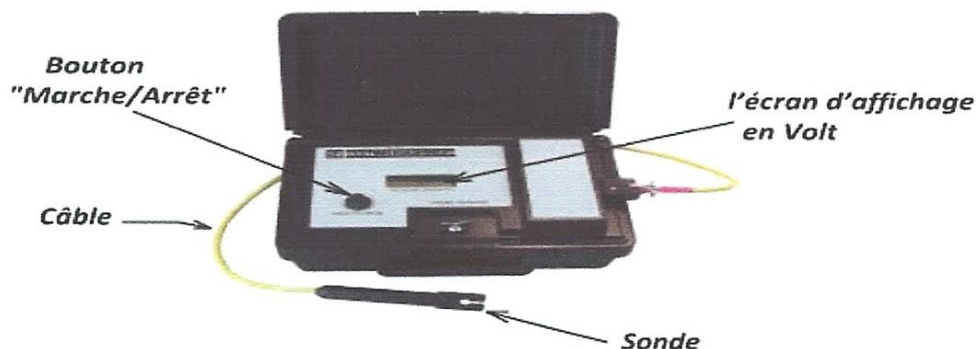
ne doit pas dépasser celle recommandée par le client sinon on peut exposer le puits à des pertes de la boue considérable.

Dans le cas du cake dépasser 2 mm elle peut provoquer des coincements ou des frottements qui sont des problèmes généralement très délicats et parfois même pousse le client à abandonner le puits qui est d'un effet indésirable pour notre pays.

Ils existent des produits à boue qui peuvent stabiliser ou ramener la valeur du filtrat ou du cake à la norme tel que : Versatrol, Megatrol, Ectrol.

#### IV .2.1.5. Stabilité électrique

La détermination de stabilité électrique des émulsions de l'eau dans des mélanges d'huiles a été faite à l'aide d'un appareil portable alimenté par batterie, donné par la **Figure IV.5**:



**Figure IV.5.** Appareil de détermination de stabilité électrique

1. Placer le liquide dans un récipient
2. Insérez la sonde dans le liquide veillé à ce qu'elle soit totalement immergée.
3. Main-mélanger l'échantillon avec la sonde pendant 10 secs.
4. Appuyez sur le compteur jusqu'à ce que la lecture régulière soit observée.
5. Prenez trois lectures et la moyenne des résultats. Les relevés doivent être enregistrés en Volts.
6. Nettoyer la sonde immédiatement après usage.



## Les résultats obtenus

Phase Paramètres physiques	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
Stabilité Electrique (Volt)	800	780	> 600	1250	1350	> 800

Un traitement est recommandé lors d'une contamination avec l'eau.

Le traitement adéquat c'est de rajouter une boue fraîche avec un rapport huile/eau élevé ou bien avec gaz oil si disponible.

### IV .2.2. Caractéristiques chimiques

Les analyses chimiques effectuées pour contrôler les paramètres de la boue sont :

#### IV .2.2.1. Excès de la chaux (Ca (OH)<sub>2</sub>)

- 1 ml de boue.
- 50 ml toluène/propanol (50/50).
- Agitateur magnétique.
- 100 ml d'eau distillée
- Phénol phtaléine.
- l'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10N).

Versez 1 ml de boue dans un bécher 250 ml, on ajout 50 ml toluène/ propanol et 100ml d'eau distillé, on ajout quelques gouttes de phénolphtaléine, et on fait agitation pendant 5 minute, on titrer avec l'acide sulfurique jusqu'à changement la couleur du rose vers l'incolore, et noter le volume PB de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

- $PB = V \text{ H}_2\text{SO}_4 \text{ [ml]}$
- $\text{Excès de la chaux [Ca(OH)}_2\text{]} = 3.65 * PB \text{ [ g/l]}$

### Les résultats obtenus

Phase Paramètres chimique	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
Pb (ml)	4.1	5	-	5	5	-
Excès la chaux (g/l)	14.97	18.25	14 : 22	18.25	18.25	16 : 24

#### IV .2.2.2. Concentration des Chlorures [Cl<sup>-</sup>] :

- Même échantillon précédente
- l'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10N).
- Solution tampon Chromate de Potassium (KCr<sub>3</sub>).
- Agitateur magnétique.
- Nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub> 10N).

On prend même échantillon précédente, on ajout 2ml l'acide sulfurique, et on ajout quelques gouttes de chromate de potassium, et on fait agitation pendent 5 minute, et on titrer avec nitrate d'argent jusqu'à changement couleur jaune vers rouge brique, et noter le volume Ag NO<sub>3</sub>.

