

P0002/05B

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

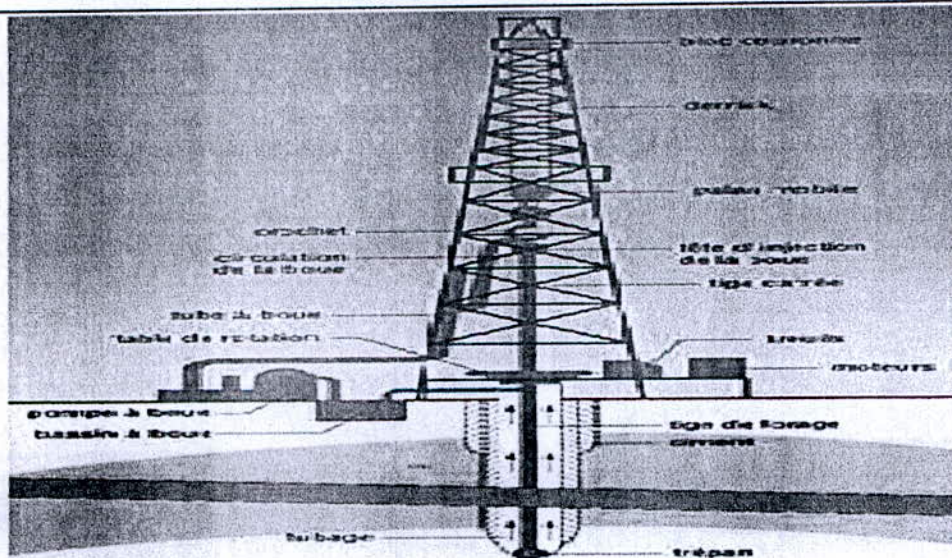


Mémoire du projet de fin d'études  
pour l'obtention de diplôme d'ingénieur d'état

Département Génie Chimique

Thème :

**ETUDE DES PROPRIETES DE FILTRATION DES FLUIDES  
DE FORAGE A BASE D'EAU**



Thème proposé par :  
**Mr M.KHODJA**

Etudié par :  
**N.BELAIDI**  
**H.BENSEDDIK**

Encadré par:  
**Mr M.KHODJA**  
**Mr T.AHMED ZAID**

Promotion : 2005

## REMERCIEMENT

*Nos remerciements vont, en premier lieu, à monsieur M.KHODJA, chef de service Techniques Puits du Centre de Recherche et Développement de SONATRACH, pour l'accueil au sein de son service et l'encadrement pour l'élaboration de cette mémoire.*

*Nous tiendrons à lui exprimer notre profonde reconnaissance, pour toute l'attention, et les conseils, qu'il nous a prodigués, malgré ses multiples responsabilités, tout au long de notre stage, aussi que pour la documentation qu'il m'a procuré, aussi pour son sérieux et son assiduité dans le travail. Nous sommes heureux de pouvoir lui exprimer nos plus sincères remerciements.*

*Toute notre reconnaissance va à Monsieur T.AhmedZaid, Docteur d'Etat à l'ENP qui nous a fait l'honneur d'encadrer ce travail. Qu'il trouve ici l'expression de notre gratitude la plus vive.*

*Que Mme Haddoum Docteur d'Etat, trouve ici l'expression de toute notre gratitude pour l'intérêt qu'elle a porté à l'évaluation de ce travail en acceptant de faire part du jury.*

*Nous remercions tout particulièrement Melle Boutekdjirat d'avoir accepté d'examiner ce travail. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre gratitude la plus vive.*

*Nous exprimons nos remerciements à Tout les membres de l'équipe de recherche du service simulation et modélisation des puits (CRD) de Boumerdes qui nous ont fait profiter de leurs expériences dans le domaine pétrolier et pour la climat d'amitié qu'ils ont créé.*

*Noureddine et Hichem*

# DEDICACES

*Tant de fois avais -je pensé a vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette foi c'est l'occasion : A toi papa et à toi maman chéris je dédie ce travail ; à vous d'abord car rien qu'à vous regarder dans les eux je devine l'amour sans mesure que vous me portez et dans lequel j'ai baigné depuis ma tendre enfance ; aurais-je été là sans vous !?*

*Mon frère et mes soeurs, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées, vous ensuite car j'ai appris avec vous et grâce à vous jusqu'aux moindres de la vie. A toi Inès et à toi Aïchouche.*

*Je dédie cette thèse à la mémoire de ma grand -mère, à toute la famille trabelssi et la famille Benseddik, aussi à la famille Haghoug, je souhaite la réussite de Khaled dans son baccalauréat.*

*Je dédie ce travail également à mes encadreurs qui furent pour moi l'exemple, le conseil et le soutien.*

*Mes reconnaissances à tous mes enseignants qui sans ménager m'ont appris des choses qui me serviront, sans doute, toute ma vie.*

*A toute la famille Belaïdi.*

*A vous aussi mes amis, je tiens à vous dire que jamais je n'oublierai aucun de vous.*

*Hichem*

# DEDICACES

*Tant de fois avais -je pensé a vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette foi c'est l'occasion : A toi papa et à toi maman chéris je dédie ce travail ; à vous d'abord car rien qu'à vous regarder dans les eux je devine l'amour sans mesure que vous me portez et dans lequel j'ai baigné depuis ma tendre enfance ; aurais-je été là sans vous !?*

*Mes frères et ma sœur, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées ; vous ensuite car j'ai appris avec vous et grâce à vous jusqu'aux moindres notions de la vie. A toi Abdelhalim et Sarah.  
Aussi au petit Abdelwahab.*

*Je dédie cette thèse à mes grands-pères et grands-mères, à toute la famille Haddaj, la famille Naïma et la famille Belaïdi.*

*Je dédie ce travail également à mes encadreurs qui furent pour moi l'exemple, le conseil et le soutien.*

*Mes reconnaissances à tous mes enseignants qui sans ménager m'ont appris des choses qui me serviront, sans doute, toute ma vie.*

*A toute la famille Benseddik.*

*A vous aussi mes amis, je tiens à vous dire que jamais je n'oublierai aucun de vous.*

*Noureddine*

### ملخص

ترشيح سوائل الحفر عبر جوانب البئر البترولي وتحت أداة الحفر ناتج عن عدة عوامل (طبيعة الأرضية المكتسحة درجة الحرارة درجة الرطوبة) ولهذا سيتمحور بحثنا حول دراسة مدى تأثير هذه العوامل على ظاهرة الترشيح محاولين تمثيل ما يحدث في الحقيقة بدراسة هذه الظاهرة عبر عينات مضغوطة محضرة من التراب المستخرج عند الحفر.  
الكلمات المفاتيح سائل الحفر. الترشيح.

### **Résumé :**

La filtration des fluides de forage à travers les parois du puits et sous le trépan est due à différentes paramètres (nature du terrain traversé, température, humidité de la formation...), pour cela dans notre étude nous allons essayer de simuler le cas réel par l'étude de la filtration sous l'effet de ces paramètres à travers des pastilles préparés avec une formation récupérer lors du forage.

**Mots clés :** le fluide de forage. La filtration.

### **Abstract:**

The fluid loss invasion through a borehole and under bit is influenced by different parameters (formation nature, temperature, dampness...), so in our study we will evaluate the effect of these parameters in filtration properties by the simulation of real case through tablet prepared from formation well.

**Key words:** filtration. Drilling fluids.

# Sommaire :



## INTRODUCTION

### Etude BIBLIOGRAPHIQUE

<b>I Généralités sur les fluides de forage</b> .....	<b>1</b>
I-1 Introduction .....	1
I-2 Principales caractéristiques des fluides de forage .....	1
I-3 Les fluides de forage à base d'huile .....	2
I-3.1 Spécificité des boues à bases d'huile et boues inverses.....	2
I-3.2 Utilisations .....	2
I-3.3 Composition .....	3
I-4 Les fluides de forage gazeux .....	3
I-4.1 Le forage à l'air .....	3
I-4.2 Le forage à la mousse .....	4
I-4.3 Le forage à la boue aérée .....	4
I-5 Les fluides de forage à base d'eau .....	4
I-5.1 Les boues douces .....	4
I-5.1.1 Principaux types de boues douces .....	5
a) Boue douce simplifiée .....	5
b) Boue douce au FCL .....	5
c) Boue calcique (boue à la chaux et boue au gypse)....	6
d) Boue de forage à faible teneur en solides .....	6
I-5.2 Les boues salées .....	7
I-5.2.1 Boue salée non saturée .....	7
I-5.2.2 Boue salée saturée .....	7
I-5.3 polymères additifs .....	7
I-5.3.1 généralité sur les polymères .....	7
I-5.3.2 utilisations des polymères dans les fluides de forage....	8
a) Viscosifiant .....	8
b) inhibiteurs d'argile .....	8
c) réducteur de filtrat .....	8
<b>II Propriétés physicochimiques des fluides de forage</b> .....	<b>9</b>
II-1 Introduction .....	9
II-2 Rhéologie et formulation .....	9
II-2.1 Historique .....	9
II-2.2 définition .....	9
II-2.3 Schéma du mouvement de cisaillement .....	9
II-2.3.1 Hypothèse du modèle .....	10
II-2.3.2 Définitions .....	10
a) La vitesse de cisaillement .....	10
b) La contrainte de cisaillement .....	11
II-2.4 Viscosités .....	11

II-2.4.1	Viscosité dynamique .....	11
II-2.4.2	Viscosité cinématique .....	11
II-2.5	Rhéogrammes .....	12
II-2.5.1	Les fluides newtoniens .....	12
II-2.5.2	Les fluides non newtoniens (non linéaire) .....	12
II-2.5.3	Liquides rhéofluidifiants .....	13
a)	Les modèles à deux paramètres .....	13
b)	Les modèles à trois paramètres .....	13
c)	Les modèles à quatre paramètres .....	14
II-2.5.4	Liquides rhéoépaississant .....	15
II-2.5.5	Liquides plastique .....	15
a)	Liquide plastique idéal ou liquide de Bingham .....	15
b)	Liquide de Casson .....	15
II-2.5.6	Les liquides thixotropes .....	16
<b>III</b>	<b>Généralités sur les argiles</b> .....	<b>17</b>
III-1	Aspect structural .....	17
III-2	Propriétés physicochimiques des argiles .....	19
III-2.1	Forme et surface spécifique .....	19
III-2.2	Degré d'hydratation ou gonflement .....	20
III-2.3	Charge des surfaces argileuses .....	21
V-2.3.1	Modèle de Gouy-chapman .....	22
V-2.3.2	Modèle de stern .....	22
V-2.4	Capacité d'échange cationique .....	22
<b>IV</b>	<b>Phénomène de filtration</b> .....	<b>23</b>
IV-1	Description du phénomène de filtration dans le puits .....	23
IV-2	Définition de la filtration .....	23
IV-3	Les différents types de filtrations .....	24
IV-3.1	Filtration dynamique .....	24
IV-3.2	Filtration statique .....	26
IV-4	Différentes équations de filtration .....	26
IV-4.1	Travaux de Outmans (1963) .....	26
a)	Filtration statique .....	26
b)	Filtration dynamique .....	27
IV-4.2	Travaux de Hassen (1980) .....	27
a)	Filtration statique .....	27
b)	Filtration dynamique .....	28
IV-4.3	Travaux Ershaghi et Azari (1978-1980) .....	28
IV-5	Différents paramètres influant sur la filtration .....	29
IV-5.1	Le temps filtration .....	29
IV-5.2	Influence de la viscosité de la phase liquide .....	30
IV-5.3	Influence de la température .....	30
IV-5.4	Influence de la pression .....	30
IV-5.5	Influence des caractéristiques des milieux filtrants .....	30
IV-5.6	caractéristique du cake externe .....	31
a)	Epaisseur .....	31
b)	Porosité et tension intergranulaire .....	31

c) Perméabilité .....31  
 IV-5.7 influence de l'humidité .....31

**PARTIE EXPERIMENTALE**

**I Appareillages et protocoles opératoires .....32**

I-1 Préparation et caractérisation des boues .....32  
 I-1.1 Procédure de préparation .....33  
 I-1.2 Tests rhéologiques et physicochimiques .....33  
     I-1.2.1 Testes rhéologiques .....33  
         a) Viscosimètre FANN .....33  
         b) Viscosimètre Low Shear -40 .....34  
         c) Filtre presses standard .....35  
     I-1.2.2 Tests physicochimiques .....36  
         a) Densité .....36  
         b) Le PH .....36  
 I-2 Préparation et caractérisation des argiles .....36  
 I-2.1 Préparation des Pastilles .....36  
 I-2.2 Caractérisation des argiles .....37  
     I-2.2.1 Diffraction rayon X .....37  
     I-2.2.2 Analyse de la surface spécifique par la méthode B.E.T .....38  
     I-2.2.3 mesure de la perméabilité et la porosité des pastilles .....38  
         a) Procédure de mesure de la porosité .....38  
         b) Procédure de mesure de la perméabilité .....39  
 I-2.3 Propriétés physicochimiques des argiles .....40  
     I-2.3.1 La capacité d' échange cationique CEC .....41  
     I-2.3.2 Influence de la granulométrie sur la CEC .....41  
     I-2.3.3 Humidité .....41

**II- Résultats et discussions .....42**

II-1 Caractérisation des fluides de forage .....42  
     II-1.1 Nomenclature .....42  
     II-1.2 Caractéristiques rhéologiques et physicochimiques des fluides de forage..... 43  
 II-2 Préparation et caractérisation du cutting .....44  
     II-2.1 Tamisage et mesure de l'humidité .....44  
     II-2.2 Préparation des pastilles .....45  
     II-2.3 Caractérisation du cutting .....46  
         II-2.3.1 Diffraction rayon X (DRX) .....46  
         II-2.3.2 Analyse de la surface spécifique par la méthode B.E.T .....46  
         II-2.3.3 Analyse microscopique des pastilles .....47  
     II-2.4 Capacité d'échange cationique (CEC) .....48  
 II-3 mesure de la porosité et de la perméabilité .....49  
 II-4 Influence de la pression de compaction et de la nature de la pastille .....51  
 II-5 Influence de la température sur les propriétés de filtration .....53



II-6 Influence de l'humidité sur les volumes de filtrat ...	55
II-7 Influence du % massique de KCl .....	57
II-8 Influence du % massique du silicate de sodium .....	58
II-9 Comparaisons des différents systèmes aux SNa et Celui à base d'huile ....	59

## Conclusion

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

# Nomenclature

## NOMENCLATURE

<b>API :</b>	Americana Petroleum Institut.
<b>HP/HT :</b>	haute pression, haute température.
<b>FCL :</b>	lignosulfonate de ferrochrome.
<b>CMC :</b>	carboxyméthyle cellulose.
<b>PHPA :</b>	Polyacrylamides partiellement hydratés.
<b>é :</b>	vitesse de cisaillement [ $S^{-1}$ ].
<b><math>\tau</math> :</b>	contrainte (taux) de cisaillement [Pa]
<b><math>\eta</math> :</b>	viscosité dynamique [Pa.s]
<b><math>\mu</math> :</b>	viscosité dynamique du filtrat [cP]
<b><math>\nu</math> :</b>	viscosité cinématique [ $m^2.S^{-1}$ ]
<b>T-O :</b>	feuille de deux couche : tétraèdre + octaèdre.
<b>T-O-T :</b>	feuille de trois couches : tétraèdre + octaèdre+tétraèdre.
<b>CEC :</b>	capacité d'échange cationique [meq/100g].
<b>SNa :</b>	Silicates de Sodium.
<b>PAC :</b>	poly anioniques cellulose.
<b>DRX :</b>	diffraction rayons X.
<b>B.E.T :</b>	Brunauer,Emmet et Teller.
<b>DO:</b>	densité optique
<b>H:</b>	humidité.
<b>GLY:</b>	Glycol.
<b>GLY+Bent:</b>	Glycol+Bentonite.
<b>MEB:</b>	microscope électronique à balayage.
<b>VA :</b>	viscosité apparente [Centpoise].
<b>VP :</b>	viscosité plastique [Centpoise].
<b>YP:</b>	Yield point [ $lb/100ft^2$ ].
<b><math>k</math> :</b>	Perméabilité [Darcy].
<b><math>\varepsilon</math> :</b>	Porosité.
<b><math>Q_f</math>:</b>	volume de filtrat [ $cm^3$ ].
<b>A :</b>	surface de filtration [ $cm^2$ ].
<b>Z :</b>	épaisseur du lit [cm].

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

$$1Pa = 0.48 \times lb/100ft^2$$

$$1S^{-1} = 1.7 \times tr/min$$

$$100 PS = 7atm.$$

# Introduction

*“ Limites de notre oïe - On n'entend que  
les question auxquelles on est en  
mesure de trouver une réponse. ”*

*NIETZSCHE*

## Introduction

Le pétrole est l'une des substances qui a traversé les âges et les civilisations. Recueilli à même le sol, il s'échappait par suintement du fond la terre et remontait à la surface. D'ailleurs on retrouve ses traces dans les temps les plus lointains, lorsqu'il fut utilisé pour recouvrir l'arche de Noé.

En Mésopotamie, par exemple, le pétrole était utilisé comme mortier dans la construction des remparts, pour le calfatage des coques des navires, pour assurer l'étanchéité des citernes et conduites d'eau et comme source d'énergie.

Vint la révolution industrielle qui entraîna la recherche de nouveaux combustibles. Les bouleversements sociaux qu'elles créèrent le besoin d'un pétrole moins onéreux et de bonne qualité, notamment pour les lampes. Cette recherche, d'un meilleur combustible de lampe, entraîna une forte demande d'« huile de roche » — c-à-d de pétrole brut —. Vers le milieu du XIXe siècle, de nombreux scientifiques mirent au point des procédés permettant d'en faire un usage commercial. C'est ainsi qu'en 1855, le chimiste américain Benjamin Sillim publia un rapport indiquant la gamme de produits utiles pouvant être obtenus par distillation du pétrole.

Dès lors, débuta la recherche de plus importantes sources d'approvisionnement en pétrole brut ; c'est, justement l'ingénieuse idée d'Edwin Lewis Drake qui, le premier a utilisé le forage comme moyen d'extraction du pétrole, en s'inspirant d'un système déjà utilisé pour puiser l'eau et le sel.

Ce système fut préconisé par Arago dès 1846, sous l'appellation : **système Fauvelle**. En 1860, Figuié écrivait : « l'emploi de l'eau, injectée dans une sonde creuse, par une pompe foulante, pour ramener à la surface du sol tous les détritiques produits par l'outil perforateur, afin d'opérer, en un mot, la vidange complète du trou de sonde ; c'est ce qui constitue l'originalité et le caractère distinctif du système Fauvelle ».

Par conséquent, le 27 août 1859 E. Drake pût extraire pour la première fois un pétrole d'écoulement aisé et facile à distiller ; ceci à Titusville, en Pennsylvanie.

Cependant, si le puits était peu profonde (23 m seulement), sa réussite n'en marquait pas moins le début de l'industrie pétrolière moderne. Cette découverte déclencha une véritable ruée vers « l'or noir », surtout après l'avènement de l'ère automobile, à partir de 1880 ; et plus tard, des besoins en énergie générés par la première guerre mondiale.

L'industrie du pétrole devint alors, l'un des fondements de la société industrielle ; et fut par la suite, l'objet de toute l'attention de la communauté scientifique. Au demeurant, cette recherche répondait aux besoins de plus en plus élaborés en procédé et techniques de forage. De nos jours, le forage rotary, qui n'est autre que l'aboutissement du système Fauvelle, a fait repousser les limites vers des profondeurs extrêmes.

Cependant, le développement du forage rotary et l'amélioration constante de ses performances, sont dus, essentiellement, aux importants progrès réalisés dans la technique de l'élaboration des boues de forage.

Tout ingénieur, qui a eu à se préoccuper des problèmes rencontrés au cours des forages, de plus en plus profonds, exécutés dans les dernières décades sait, que ceux-ci peuvent être provoqués par une mauvaise boue de forage, diminués ou même résolus en utilisant un fluide de forage différent ou possédant des caractéristiques meilleures.

La filtration du fluide de forage à travers le fond et les parois du trou est parmi les problèmes engendrés lors du forage, ce phénomène a une influence sur le déroulement des opérations (avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées), d'autre part sur le débit des zones productrices. Dans les deux cas, augmentation de la durée des forages ou diminution de productivité comporte des incidences économiques très défavorables.

Par ailleurs, on dit souvent que les boues de forage sont essentiellement des suspensions de bentonite dans l'eau. En réalité, grâce à l'engouement suscité pour ce domaine, les fluides de forage ont tiré profit des progrès technologiques. En effet, l'émergence de la chimie macromoléculaire dans les années 30, amena un éventail considérable de composés colloïdaux améliorant ainsi, l'aspect rhéologique des boues de forage ; et qui plus est parant à divers problèmes, notamment la stabilité des parois des puits ; ceci en inhibant la forte réactivité de l'argile ( gonflement, dispersion' éboulement..), constituant principal des formations géologiques.

Notons que les boues de forage sont constituées par trois types de suspensions colloïdaux : les viscosifiants, les réducteurs de filtrat, et les inhibiteurs du gonflement des argiles. Inhibition, laquelle constituera la matrice et l'aboutissement de notre étude.

Notre étude consiste à voir l'influence des différents types d'inhibiteurs sur les propriétés de filtration ainsi que l'influence de quelques paramètres tels que la température, l'humidité, vis-à-vis des déblai ou cutting, provenant des formations de l'un des puits du champ pétrolier de OMNZ.

Afin de minimiser le problème de l'instabilité des parois argileuse du puits, une méthodologie expérimentale a été élaborée, dans le but de mieux comprendre les mécanismes de filtration et l'interaction argile-boue à travers les parois du puits ; compréhension qui amènera à un meilleur traitement de ce problème. Pour ce faire, le travail se divisera en trois parties majeures :

- Préparation et caractérisation des fluides de forage avec différents inhibiteurs du gonflement.
- Préparation des pastilles compacter en différentes pressions à partir du cutting provenant de la formation du puits et la caractérisation de l'argile du formation du point de vue structure et composition minéralogique par différentes méthodes d'analyse.
- Test de filtration sur des pastilles déjà préparer, on variant quelques paramètres et par conséquence on sélectionne le meilleur inhibiteur, en évidence le fluide de forage correspond.