- $[Cl] = 35.45 * V Ag NO_3 * 0.1 [g/l]$
- $[Na Cl] = 1.65 * [Cl] [g/l]$

### Les résultats obtenus

Phase Paramètres chimique	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/2</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
V (AgNO <sub>3</sub> )	12	12	-	7.5	7.5	-
[Cl <sup>-</sup> ] (g/l)	42.54	42.54	-	26.63	26.63	-
[NaCl] (g/l)	70.19	70.19	65 : 74	43.93	43.93	40 : 44

### IV .2.2.3. La concentration du $[Ca^{++}]$ :

- 1 ml de la boue.
- 50 ml toluène / propanol (50/50) à 10N.
- 100 ml d'eau distillée.
- Noir Bleu Chrome (indicateur).
- NaOH 1N (solution tampon).
- Agitateur magnétique.
- Solution l'EDTA 0.1N.

Verser 1ml de boue dans un bécher 250ml, on ajout 50ml toluène/propanol et 100mld'eau distillé, on ajout quelques gouttes de noir bleu chrome (indicateur), et quelques gouttes solution tampon NaOH, on fait agitation pendent 5 min, on titrer avec l'EDTA jusqu'à changement couleur violet vers bleu, et noter le volume EDTA.

$$[Ca^{++}] = 40 * 0.1 * V_{EDTA} [g/l]$$

### Les résultats obtenus

Phase	Phase 12 <sup>1/4</sup>			Phase 8 <sup>1/5</sup>		
	AC	DC	Norme	AC	DC	Norme
Paramètres chimique						
V <sub>EDTA</sub> (ml)	0.75	0.75	-	1.35	1.35	-
[Na <sup>++</sup> ]	3	3	2 : 5	5.4	5.4	4 : 6

La comparaison des résultats de la caractérisation physico-chimique et rhéologique des boues de forage des phases 12<sup>1/4</sup> et 8<sup>1/5</sup> montrent que les boues formulées sont conformes aux normes exigées par l'entreprise.

Le problème qui peut être rencontré c'est l'apparition du gaz dans la boue, ce qui peut engendrer une diminution de la densité de la boue. Dans notre cas, on remarque qu'il n'y a pas de variation de la densité à l'entrée et à la sortie du puits. Tous les autres paramètres se trouvent dans l'intervalle des normes de travail admises.

Dans la dernière phase de forage, la grande majorité des résultats obtenus sont conformes aux normes admises, ce qui implique un bon rendement de la boue au cours du forage.

# CONCLUSION

---

---

## CONCLUSION GENERALE

Le stage pratique effectué au sein de la base E N T P, sur l'appareil 201 à Hassi Messaoud, lors du forage du puits OMKZ-702, nous a permis d'approfondir nos connaissances expérimentales sur les forages, les boues de forage et les procédés techniques d'exploitation des gaz pétroliers.

Notre travail expérimental est consacré à une étude complète sur les boues de forage et les paramètres physico-chimiques de contrôle et de suivi d'utilisation des boues à base d'huile dans les différentes phases du procédé de forage.

Les analyses primaires obtenues sur la boue élaborée (la densité, la rhéologie, les analyses de filtration, les testes chimiques, le pH et la stabilité électrique) confirment que la boue obtenue répond aux normes exigé par la norme API.

Dans une deuxième étape, nous avons étudié l'influence du temps de forge et de la température sur les propriétés caractéristiques de la boue. Les résultats des analyses montrent que les viscosités plastique et apparente ainsi que la yeild augmentent avec le temps et diminuent avec l'augmentation de la température.

Le suivi des propriétés des boues pendant les différentes phases de forage, montre que la boue utilisée pendant le forage de ce puits présente des caractéristiques intéressantes, de quoi réussir l'opération de forage, il faut signaler qu'elle joue un rôle fondamental dans la sécurité des opérations grâce à sa nature.

Enfin, il serait intéressant d'élargir notre étude au suivi de d'autres paramètres qui affectent la qualité de la boue et nombre de cycle de son utilisation (nature de l'outil, nature du sol, effet des paramètres de la corrosion, etc.).