# Partie théorique

*"Toute théorie est grise, mais  
vert et florissant l'arbre de la  
vie."*

GOETHE.

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

### **I-1 Introduction**

Le fluide de forage est un système homogène combinant deux phases :

L'une continue, notamment des liquides (eaux, huiles, émulsions), ou des gaz (air comprimé, gaz naturel).

L'autre discontinue, c'est la phase solide, constituée généralement par :

- Argiles
- Déblais
- Alourdissants
- Viscosifiants... etc.

Ces additifs sont en général en suspension dans la phase continue, d'où l'appellation **boue de forage [1]**.

On classe généralement les fluides de forage en trois grandes familles :

- Fluides de forage à base d'eau
- Fluides de forage à base d'huile
- Fluides de forage gazeux

Cependant, avant d'approfondir ce qui a été cité précédemment, abordons un point qui est des plus importants, le rôle des fluides de forage.

### **I-2 Principales caractéristiques des fluides de forage**

#### **➤ Curage du puits**

Les déblais appelés « cuttings », produits par l'outil foreur (trépan) doivent être évacués par la boue de forage à la surface. Cette dernière doit avoir la capacité de les maintenir en suspension lors des arrêts de circulation, évitant leur sédimentation.

#### **➤ Refroidissement et lubrification du trépan et du train de sonde**

Cette caractéristique est vitale pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques, en mouvement.

#### **➤ Prévenir le cavage et le resserrement des parois du puits**

Le cavage est la conséquence de l'éboulement des parois du puits, causé par la dispersion des formations non consolidées ou des argiles dispersibles, aussi par la dissolution des sels si la boue n'est pas saturée en **NaCl**.

Les argiles à caractère gonflant, notamment fluant causent le resserrement du trou, sinon elles l'obstruent, par des valeurs de filtrations trop élevées.

#### **➤ Opposition aux venues d'eau, de gaz et d'huiles des formations**

La pression hydrostatique créée par la colonne de boue doit être relativement supérieure ou égale à celle exercée par la formation [2]



- La boue ne doit pas endommager la production (stabilisation des formations) ;
- Elle doit favoriser la vitesse d'avancement ;
- Elle doit assurer le déplacement du laitier de ciment dans l'espace annulaire, lors de la cimentation du tubage.

Enfin, la boue ne doit pas être corrosive envers le matériel de forage.

### **I-3 Les fluides de forage à base d'huile**

Une émulsion est un système hétérogène constitué par la dispersion, sous forme de gouttelettes, d'au moins un liquide dans l'autre, auquel il n'est pas miscible. Un tel système, possède un minimum de stabilité qu'il est possible d'améliorer au moyen d'additifs (agents de surface, solides pulvérulents... etc.).

Les gouttelettes constituent la phase dispersée, de telle sorte que pour l'eau et l'huile on aura :

- ❖ **Emulsion directe (H/E)** : où la phase continue est l'eau, celle dispersée est l'huile, d'où l'appellation **boue émulsionnée à l'huile**.
- ❖ **Emulsion inverse (E/H)** : opposée à la première, connue sous le nom de **boue à l'huile et boue inverse [3]**.

Par définition, les boues à l'huile, contiennent moins de 5% d'eau. Au-delà de 5%, on obtient des boues inverses [4].

#### **I-3.1 Spécificités des boues à l'huile et boues inverses**

Dans le meilleur des cas, ces boues ont les qualités techniques suivantes :

- ❖ Le filtrat API nul, et le filtrat HP/HT faible. Constituées exclusivement d'huile, elles ne risquent pas d'endommager la formation productrice ;
- ❖ Les caractéristiques rhéologiques qui permettent le maintien des déblais et des alourdisants en suspension ;
- ❖ Inertie vis-à-vis des contaminants ; argiles, marnes, sels, gypse, anhydrites, ciment... etc. ;
- ❖ Bon comportement à haute température ;
- ❖ Viscosité élevée de la phase fluide par rapport à celle des boues à base d'eau.

**I-3.2 Utilisations.** *Cet ensemble de caractéristiques fait qu'elles sont principalement utilisées pour :*

- Le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les puits de développement et d'extension ;
- Les reprises et l'entretien des puits productifs ;
- Résoudre des problèmes de forage particuliers tels que :
  - ❖ Argiles gonflantes avec un fort pouvoir dispersif ;
  - ❖ Grandes épaisseurs (bancs) de sel ou d'anhydrites ;
  - ❖ Puits profonds à haute température, ainsi que pour le forage dans des zones très froides ;
  - ❖ Instrumentation (coincement, surforage), déviation, et forage horizontal... etc.

### **I-3.3 Composition**

En général les boues inverses, tout comme les boues à l'huile, utilisent les mêmes principes de base ; constitution et entretien.

La différence réside dans l'aptitude de leurs constituants respectifs à donner aux fluides, les caractéristiques souhaitées. Ces renseignements, figurent sur les catalogues et fiches techniques fournies par les fabricants.

En général, on a la constitution suivante :

#### ➤ **Huile de base**

Selon la nature des additifs, on utilise des huiles de différentes compositions allant du gas-oil au brut asphaltique.

#### ➤ **Eau**

2-5% pour la boue à l'huile.

5-50% pour la boue émulsionnée inverse.

Elle est indispensable pour la formation du savon. Liée à l'huile, aucun risque d'endommagement des formations n'est à craindre. Elle peut être douce, chlorurée sodique, ou chlorurée calcique.

#### ➤ **Additifs**

Ils sont nombreux et jouent des rôles variés. On peut citer :

- ❖ Les agents viscosifiants : asphalte soufflé, argile organophile, noir de fumée, acides naphthéniques, silicates de soude, et tall-oil.
- ❖ Les agents émulsifiants et stabilisants.
- ❖ Les agents fluidifiants (acide gras à longue chaîne, bases azotées à longs radicaux).
- ❖ Les agents neutralisant l'eau (la chaux et le sel).
- ❖ Les alourdissants : barytine, le carbonate de calcium.

### **I-4 Les fluides de forage gazeux**

La phase continue de ces fluides est constituée par du gaz qui peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse, ou du brouillard. Notamment, mélangée avec des proportions d'eau provenant des formations, ou ajoutées intentionnellement.

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

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

#### **I-4.1 Le forage à l'air**

C'est en 1950, lors du développement du champ gazier de **San Juan** (Etats-Unis) que le forage à l'air débuta, suite aux mauvaises caractéristiques pétrophysiques, rencontrées sur site (porosité, perméabilité, et faibles pressions) [6].

De part la résolution compliquée, voire impossible, des problèmes rencontrés lors du forage aux boues conventionnelles tels que :

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

Et du fait, que l'air possède une basse densité, les formations traversées subiront une décompression totale. Cela engendrera une détection rapide de la présence d'éventuels hydrocarbures, à un prix de revient plus bas [6].

### **I-4.2 Le forage à la mousse**

Les mousses sont des dispersions d'un volume relativement important de gaz dans un volume relativement faible de liquide.

Plus compacte sera la mousse de forage, meilleur sera le curage. Ce procédé est utilisé, lorsque le forage à l'air est impossible. Suite aux fractures, ou à la constitution en sables mal consolidés à haute perméabilité des formations traversées.

Elle présente l'avantage d'une faible pression hydrostatique au fond, et d'une diminution des risques de gonflement ou d'éboulement, par lavage des formations. Une bonne stabilité en pression est ainsi notée jusqu'à **200 bars**.

### **I-4.3 Le forage à la boue aérée**

Le forage à la boue aérée est préconisé, afin d'éviter les pertes de circulation, et éventuellement pour avoir un fluide plus léger.

Selon la prédominance de la boue ou de l'air, deux fluides seront générés :

- ❖ Fonctionnement en « **mist drilling** », si la phase continue est l'air,
- ❖ Une boue aérée, si la phase continue est la boue.

Elle présente l'avantage, de sa faible densité (inférieur à 0.6), une tenue des parois (cake contrôlé) ainsi qu'une forte réduction des pertes en circulation.

Notons que, suite à la haute température du puits, la stabilité de l'émulsion peut être affectée, et que cette dernière a tendance à se séparer, lors de l'arrêt de circulation.

## **I-5 Les fluides de forage à base d'eau**

Ils constituent le type de boues les plus utilisées dans le domaine du forage. Ce sont des fluides dont la phase continue est l'eau, notamment chargée en électrolytes et autres additifs, dont les polymères.

En fonction de la teneur en **NaCl**, la boue à base d'eau se subdivise en :

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

### **I-5.1 Les boues douces**

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

Néanmoins, selon le cas de la traversée ou non, des formations plus au moins réactives, comme les terrains argileux ou très dispersibles, la stabilité de ces mêmes caractéristiques deviendra des plus difficile à contrôler.

Généralement, le pourcentage nécessaire en bentonite varie de **3 à 10%** en poids.

### **I-5.1.1 Principaux types de boues douces**

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

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

#### **a) Boue douce simplifiée**

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

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

#### ➤ **Boue bentonitique traitée à la CMC (carbométhyl cellulose)**

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

#### ➤ **Boue bentonitique traitée avec des fluidifiants (tanin, lignite, FCL) et de la soude**

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

#### ➤ **Boue bentonitique traitée avec des fluidifiants, de la soude, et un réducteur de filtrat (amidon, CMC, PAC)**

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

#### **b) Boue douce au FCL**

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

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

#### **Caractéristiques des boues douces au FCL**

- Stable vis-à-vis des contaminants chimiques ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{SO}_4$ ,  $\text{CaCl}_2$ ) et des hautes températures.
- Bonne résistance et bon pouvoir inhibiteur, lors de forage de formations argileuses.

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

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

### **c) Boue calcique (boue à la chaux et boue au gypse)**

Comme cité ci-dessus, des produits sont ajoutés, afin de traiter la formulation basique, notamment, la chaux  $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$ , le gypse  $[\text{SO}_4\text{Ca}, 2\text{H}_2\text{O}]$ . En effet, ces composés minéraux (**générateurs d'ions  $\text{Ca}^{++}$** ) convertissent la bentonite sodique, extrêmement réactive, en bentonite calcique qui gonfle moins.

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

### **d) Boue de forage à faible teneur en solides**

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

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

## **Spécifications**

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

Les fluides de forage conventionnels contiennent plus de 7% de solides en poids, tandis que ce type contient de 1 à 7%. Moins de 1%, le forage est dit à l'**eau claire** [1,7].

Vu la faible teneur en solides, ce type de boue présente une meilleure stabilité vis-à-vis des contaminants, NaCl et  $\text{CaSO}_4$  (moins d'argiles). Par contre, on notera justement la difficulté de préserver cette faible teneur lors du forage. Les floculants ajoutés, généralement des polymères, perdent aussi de leur efficacité en présence de teneurs élevées en NaCl.

## **Composition**

Citons par exemple celle de la boue aux polymères :

➤ Fractions massiques pour  $1\text{m}^3$  en eau de mer [1,8]

- ❖ Bio polymères.....4 kg
- ❖ Chlorure chromique.....1,2 kg
- ❖ Soude.....8 à 10 kg
- ❖ Bactéricides.....0,3 kg
- ❖ Bentonite.....5 kg

+ Éventuellement FCL et CMC.

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

### I-5.2 Les boues salées

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

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

On classe les boues salées en deux catégories :

#### I-5.2.1 Boue salée non saturée

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

Ceci dit, l'orientation actuelle nous amène aux boues à l'eau de mer.

#### *Composition de l'eau de mer [1]*

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

#### I-5.2.2 Boue salée saturée

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

Actuellement, ce type de boue est peu utilisé [1].

### I-5.3 Polymères additifs [9]

#### I-5.3.1 Généralités sur les polymères :

##### **Introduction :**

L'utilisation des polymères dans les diverses industries : pharmaceutique, cosmétique, alimentaire et pétrolière ne cesse de se développer et certains sont conçus pour des opérations de forage particulières.

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

##### **Définition du polymère :**

Le polymère est un composé macromoléculaire constitué par la répétition d'un groupement d'atomes (carbone, oxygène, hydrogène, soufre, ...) appelé «**unité structurelle**» ou unité de répétition.

A titre d'exemple on cite le polyéthylène qui est la plus simple des macromolécules dont l'unité de répétition est : [-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-].

Les polymères peuvent se présenter :

- En chaînes linéaires avec une répétition linéaire n fois du motif A appelé **homopolymère** (-A-A-A-A-A-), ou de deux ou de plusieurs motifs appelés **copolymère** (A-B-A-B-A-B-A-B-).
- En chaînes non linéaires sous formes de branchées, en étoile ou en réseau.

**Classification des polymères :**

Ils sont classés en trois catégories :

- Polymères naturels d'origine végétale, animale ou minérale : cellulose, amidon, ....
- Polymères synthétiques obtenus par des réactions de synthèse.
- Polymères semi-synthétique obtenus par transformation chimique de polymères naturels.

### **I-5.3.2 polymères utilisés dans les fluides de forage :**

Les polymères utilisés dans les formulations de fluides de forage à base d'eau sont hydrosolubles et peuvent être d'origine très variée : polymères naturels, semi synthétiques et synthétiques. Ils confèrent aux fluides de forage un caractère viscosifiant et réducteur de filtrat.

#### *a) Viscosifiant :*

L'ajout de polymère à une solution doit augmenter la viscosité de la phase liquide, ceci peut s'expliquer par le gonflement des macromolécules.

L'augmentation de la viscosité permet de maintenir les particules en suspensions, et d'être compatible avec le milieu environnant afin de ne pas endommager la formation.

Les polymères confèrent au fluide un caractère thixotrope afin d'empêcher toute sédimentation en cas d'arrêt du forage.

#### *b) inhibiteur du gonflement :*

Ces polymères sont utilisés pour éviter le gonflement de la formation sur les parois pendant le forage et d'éviter ainsi le colmatage du puit. Nous citerons par exemple le PHPA, le silicate de sodium, glycol...

#### *c) réducteurs de filtrat :*

Si le volume du filtrat est important, il peut causer l'invasion des parois du puits et par conséquent son éboulement ; d'où la nécessité de contrôler ce volume de filtrat par l'ajout d'additifs chimiques appelés réducteurs de filtrat, qui sont dans la plupart du temps des polymères (CMC, PAC, polysaccharides, ...).

## II Propriétés physicochimiques des fluides de forage :

### II-1 Introduction :

On désigne ici par propriétés physicochimiques, les caractéristiques dépendant de la **structure** du fluide, c'est-à-dire les relations qui existent entre le liquide de base, les composés dissous et les particules solides en suspension [10]. Ajouté à cela, le comportement du système entier vis-à-vis du milieu environnant (formation, arrivées d'eaux...etc.). Pour cela, on se doit d'essayer de porter quelques éclaircissements et définitions régissant ces caractéristiques.

Etant des suspensions colloïdales, les boues de forage possèdent toutes les caractéristiques de ces dernières. Néanmoins, le boueur ne se préoccupera que de quelques unes, dont il doit assurer le contrôle. Deux parmi celles-ci sont particulièrement importantes [11] :

- ❖ Caractéristiques rhéologiques.
- ❖ Caractéristiques de filtration.

### II-2 Rhéologie et formulation [12]:

#### II-2.1 Historique :

**Rhéologie** : Mot créé au Etats-Unis en 1929 par Eugène Cook BINGHAM (1878-1945). L'émergence de la rhéologie est liée à l'épanouissement des polymères et bien sûr à la construction des premiers rhéomètres.

#### II-2.2 Définition :

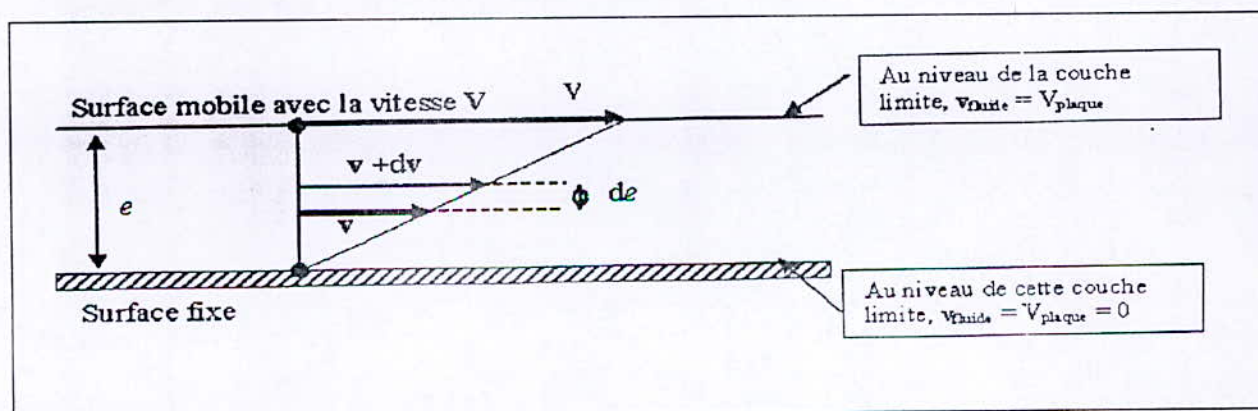
Etymologiquement, la rhéologie est une science qui traite de l'écoulement, des déformations [13], et plus généralement de la **viscosité** des matériaux sous l'action de **contraintes**. Elle est capable d'intégrer l'étude des solides ; cependant, il faut partir du fait que la notion de liquide recouvre aussi bien des liquides très fluides comme l'eau, les solvants organiques, les solutions et les dispersions diluées ; mais aussi des substances beaucoup plus visqueuses et consistantes à l'aspect pâteux, semi solide voire même solide.

Malgré cela, ce sont les mêmes lois de comportement et les mêmes grandeurs qui régissent leurs écoulements, nonobstant le paramètre temps.

Pour commencer, il convient de définir le **mouvement de cisaillement** qui est le type de mouvement mis en œuvre en rhéologie [14]. Qu'est-ce qu'un mouvement de cisaillement ?

Nous prenant pour exemple, le mouvement d'un échantillon entre deux surfaces planes. L'une immobile, l'autre animée d'un déplacement parallèle à l'autre. Ce mouvement idéal s'apparente à celui de la peinture étalée à la brosse sur un mur.

#### II-2.3 Schéma du mouvement de cisaillement :





II-2.3.1 Hypothèses du modèle

Pendant toute la durée de l'écoulement (du cisaillement) :

- ❖ Le mouvement est laminaire ; les couches glissent les unes sur les autres.
- ❖ Le matériau est assimilé à une superposition de couches adjacentes d'épaisseurs infiniment minces, sans qu'il y ait transfert de matière entre les couches.
- ❖

II-2.3.2 Définitions

Deux grandeurs servent à caractériser quantitativement le cisaillement :

a) La vitesse de cisaillement

Aussi appelée **gradient de vitesse**, dans la littérature on peut trouver les notations :  $D$ ,  $\dot{\gamma}$ ,  $\dot{\epsilon}$ . C'est  $\dot{\gamma}$  qui sera adopté dans ce document.

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{de}$$

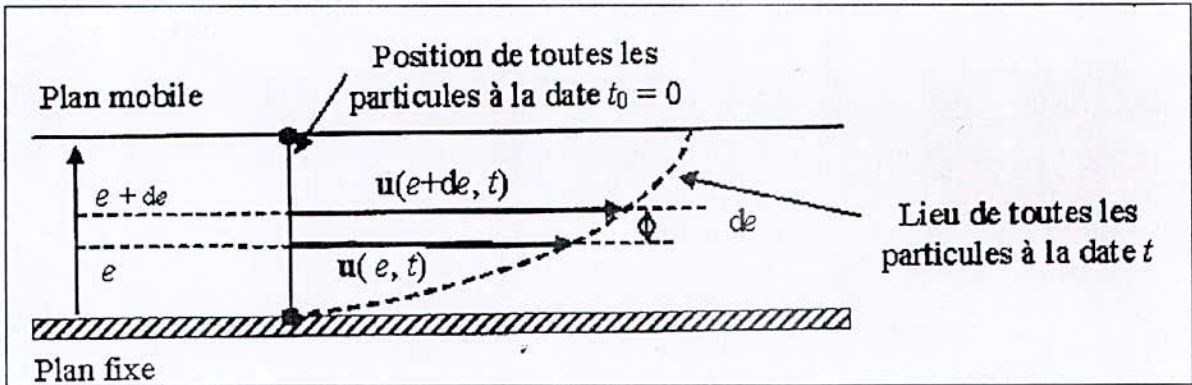
$$[\dot{\gamma}] = S^{-1} ; \text{tr/mn (système anglo-saxon)}$$

Les deux paramètres influençant la vitesse de cisaillement sont la vitesse de la plaque mobile et l'épaisseur de la couche cisailée.

Remarque

Bien que liée à la vitesse de cisaillement, il convient de ne pas confondre la déformation de cisaillement  $\epsilon$  et celle citée auparavant  $\dot{\gamma}$  [12].

En effet, la déformation correspond au vecteur de placement  $U$  de la particule fluide d'une couche sous l'effet du mouvement de cisaillement, pendant une durée  $t$  ; donnant un nombre adimensionnel  $\epsilon$ .