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] GARCIA C., PARIGO P., « *Boues de Forage* », Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [2] Forage Rotary, « *La boue de Forage* », Edition Technip 1972.
- [3] NGUYEN J., P., « *fluide de forage* », Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip, 1993.
- [4] RYEN CAENN, GEORGE V. CHILLINGAR, « Drilling fluids: state of the art », journal of petroleum science and engineering 14, 1996, pp 221-230.
- [5] LANDRIOT G., « *Fluide de forage* », édition Technip 1968.
- [6] SCHLUMBERGER « introduction au forage pétrolier » document sur CD.
- [7] DE LAMBALLERIE G., « *Boue à base d'huile* », Collection Colloques et Séminaires I.F.P, Edition Technip, 1969.
- [8] ADAM T., BOURGOYNE Jr, et al., " *Applied drilling engineering*", SPE Textbook series. Vol 2. 1991, pp. 41.
- [9] PAUL F. LUCKHAM U, SYLVIA ROSSI « The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions », Advances in Colloid and Interface Science, 82, 1999, pp.43-92
- [10] A SENTHIL KUMAR, VIKAS MAHTO & V P SHARMA "Behaviour of organic polymers on the rheological properties of Indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage", Indian Journal of Chemical technology, Vol. 10, September 2003, pp. 525-530.
- [11] Y. PEYSSON, "Solid/Liquid Dispersions in Drilling and Production". *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 (2004), No. 1, pp. 11-21
- [12] CD manual of drilling fluids, MI-SWACO
- [13] CLARK RK, & al.: "Polyacrylamide-Potassium Chloride Mud for Drilling Water Sensitive Shales," Journal of Petroleum Technology 28, no. 6 (1976), pp. 719-726.
- [14] MIDOUX N., « *Mécanique et rhéologie des fluides en génie chimique* », Lavoisier, 3<sup>rd</sup> Ed., 1993.
- [15] HOWARD d A. BARNES, A handbook of elementary rheology, University of Wales, 2000.
- [16] API Recommendations, Spec 13A, drilling fluid materials, pp.17-18
- [17] MICHEL FONTANILLE, YVES GNANOU « chimie et physico-chimie des polymères » Dudon, Paris, 2002.
- [18] BARBARA KATZBAUER, "Properties and applications of xanthan gum", Polymer Degradation and Stability, Elsevier, 59 (1998) pp. 81-84

# ANNEXES

## ANNEXE 01

### GENERALITES SUR LE CHAMP PETROLIER DE HASSI MESSAOUD

#### 1- Historique de la découverte du champ hassi messaoud

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction le 15 Juin de la même année. Ce forage de 3338m de profondeur a mis en évidence les grés du Cambrien, producteurs d'huile.

En Mai 1957, la société CFPA a réalise un puits OM1 à environ 7km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m, sa pression initiale est estimée à 482 kg/cm<sup>2</sup>.

Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes:

- CFPA pour le Nord
- SN-REPAL pour le Sud.

La mise en production du champ avait commencé en 1958 avec 20 puits producteurs. Le type de drainage durant les premières années fût par expansion du gaz dissous, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz miscible. Dès lors les forages n'ont cessé de se multiplier, notamment à partir des nationalisations des hydrocarbures le 24 Février 1971.

Le champ de Hassi Messaoud continue, après près de 48 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut.

#### 2- Situation du champ

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique.

L'hétérogénéité est importante sur le champ de Hassi Messaoud jusqu'à présent, ils n'ont pas trouvé une lithologie stable entre un puits et un autre, ceci par l'existence des failles lithologique.

##### 2.1- Situation géographique (Fig1)

Le champ de Hassi Messaoud est situé à environ 850km au Sud-est d'Alger, à 280km au Sud-est du gisement du gaz de HassiR'Mel et à 350km à l'Ouest de la frontière Tunisienne, Il s'étend sur une superficie de 2500 Km<sup>2</sup>. Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