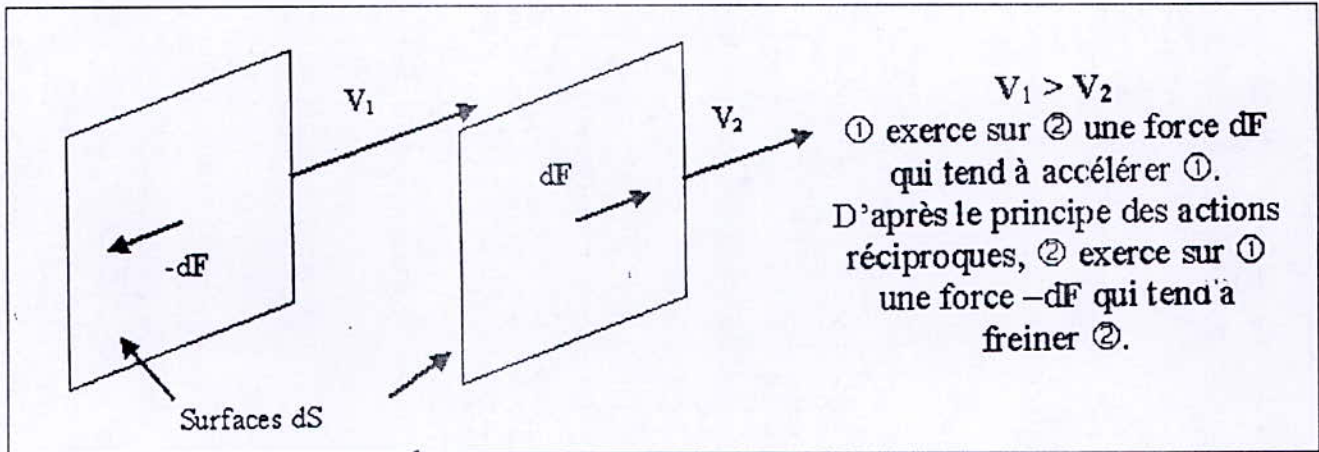
$$\epsilon = \frac{du}{de}$$

Au fait elles sont liées de la sorte 
$$\dot{\gamma} = \frac{d\epsilon}{dt} = \frac{d}{dt} \frac{du}{de} = \frac{d}{de} \frac{du}{dt} = \frac{dv}{de}$$

Nota : si la courbe en pointillés est un segment de droite,  $\dot{\gamma}$  ne dépend pas de  $e$  mais seulement du temps  $t$ .

b) La contrainte de cisaillement

Si on admet le fait que deux couches en contact se déplacent l'une par rapport à l'autre ; alors, une force de frottement en résultera tangentiellement à leur surfaces. Il s'agit d'une **force de cisaillement**.



Ces forces dépendent de la surface considérée. Dès lors, On est amené à définir la contrainte de cisaillement par :  $\tau = \frac{dF}{dS}$   $[\tau] = N/m^2 = Pa$

La contrainte de cisaillement, malgré qu'elle soit définie en tout point du matériau, elle varie d'une couche à l'autre, bien qu'elle soit constante sur la même couche.

**Remarque**

Les mouvements de cisaillement sont réalisés avec des **rhéomètres**, qui en réalité produisent un mouvement rotatif (cylindres coaxiaux, cône plan).

II-2.4 Viscosité [14]

L'observation expérimentale nous a amené au constat de la réciprocité (relativité) de la contrainte de cisaillement  $\tau$  et la vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$ . **mais au fait, qu'en est-il de leur rapport ?** C'est une propriété du matériau appelée **viscosité dynamique**.

II-2.4.1 Viscosité dynamique

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

$$[\eta] = Pa.S = PI = Po \text{ (CGS)}$$

**Nota**  $\eta$  s'appelle aussi viscosité apparente.  $\eta = f(T, P, \tau)$  ou de même  $\eta = f(T, P, \dot{\gamma})$ .

II-2.4.2 Viscosité cinématique

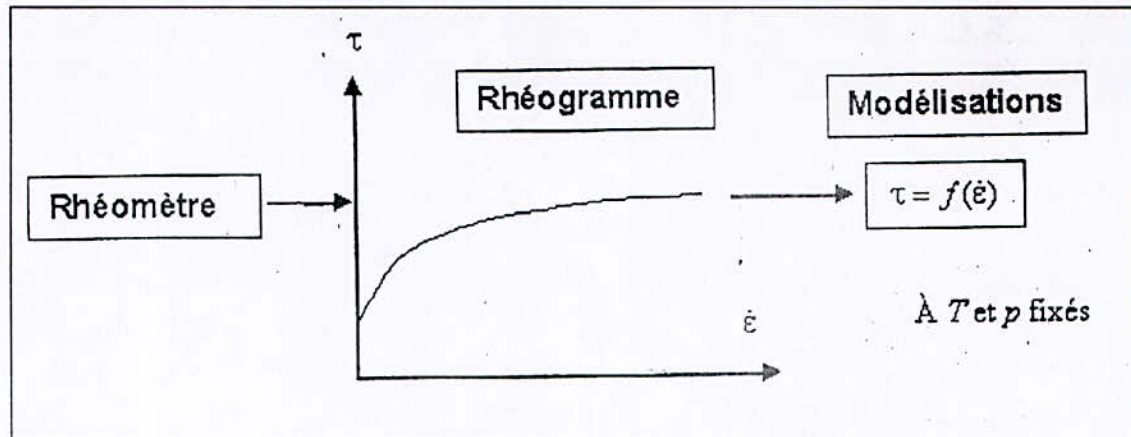
$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

$$[\nu] = m^2.S^{-1} = \text{stokes (CGS)} \text{ où } \rho : \text{ la masse volumique}$$

La viscosité cinématique présente un intérêt dès que celle-ci dépend de la densité (huiles). Elle est utilisée dans les viscosimètres à orifice (coupe forde)

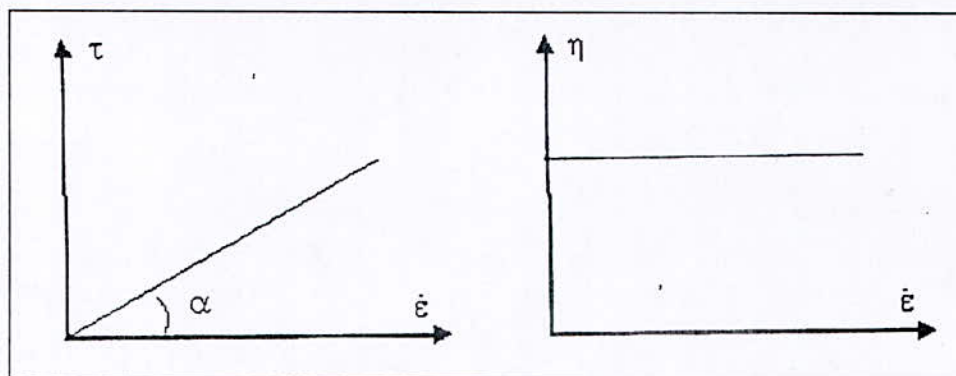
## II-2.5 Rhéogrammes (courbes d'écoulements) [15,16]

Ils nous permettent d'obtenir des courbes définissant l'évolution  $\tau = f(\dot{\epsilon})$ , qui servent à décrire les propriétés d'écoulement du matériau.



### II-2.5.1 Les fluides newtoniens

Leur viscosité ne dépend pas du cisaillement appliqué. En effet, on n'utilise le rhéomètre que pour vérifier le caractère newtonien du fluide. Un viscosimètre suffira pour étudier le comportement de la viscosité en fonction du temps, pression, et concentration. De ces fluides on citera, l'eau, la plupart des solvants, huiles minérales, certaines dispersions. Les rhéogrammes présentent l'aspect suivant :



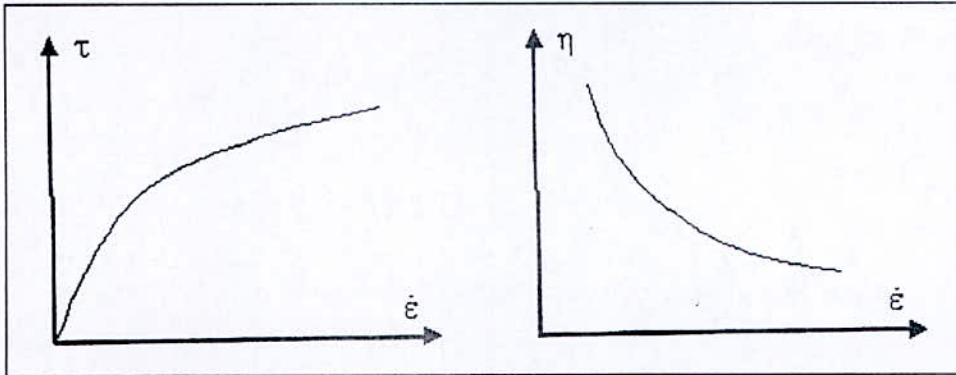
Modèle mathématique :  $\eta = \frac{\tau}{\dot{\epsilon}} = \tan \alpha = cte$

**Nota :** pour un fluide newtonien on parle de viscosité absolue

### II-2.5.2 Les fluides non newtoniens (non linéaires)

Pour ces fluides la viscosité n'est pas constante, donc pour chaque couple  $(\tau, \dot{\epsilon})$  correspond une valeur de  $\eta$ . Dès lors, on parle de viscosité apparente.

II-2.5.3 Liquides rhéofluidifiants (parfois appelées pseudo plastiques.)



Ce type de comportement est de loin le plus fréquent. Il concerne les dispersions de particules asymétriques, les polymères à longues chaînes en solution, les ciments...etc.

**Modèle mathématique :** aucune équation ne peut prétendre venir à bout de ce type de comportement, l'empirisme est roi ; c'est pourquoi plusieurs modèles doivent être essayés.

a) Les modèles à deux paramètres :

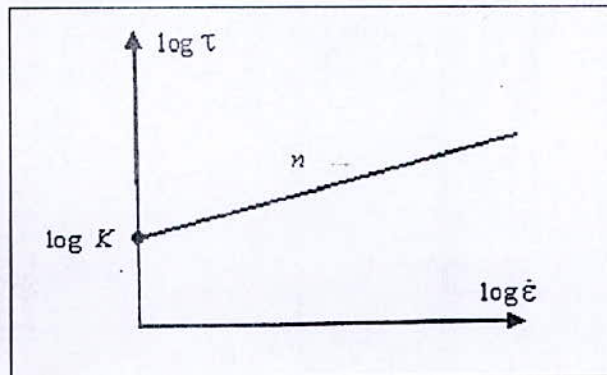
Equation d'Ostwald ou loi de puissance (1925)

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$$

Où K : le coefficient de consistance ;

n (<1) : l'indice de comportement qui traduit l'écart avec le fluide newtonien.

Les limites de ce type de loi interviennent quand le matériau présente des régions de comportement newtonien ; l'une à faible vitesse de cisaillement et l'autre à forte vitesse de cisaillement. Par exemple :



b) Modèles à trois paramètres

La loi de puissance est tronquée du côté des faibles vitesses de cisaillement, et est remplacée par une loi de newton.

$$\tau = \eta_0 \dot{\gamma} \quad \text{Pour } \dot{\gamma} < \dot{\gamma}_c$$

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad \text{Pour } \dot{\gamma} > \dot{\gamma}_c$$

Avec une condition de raccordement pour  $\dot{\gamma} = \dot{\gamma}_c$

On peut citer le modèle d'Ellis :

$$\tau = \frac{\eta_0 D}{1 + (\tau + \tau_{1/2})^{\alpha-1}} \quad \text{Où} \quad \left\{ \begin{array}{l} \eta_0 = \text{Viscosité de la 1}^{\text{ère}} \text{ région newtonienne} \\ \alpha > 1 \text{ traduit l'écart avec le comportement newtonien} \\ \tau_{1/2} = \text{Contrainte pour laquelle } \eta = \eta_0/2 \end{array} \right.$$

**Remarque :**

Quand  $\eta \ll \eta_0$ , on retrouve la loi de la puissance ou encore le **modèle de Williamson**.

La contrainte est la somme de deux termes ; le premier traduit l'écoulement par rupture de liaison ; le second est la contrainte visqueuse habituelle

$$\tau(\dot{\epsilon}) = \tau_p(\dot{\epsilon}) + \tau_v(\dot{\epsilon})$$

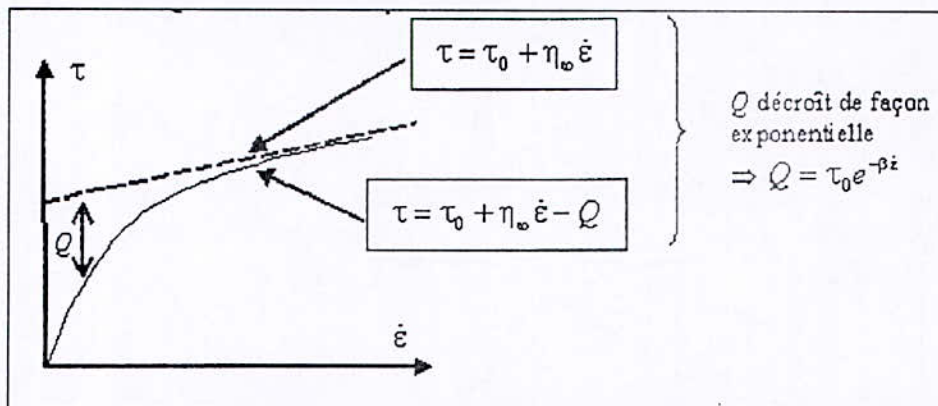
En supposant que dans la seconde région newtonienne

$$\tau_v(\dot{\epsilon}) = \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

On obtient :

$$\tau = \frac{A \dot{\epsilon}}{B + \dot{\epsilon}} + \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

Quant à l'équation de **Shangraw**, elle admet que les rhéogrammes ont une asymptote oblique qui impose à l'écart  $Q$  de décroître exponentiellement



Le modèle prend alors la forme :

$$\tau = \tau_0 (1 - e^{-\beta \dot{\epsilon}}) + \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

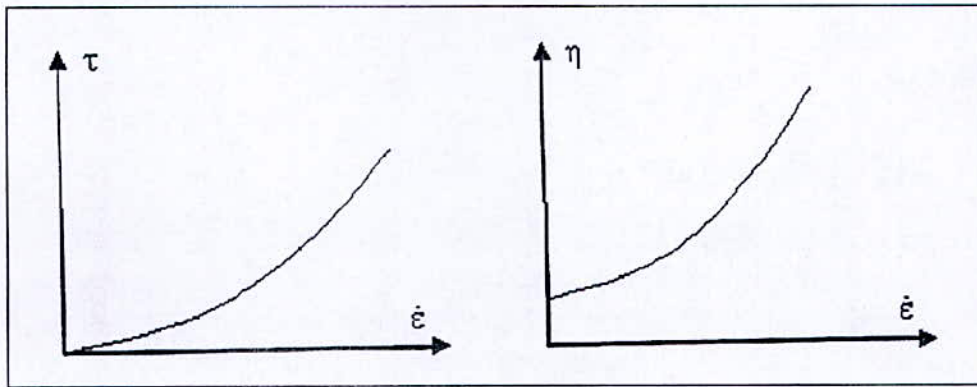
$\tau_0$  et  $\eta_\infty$  sont directement déterminés sur le rhéogramme.  $Q$  est ensuite calculée point par point, et  $\ln Q$  en fonction de la vitesse de cisaillement permet d'accéder à  $B$ .

**c) Modèle à quatre paramètres**

Vu la multitude des modèles on ne citera que le **modèle de Cross**

$$\frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} = \frac{1}{1 + (C \dot{\epsilon})^n}$$

II-2.5.4 Liquides rhéoépaississant :

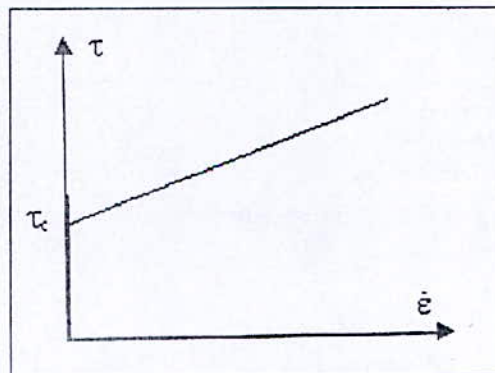


Ce comportement est beaucoup moins fréquent. Il concerne les dispersions, les solutions d'amidon, sable mouillé et compacté, et certaines huiles polymériques. Certains de ces produits sont dilatant, ce qui signifie que, soumis à une déformation, leur volume augmente, d'où l'appellation « épaississant ».

En tout cas, les causes ne sont pas toutes élucidées ; entre autres, augmentation du volume libre entre les particules lors de l'augmentation du gradient de vitesse.

Modèle : une loi de puissance avec  $n > 1$

II-2.5.5 Liquides plastiques



Ce dernier nous indique qu'il n'y a écoulement, qu'à partir d'une certaine valeur de contrainte  $\tau_c$ . En effet, au repos les particules du liquide sont imbriquées dans une structure tridimensionnelle rigide (floculées). Le seuil d'écoulement correspond à l'énergie nécessaire pour les séparer. On distingue deux types de liquides plastiques :

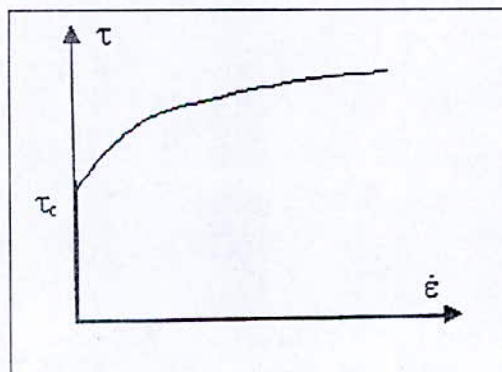
a) **Liquide plastique idéal ou liquide de Bingham :**

Il a un comportement newtonien au-delà du seuil

$$\tau = \tau_c + \alpha \dot{\gamma}$$

Où  $\alpha$  : viscosité plastique.

b) **Liquides de Casson**



Ce sont des liquides plastiques non idéaux qui possèdent un comportement plastique fluidifiant. Plus répandu que le précédent, on citera pour l'exemple ; les boues, le sulfate de zinc ou de baryum en suspension.

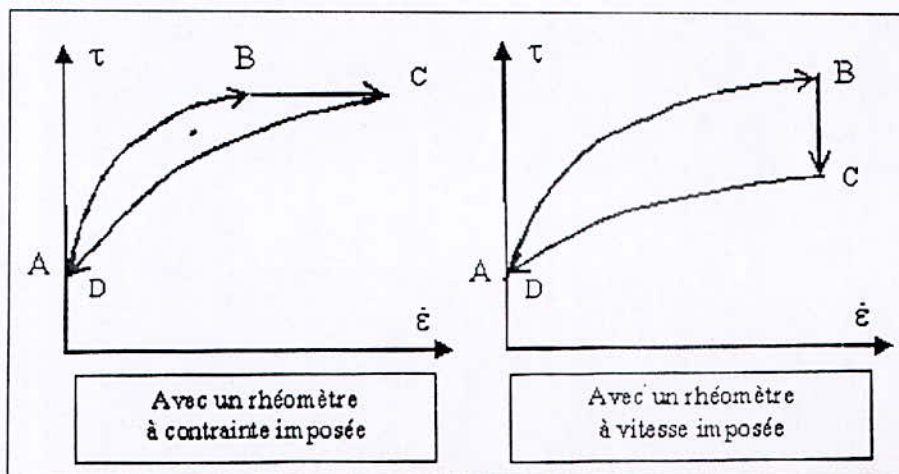
Modèle de Casson

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\beta \dot{\epsilon}}$$

Où  $\beta$  est la viscosité plastique

### II-2.5.6 Les liquides thixotropes

Les contraintes subies dans un passé relativement récent modifient le comportement du liquide à l'écoulement présent. Mais il ne sera considéré comme thixotrope que s'il retrouve ces propriétés initiales. Cela se traduit par des rhéogrammes qui présentent un cycle d'hystérésis.



### III Généralités sur les argiles

Le terme d' "argiles" désigne non seulement une formation rocheuse et la matière première qui en résulte, et dont les caractéristiques sont présentées ci-après, mais il définit aussi un domaine granulométrique comprenant des particules minérales, dont le diamètre des grains est inférieur à deux micromètres ( $< 2 \mu\text{m}$ ) [17].

En tant que matière première brute, l'argile est donc un mélange de minéraux argileux et d'impuretés cristallines sous forme de débris rocheux de composition infiniment diverse. L'intérêt pour ce matériau a pris de l'ampleur depuis que Okada et coll. ont obtenu des propriétés très intéressantes, en dispersant de la montmorillonite dans du polyamide 6 [18].

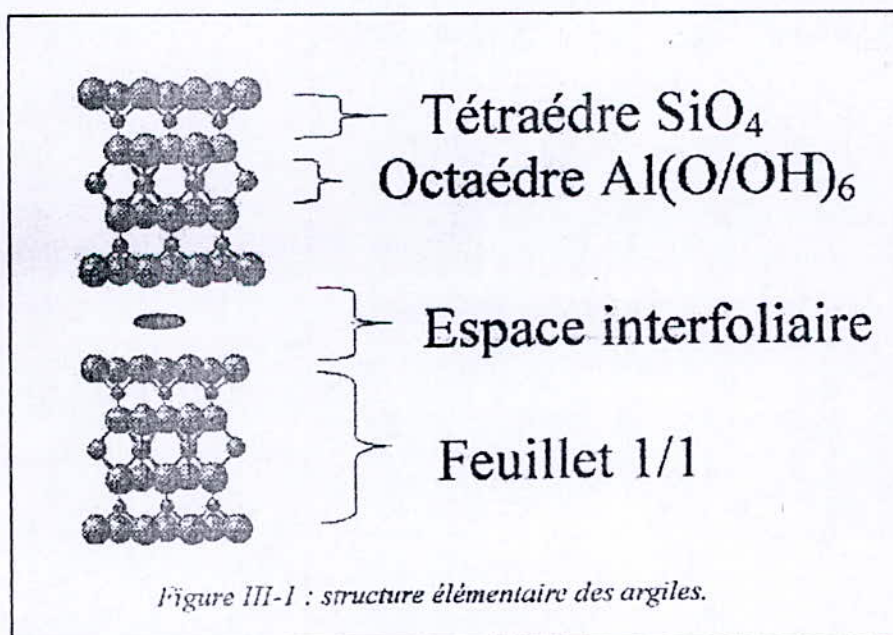
En effet, les nanocomposites polymère/argile connaissent un fort développement depuis une vingtaine d'années. D'ailleurs, on retrouve leurs applications dans de nombreux domaines notamment dans celui des fluides de forage. **Mais au fait, comment se fait-il que ce minéral, si familier, trouve tous ces égards ?**

En essayant d'y répondre, une définition structurale puis physicochimique serait judicieuse.