$$X = [790.000 - 840.000] \text{ Est}$$



Y = [110.000 - 150.000] Nord

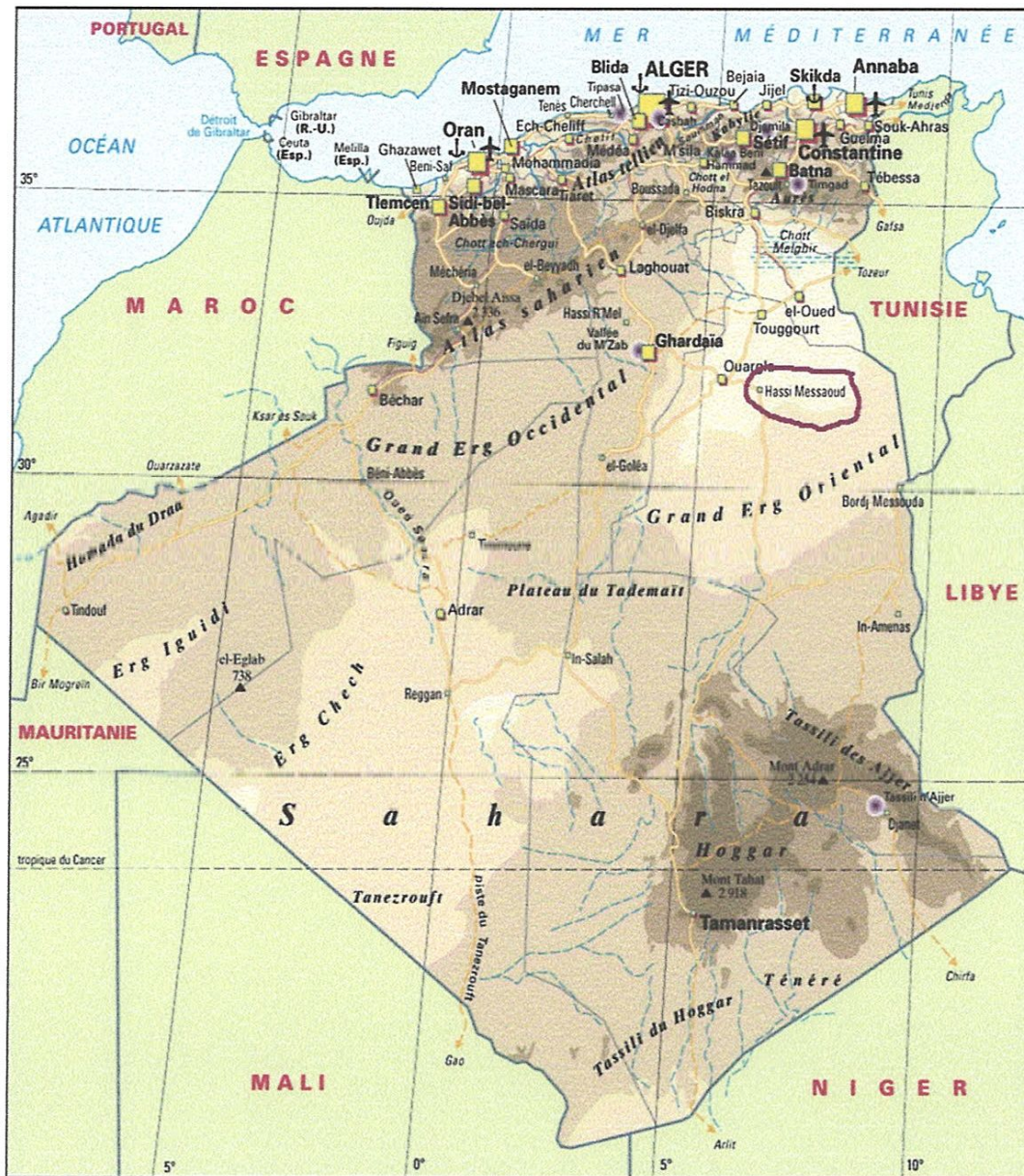


Fig. 1-Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

## 2.2- Situation géologique (Fig2)

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie.

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.



Fig. 2-Carte de différents bassins en Algérie

## ANNEXE 02

<b>Puits:</b> OMKZ-702	<b>Zone:</b> HZN	Puits en Gas lift
<b>Périmètre:</b> HASSI MESSAOUD - ZONE Centrale		
<b>Référence:</b> Abandon Snubbing 03/2014		

### 1- Introduction :

OMKZ-702 ayant fait l'objet d'un snubbing du 17/02 au 05/03/2014 (nettoyage du puits + repêchage poisson snubbing), l'opération n'est pas achevée et abandonnée pour Work Over, en vue repêchage le poisson (44 joints 1"660 + sabot) et nettoyage du u puits jusqu'à le TD.

### 2- But de l'opération :

- Neutralisation du puits avec boue à huile de densité minimale  $d = 0.88^*$

#### **NB \*densité requise pour une pression de gisement de 164.32 kg/cm2 (SBU du 28/04/2009)**

- Remonter la colonne de production Tbg 4"1/2 New Vam ancré.
- Circulation avec une boue à l'huile de densité minimale  $d : 0.88^*$

#### **NB \*densité requise pour une pression de gisement de 164.32 kg/cm2 (SBU du 28/04/2009)**

- Surforage et repêchage Packer Halliburton "MHR".
- Instrumentation sur le poisson Snubbing laissé dans le puits (44 joints 1"6600 + sabot).
- Nettoyage du puits jusqu'à le TD à +/- 4624 m/VM.
- Enregistrement METT de casing 7".
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages.
- Reconstituer le puits en 4"1/2 ancré.

**NB : Veuillez remettre la tête de puits suivant l'orientation initiale (suite demande contrôle puits)**

### 3- Intérêt de l'intervention:

- Remise du puits en production.