#### III-1 Aspect structural

Les minéraux argileux font partis des phyllosilicates, ou des aluminosilicates plus ou moins hydratés. Ils se composent de couches élémentaires organisées de manière caractéristique : tétraèdres ( $\text{SiO}_4$ ) et octaèdres  $\text{Al}(\text{O}/\text{OH})_6$ .

Ainsi, l'unité élémentaire est formée par plusieurs mailles regroupées en feuillets continus dans les dimensions X et Y et empilés les uns sur les autres dans la direction Z. A cela, nous ajoutons la notion d'espace interfoliaire, qui définit l'espace entre feuillet ou maille élémentaire [17, 19]. (Figure III-1)



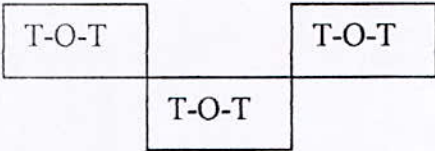


D'après la structure du feuillet on distingue trois types d'argiles [20]

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

Dès lors une classification est portée dans le tableau ci-dessous (tableau III-1).

*Tableau III-1: schéma simplifié montrant la classification des principaux groupes de minéraux argileux et de leurs espèces (Jasmund et Jagaly, 1992)*

Groupe de Minéraux Argileux	Espèce minérale	Structure T=couche de tétraèdres O=couche d'octèdres
kaolinites	Kaolinite Halloysite Dickite	Minéraux à 2 couches T-O T-O
smectites	Montmorillonite Saponite Beidellite Nontroite	Minéraux à 3 couches T-O-T T-O-T
Illites Vermiculites Micas	Illite Vermiculite Muscovite Biotite	H <sub>2</sub> O, cations ↑
Chlorites	Chlorite	Minéraux à 4 couches T-O-T-O T-O-T-O
Sépiolites Palygorskites	Sépiolite (écume de mer) Attapulгите	Minéraux en lattes 

Certes, les minéraux argileux se différencient par l'empilement des tétraèdres d'épaisseur 3A° et autres octaèdres 4A°, ainsi que par le décalage de leurs feuillets ; cependant une autre caractéristique vient étoffer ce large éventail, c'est la **substitution isomorphique**.

En effet, des ions métalliques se trouvant dans l'espace interfoliaire se substituent aux ions, Al et Si, incrustés dans la maille cristalline, sans que la structure générale ne soit changée. La substitution de ces ions originels,  $\text{Si}^{4+}$  par  $\text{Al}^{3+}$  et  $\text{Al}^{3+}$  par  $\text{Mg}^{2+}$  (en général), affecte la stabilité électrique de l'argile, celle-ci est équilibrée par des cations (Ca, Mg, K, Na, H) fixés sur la face extérieure et facilement échangeable avec des cations de la solution du sol. C'est la capacité d'échange cationique.

### III-2 Propriétés physicochimiques des argiles [21]

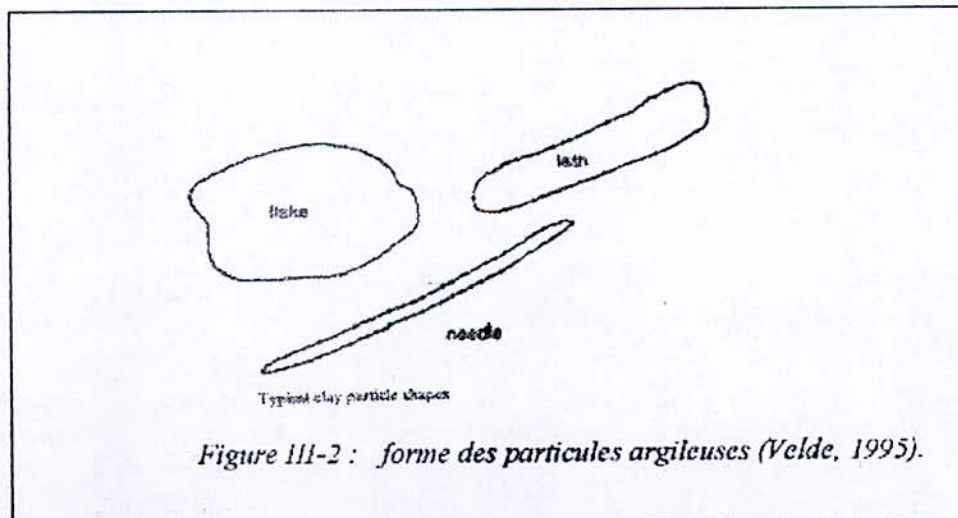
Les minéraux argileux se caractérisent par trois propriétés principales :

- + Leur forme et leur surface spécifique.
- ❖ Leur capacité d'adsorption d'eau et de gonflement.
- Leurs multiples possibilités d'échanges ioniques.

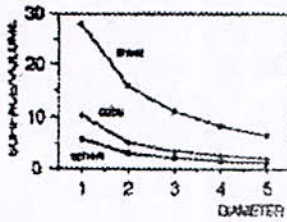
#### III-2.1 Forme et surface spécifique

Les argiles se présentent sous trois formes (figure III-2):

- **En flocons** ; caractérisés par une même dimension dans les deux directions et une épaisseur équivalente à  $1/20^{\text{ième}}$  de la longueur.
- **En latte** ; avec une dimension plus longue, épaisseur toujours équivalente à  $1/20^{\text{e}}$  de la longueur.
- **En aiguille** ; deux dimensions identiques et la troisième beaucoup plus longue (assez rare).



Depuis le XIX<sup>ème</sup> siècle, les argiles sont connues pour être des minéraux de petite taille. Cette fine taille leur confère une surface importante par rapport à leur volume (figure III-3), plus encore, la surface des argiles est supérieure à celle des minéraux de même taille. Ceci nous amènera à admettre le fait que, les propriétés des argiles sont contrôlées par leur surface (tableau III-2). Nonobstant la kaolinite, cette dernière se divise en deux ; surface externe et interne (figure III-4).



Representation of the change in surface with respect to volume for different grain shapes. Sphere, cube and sheet (with dimensions of 1 x 1 x 1 for the sides) are represented by the diameter (the grain's diameter which the volume of the element) and the ratio of surface to volume.

Figure III-3 : évolution de la surface spécifique Des argiles avec la granulométrie (Velde, 1995)

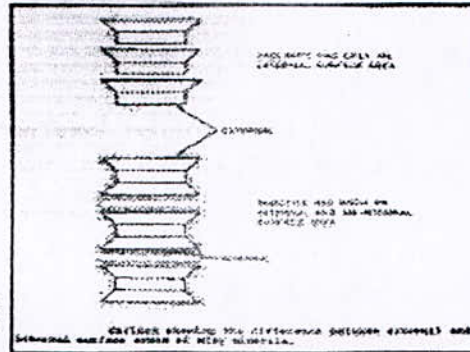


Figure III-4 : schéma démontrant la différence entre la surface interne et externe des argiles (Eslinger et Peaver, 1988)

Tableau III-2 : surfaces spécifiques de quelques argiles communément rencontrées (Eslinger et Peaver, 1988)

Clay	Approximate Surface Areas of Selected Clays (from van Dighan and Fripiat, 1976).		
	Internal	External	Total
Smectite	750	50	800
Vermiculite	750	41	790
Chlorite	0	15	15
Kaolinite	0	15	15
Illite	5	15	20
Common inorganic clays	800		
Diat	150		
Zeolite	50		
Other mineral materials	<5		

(from Mccomb and Figgler, 1991)

### III-2.2 Degré d'hydratation ou gonflement

Il varie d'une famille à une autre. Certains minéraux argileux possèdent la capacité d'incorporer des molécules d'eau au sein de leur structure. Cela modifie la dimension de la couche et provoque son gonflement ; ces derniers sont appelés argiles **gonflantes** (tableau III-3). Notons que l'incorporation de l'eau est réversible et que les minéraux gonflant ont une structure de base de 10A°. Selon l'hydratation, une couche d'eau de 2.5 ou de 5.2 A° se développe, augmentant ainsi de 95% environ le volume.

Tableau III-3 : Classification de argiles selon leurs propriétés de gonflement (Velde, 1995)

	Dominant elements	Basal spacing (Å) Glycol Dry	
<b>SWELLING TYPES</b>			
Smectites			
Beidellite	Al	17	10
Montmorillonite	Al (Mg, Fe <sup>2+</sup> minor)	17	10
Nontronite	Fe <sup>3+</sup>	17	10
Spondo	Mg, Al	17	10
Vermiculite	Mg, Fe <sup>2+</sup> , Al (Fe <sup>3+</sup> minor)	15.5	10-12
Mixed layer minerals*		10-17	<10
<b>NON-SWELLING TYPES</b>			
Illite	K, Al (Fe, Mg minor)	10	
Glaucinite	K, Fe <sup>2+</sup> , Fe <sup>3+</sup>	10	
Celadonite	K, Fe <sup>2+</sup> , Mg, Fe <sup>3+</sup> , Al <sup>3+</sup>	10	
Chlorite	Mg, Fe, Al	14	
Berthierine	Fe <sup>2+</sup> , Al <sup>3+</sup> (minor Mg)	7	
Kaolinite	Al	7	
Halloysite	Al	10.2	
Sepiolite	Mg, Al	12.4	
Palygorskite	Mg, Al	10.5	
Talc	Mg, Fe <sup>2+</sup>	9.6	

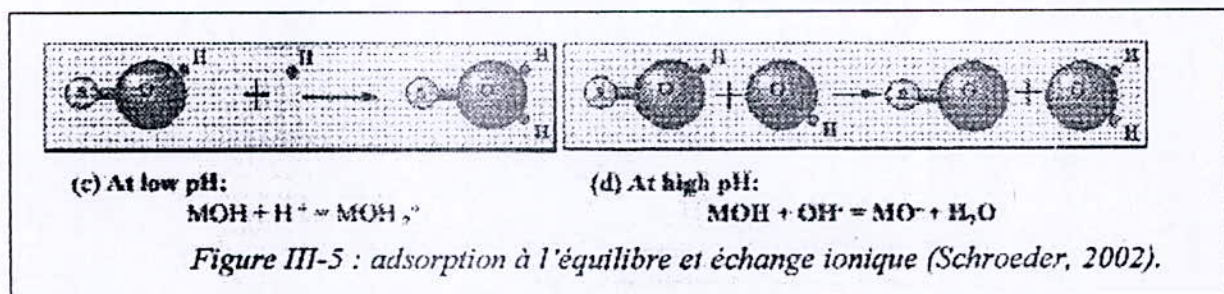
\* Two or more types of basic layer interstratified in the same crystal

III-2.3 Charge des surfaces argileuses :

Elles présentent deux types de charge :

- Une charge permanente ou structurelle, de signe négatif liée aux substitutions ioniques.
- Une charge de surface variable selon le pH du milieu, liée aux réactions chimiques qui se

produisent à la surface des minéraux ou suite à l'adsorption de surfactants de signe + ou - à faible PH, l'argile se caractérise par une capacité d'échange anionique ; H<sup>+</sup> se lie davantage à OH<sup>-</sup> une charge positive se développe. Contrairement au pH fort, où une capacité d'échange cationique se développe donnant une charge négative ; les OH<sup>-</sup> se lient davantage (figure III-5).