### 4- Situation actuelle du puits:

**Etat actuel puits :** Puits Fermé

<b>Paramètres de production</b>									
<i>Jaugeage (25/01/2014)</i>									
<i>Duse</i> mm	<i>Whp</i> kg/cm <sup>2</sup>	<i>Pp.</i> kg/cm <sup>2</sup>	<i>Pan 7"</i> kg/cm <sup>2</sup>	<i>Pan 9"5/8</i> kg/cm <sup>2</sup>	<i>Qh</i> m <sup>3</sup> /h	<i>GOR</i> m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	<i>Qeau</i> l/h	<i>Qinj</i> l/h	<i>Np</i> m <sup>3</sup> .
23	19.9	13.4	-	-	1.64	3212	-	-	514 858.71

(*) : Pression de gisement $P_G =$	164.32	(SBU du 28/04/2009)
------------------------------------	--------	---------------------

## 5- Données puits :

<b>Coordonnées de location</b>	X = 818 280.50	Y = 141 049.96
	Z (sol) = 168.82 m	Z (Table) = 178.00 m
<b>Colonne de surface</b>	18" 5/8 @	540 m

<b>Colonne intermédiaire N°1</b>	13" 3/8 @	2323 m
----------------------------------	-----------	--------

<b>Colonne intermédiaire N°2</b>	9" 5/8 @	3298 m
<b>Liner 7"</b>	Top @	2548 m
	sabot @	3584 m

<b>Complétion</b>	4"1/2 New Vam Ancré +OH		
Tubing de production	4"1/2 N.Vam		
	Otis. L.N "R" 4"1/2 N.Vam	@	3008.42 m/TR
	Hall. A.Seal Viss au packer	@	3020.70 m/TR
Packer de production	Hall Packer Hydril "MHR"	@	3021.05 m/TR
	Millout Extension 5" Vam		
	Red 5" Vam F x 4"1/2 N.Vam M	@	3024.45 m/TR
	Flow coupling 4"1/2 N.Vam	@	3024.73
	Otis L.N "RN" 4"1/2 N.Vam	@	3026.60 m/TR
	Sabot guide 4"1/2 N.Vam	@	3027.20 m/TR

## Puits Voisins :

<b>Puits injecteurs gaz voisins :</b>	OMO78	997.91 m
<b>Puits injecteurs d'eau voisins :</b>	-	-

## 6- Caractéristiques de production:

### Data BHP Test :

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	15/08/2000	300.64	234.9	72.5	Huile 12.19	.278	170	139	--	.46	12.7	-
PFD	28/04/2001	300	90.6	21	Huile 6.72	.034	-	-	--	-	17	PFD
BUILD UP	27/07/2001	221.36	105.3	20	Huile 4.49	.043	845	41	--	-1.22	13	-
BUILD UP	17/08/2003	190.31	71.58	16.5	Huile 3.95	.0419	-	34.6	--	-.83	12.7	-
BUILD UP	28/04/2009	164.32	70	18.5	Huile 3.61	.052	--	94	43	-.2	19.84	Pfd @-2804.5m.

### Data Production:

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
15/08/2000	12.7	1440	12.19	2316.68	183	72.5	14.6	13	50	0.577	0	0	-----
09/10/2000	13	400	9.48	1559.43	142	47.7	11.8	5.5	43	0.509	0	0	-----

24/11/2000	13	720	7.31	1723.52	224	38.1	8.4	3.4	32	0.527	0	0	-----
11/12/2000	17	null	8.5	1648.99	175	29.5	8	3.5	40	0.569	0	0	-----
25/01/2001	17	720	7.71	1329.89	155	23.9	7.7	4.2	41	0.509	0	0	-----
21/04/2001	17	720	6.72	1211.78	167	21	7.7	4.7	39	0.513	0	0	-----
02/07/2001	13	400	4.35	551.50	108	19.5	9	2.8	36	0.454	0	0	-----
09/07/2001	13	1440	3.95	503.36	117	17.6	8.4	4.9	37	0.451	0	0	-----
16/08/2001	12.7	1440	5.14	818.51	135	22.5	9.2	4.2	39	0.425	0	0	-----
16/11/2001	12.7	1440	4.35	1069.79	245	22.1	8.4	4.2	24	0.493	0	0	-----
09/02/2002	12.7	1440	4.74	1154.81	242	22.1	8.8	4.9	29	0.452	0	0	-----
14/05/2002	12.7	1440	4.35	996.35	221	22.4	8.1	3.8	30	0.5	0	0	-----
06/08/2002	12.7	720	4.35	924.52	198	22.9	8.8	3.3	35	0.511	0	0	-----
07/12/2002	18.2	1440	5.53	1350.73	231	15.8	10.3	3.3	33	0.529	0	0	-----
17/04/2003	12.7	720	3.36	618.61	178	17.2	8.5	3.5	27	0.497	0	0	-----
18/07/2003	12.7	720	3.95	912.50	218	18.9	8.4	3.7	35	0.464	0	0	-----
10/08/2003	12.7	1440	3.95	621.05	142	16.5	8.8	3	33	0.405	0	0	-----
20/11/2003	12.7	300	3.56	1196.06	327	22.4	9.2	3.4	29	0.611	0	0	-----
09/03/2004	12.7	740	2.77	653.84	230	16	8.4	3.7	28	0.561	0	0	-----
03/01/2005	15.8	1440	6.21	5626.89	907	37.9	9.4	3.67	14	0.8779	0	0	-----
12/12/2005	22	600	4.2	1827.92	436	13	8.5	2.86	16	0.8081	0	0	-----
11/06/2006	22.2	1440	0.79	1287.52	1623	12.1	11.4	3.87	24	2.4375	0	0	-----
12/11/2006	22.2	600	5.97	2523.18	423	22.4	13.2	3.98	20	0.9944	0	0	-----
17/03/2007	22.2	720	3.61	3208.07	889	22	11	5.2	13	1.6171	0	0	-----
03/11/2007	22.2	720	4.11	1638.83	398	14	11.5	2.96	20	0.833	0	0	-----
04/03/2008	22.2	-	2.78	1509.76	543	15.9	12.3	4.18	23	1.4852	0	0	-----
20/06/2008	22.2	720	2.77	1830.98	661	15	11.5	4.08	27	1.4152	0	0	-----
17/11/2008	22.2	600	2.59	1630.56	630	16.5	12.5	5.4	19	1.6759	0	0	-----
25/03/2009	19.84	720	2.4	1574.34	657	15	13	4.79	17	1.1415	0	0	-----
03/05/2009	19.84	600	3.99	1814.80	455	15.4	12.3	4.28	17	0.7962	0	0	-----
12/08/2009	19.84	-	2.96	2401.83	811	16	14	3.87	28	0.9623	0	0	-----
08/08/2010	23	1440	2.87	2472.58	862	19.5	15.9	4.38	39	1.7902	0	0	-----
25/11/2010	23	-	3.2	2721.60	850	20	14.5	6.42	14	1.7644	0	0	-----
12/03/2011	23	600	2.41	3805.00	1578	18.5	13.5	4.28	10	2.1677	0	0	-----

01/07/2011	23	600	2.19	4719.17	2157	17.9	12.5	4.18	21	2.312	0	0	-----
22/07/2012	23	720	1.99	2122.94	1069	15.8	10	4.89	22	2.2471	0	0	-----
14/10/2012	23	-	2.18	3079.29	1412	18	12	5.81	24	2.3314	0	0	-----
21/01/2013	23	-	1.6	3263.59	2040	13	7.5	4.28	9	2.2958	0	0	-----
14/05/2013	23	655	1.98	3220.94	1629	20	10	4.89	27	2.8576	0	0	-----
26/08/2013	23	600	0.79	3412.41	4333	18	9	6.83	32	6.4583	0	0	-----
25/01/2014	23	Vx29	1.64	5262.00	3212	19.9	13.4	--	--	3.4328	0	0	-----

Salinité		
Date	Liquide	Concentration
29/01/2014	Huile	33 mg/l

## 7- Détails des travaux:

### ▪ Neutralisation du puits :

- Perforer le tubing avec Tubing-Puncher à la cote +/- 3005 m/TR.
- Neutraliser le puits avec boue à huile de densité  $d = 0.88^*$

**NB \*densité requise pour une pression de gisement de 164.32 kg/cm<sup>2</sup> (SBU du 28/04/2009)**

Ajuster la densité de la boue si nécessaire.

### ▪ Remonter la garniture de production 4"1/2 N.Vam

- Circuler le puits avec une boue à l'huile de densité  $d : 0.88^*$

**\*densité requise pour une pression de gisement de 164.32 kg/cm<sup>2</sup> (SBU du 28/04/2009)**

**NB:/ Ajuster la densité de la boue si nécessaire.**

- Remonter la totalité de tubing 4"1/2 N.Vam, après désancrage du tubing Anchor Seal. (Effectuer des coupes si nécessaires)
- Sueforage et Repechage du packer "MHR".

**N.B : Contrôler les pertes et les gains éventuels pendant les opérations de surforage et ajuster la densité de la boue si nécessaire.**

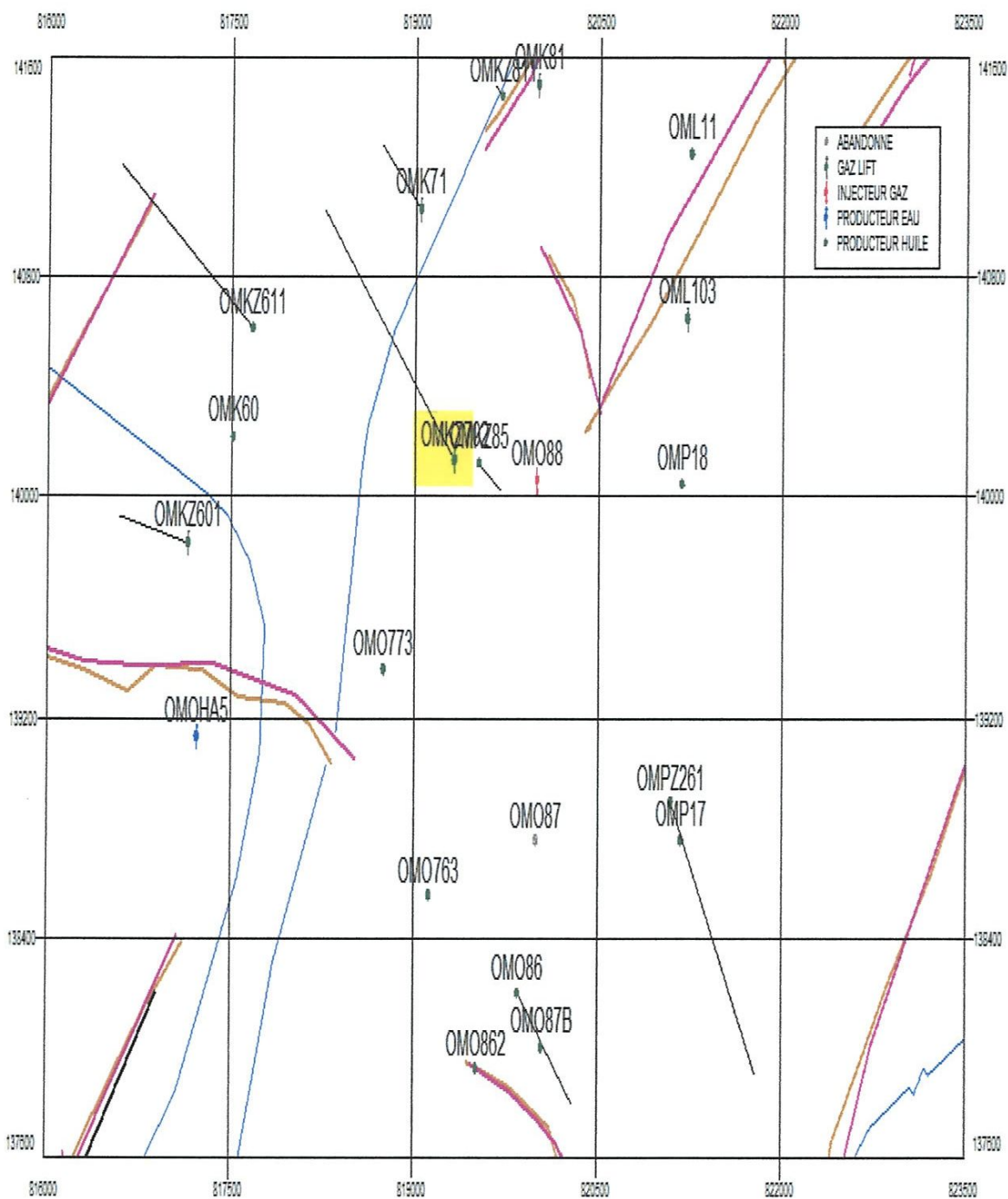
- Instrumentation sur le poisson Snubbing laissé dans le puits (44 joits 1"660 + sabot).
- Nettoyage et contrôle du fond
  - Nettoyer l'Open Hole jusqu'au au fond du puits soit à TD : +/- 4624 m.
- Contrôle du tubage 7" avec un outil 6" + scraper 7".  
Descente Scraper du tête liner 7" à 2548 m/TR jusqu'à le KOP à 3030 m/TR.
- Enregistrement METT de casing 7'.
- Tester l'état d'intégrité des tubages :
  - Tester le Casing 9"5/8 à 3000psi,
  - Tester l'EA 13"3/8 x 9"5.8 à 800psi.

**N.B : Les pressions de test pourront être modifiées en fonction des résultats du Log de corrosion.**

**Si test négatif réparer les communications**

- Recompléter le puits avec tubing de production 4"1/2 ancré.

**NB : Veuillez remettre la tête de puits suivant l'orientation initiale (suite demande contrôle puits)**  
**Position du puits OMKZ-702**



**SONATRACH  
DIVISION PRODUCTION  
REGION HASSI-MESSAOUD  
D.E.P**

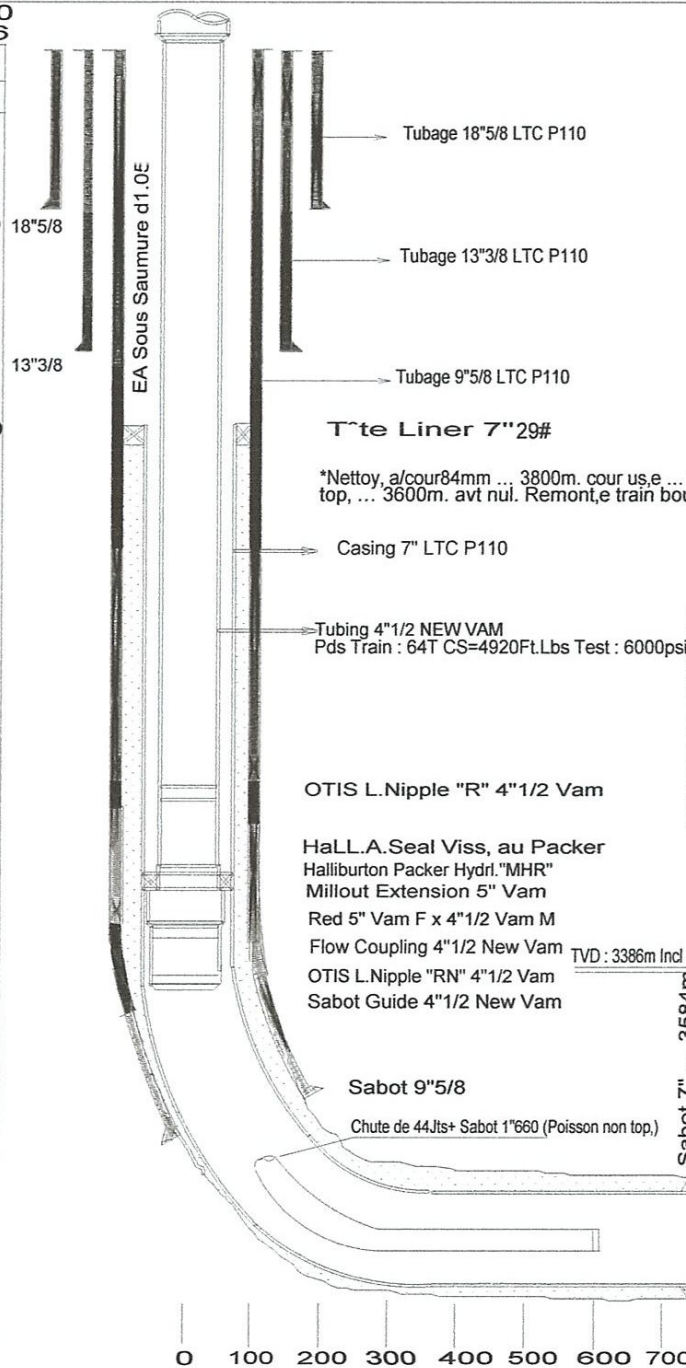
**COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE**

**OMKZ702**

X : 818 250,50  
Y : 141 049,96

COTES	
ELEC/VM	SOND/TR

	540.00
	2323.00
	2548.00
	3008.42
	3020.70
	3021.05
	3024.45
	3024.73
	3026.60
	3027.20
	3298.00



Olive 8" CIW Tard, e 4"1/2 NV B 4"1/2 NV H  
Ajustage avec 254 Jts 4"1/2 NV P110 13.5#  
Coup. Csg 9"5/8 ... 13Cm  
Tbg Head 13"5/8 x 11"5000 CIW  
Adapteur CIW 11" x 4" 5000  
1, re VM Incorpor, e dans l'adapteur  
2, me VM 4"5000 CIW

Z SOL : 179.50  
Z TABLE : 190.18  
Z 1VM : 180.50  
zone : HZN8  
H.T : 10.68m

T'te Liner 7"29#  
\*Nettoy, a/cour84mm ... 3800m. cour us,e ... 100%. Descente 2,me couronne top, ... 3600m. avt nul. Remont,e train bouch, plein de cailloux. Abandon

Composition de la completion	
Sabot Guide 4"1/2 New Vam	0.20
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2 NV	0.40
Flow Coupling 4"1/2 New Vam	1.87
R,d 4"1/2 NV x 5" NV	0.28
Millout Extension 5" NV	1.80
Halliburton Packer "MHR"	1.81
Halliburton A.Seal 4"1/2	0.35
1 er Jt 4"1/2 NV 13.5#	11.88
OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 NV	0.41
253 Jts 4"1/2 NV P110 13.5#	

KOP : 3030m  
TVD : 3386m Incl : 82Deg40 Az : N130Deg70 VS:1414.22m

TD : 4624m  
TVD : 3386m

VS : 1414.22m  
SNUBBING : 05.03.14