L'étude de la distribution des cations à la surface des particules argileuses est modélisée par la **théorie de la double couche**. Les modèles expliquent les interactions entre la surface des argiles, les cations interfoliaires, l'eau interfoliaire et les solutions environnantes.

### III-2.3.1 Modèle de Gouy-Chapman

Dans ce modèle des smectites sont mises en solution. Si la concentration en smectites est faible, ils se dispersent en formant une solution colloïdale. Sans eau, les couches T-O-T sont liées par des forces électrostatiques ; par contre, en solution, il y aura isolement de ces dernières; et vu la surface négative des argiles, les cations de la solution vont être attirés, créant ainsi un nouvel équilibre. La concentration en cations sera plus grande à proximité de la surface des argiles, un gradient va s'établir et les cations auront tendance à diffuser vers la solution. Ce gradient de diffusion va en s'amenuisant avec la distance jusqu'à l'équilibre avec la solution, créant ainsi deux couches : une couche négative à la surface, et l'autre positive juste à côté.

L'épaisseur de la double couche dépend de la charge de la surface argileuse et de la salinité.

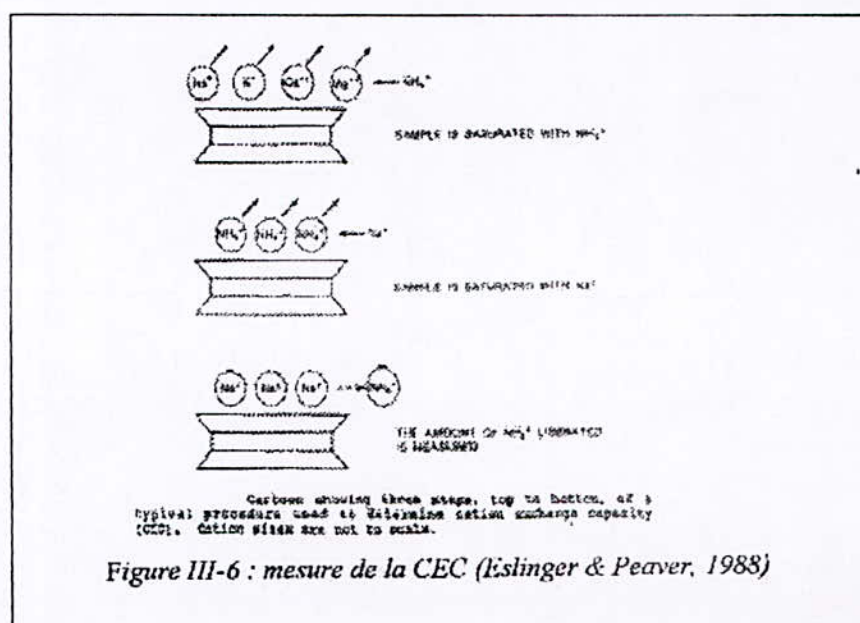
**Nota :** Augmenter la teneur en argiles provoquera la compression de la couche de Gouy, et la diffusion est moins prononcée. Si l'on augmente encore, l'attraction électrostatique peut permettre aux particules de s'associer, avec éventuellement floculation et sédimentation.

### III-2.3.2 Modèle de Stern

Ce modèle considère que les cations ont des dimensions finies. La charge négative des argiles est compensée par les charges adsorbées dans la couche de Stern et dans la couche diffuse.

### III-2.4 Capacité d'échange cationique

La capacité d'échange cationique (CEC) mesure la capacité d'une argile à échanger des cations. Elle mesure la concentration en cations non fixés dans la couche diffuse et dépend de la charge totale (i.e., charge de surface et structurale). La CEC est fonction du PH ; elle est généralement donnée pour un pH neutre (7). Le principe de la mesure est illustré à la figure III-6



## IV-1 DESCRIPTION DU PHENOMENE DE FILTRATION DANS LE PUIITS :

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

- 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 de fluide est entièrement absorbé par la formation, il n'y a donc aucun retour de la boue à la surface.
- Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments en suspensions, il y a filtration c'est à dire dépôts de ces éléments sur la paroi (constitution d'un cake) et envahissement par le liquide de base (filtrat) de la formation. C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration. [12]

## IV-2 DEFINITION DE LA FILTRATION :

Lorsqu'un certain volume de boue placée dans un récipient étanche fermé à une extrémité par un milieu filtrant est soumis à une pression différentielle, on constate qu'un certain volume de la phase liquide de la boue s'écoule.

Lors de l'application de la pression différentielle, la filtration se fait sur le milieu filtrant qui, en raison de sa perméabilité, laisse passer une certaine quantité de colloïde.

Le milieu filtrant retient, par contre, certaines parties colloïdales de la boue qui forment rapidement un nouveau milieu filtrant dont la taille des pores (par suite de la répartition des diamètres de particules), est inférieur à la taille des plus petites particules colloïdales en suspension dans la boue, ce qui explique la limpidité du filtrat qui s'écoule.

La filtration à travers le cake se fait suivant des lignes de courant parallèles et le milieu filtrant initial (papier filtre) n'a pas d'influence.

L'écoulement à travers le cake est régi théoriquement par la loi de DARCY qu'on peut écrire sous la forme [23]:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p}{\mu \cdot Z} \quad \dots (IV-1)$$

Avec :

$\frac{dv}{dt}$  : Débit du filtrat « cm<sup>3</sup>/s »

$k$  : Perméabilité du cake « DARCY »

$p$  : Pression différentielle « bar »

$Z$  : Epaisseur du cake « cm »

$A$  : Surface de filtration « cm<sup>2</sup> »

$t$  : Temps « s »

$\mu$  : Viscosité du filtrat « cP »

Si la perméabilité du cake reste constante au cours de la filtration et pour une même température et une même pression, le volume filtré et l'épaisseur du cake augmente proportionnellement avec la racine carrée du temps [23].

### IV-3 LES DIFFERENTS TYPES DE FILTRATIONS :

Deux types de filtration ont lieu pendant le forage:

- La filtration dynamique lorsque le fluide est en circulation ;
- La filtration statique pendant l'arrêt de la circulation de fluide.

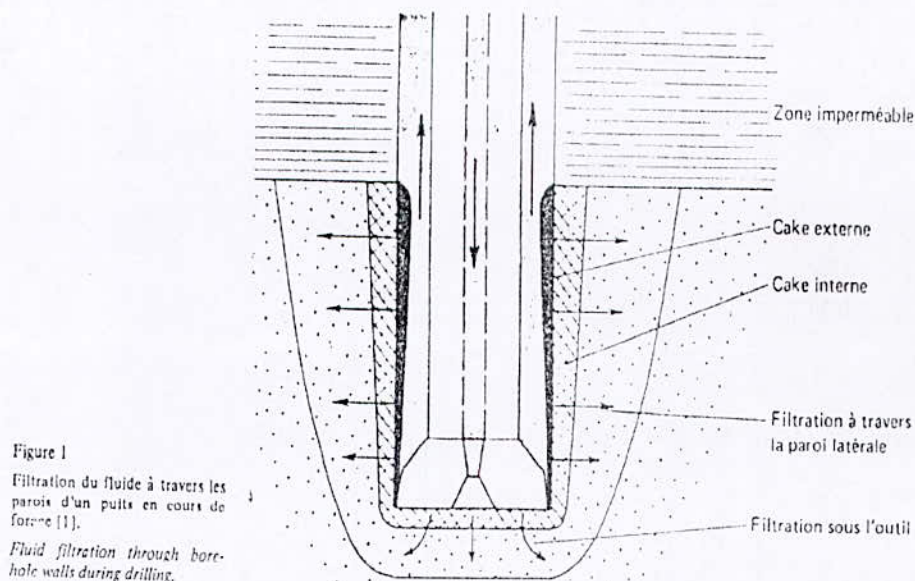
#### VI-3.1 Filtration dynamique :

La figure (IV-1) illustre les différents types de filtration qui s'établissent dans un puits au cours d'approfondissement, il existe deux types de filtration dynamique :

- Une filtration dynamique du fluide de forage en circulation, à travers la paroi latérale perméable ;
- La filtration dynamique sous l'outil, de mécanisme tout à fait différent par suite des conditions imposées au milieu filtrant (attaque du terrain), et au fluide (direction et régime d'écoulement à la sortie de l'outil).

Cette filtration est notablement limitée par un cake interne formé dans les pores de la roche constituant le fond de puits.

A ces deux types de phénomènes s'ajoute durant les arrêts de circulation, la filtration statique à travers le cake déjà formé et dont l'épaisseur continue de s'accroître [24].



**Figure IV-1 : Différents types de filtration [24]**

### **Formation du cake et invasion du terrain environnant :**

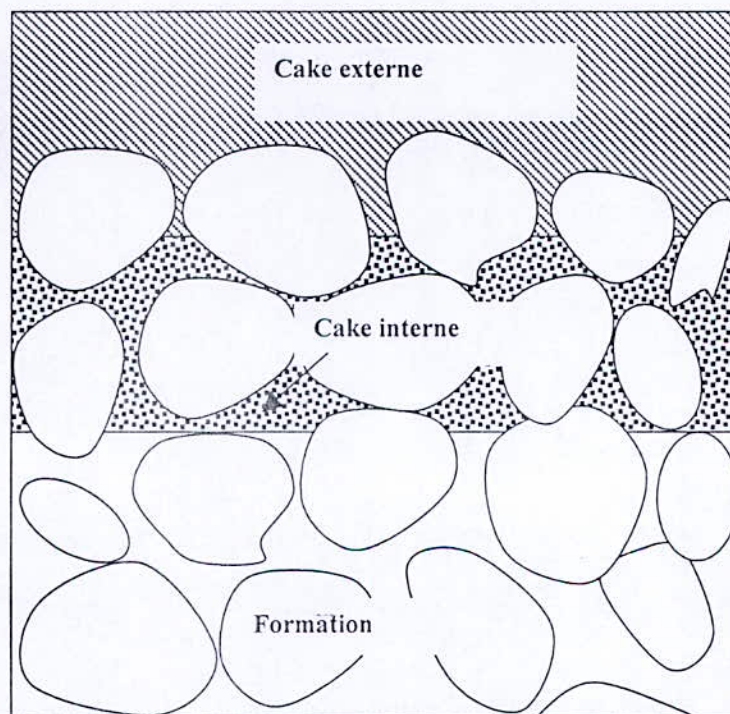
Lorsque le fluide de forage se trouve en contact avec une surface nouvellement forée, il pénètre immédiatement dans celle-ci. Puis la pénétration est ensuite limitée, certains pores étant obstrués par des particules en suspension dans le fluide.

Cette obstruction dépend des dimensions relatives du pore et de la particule.

Une fois l'obstruction amorcée, les éléments les plus fins sont à leur tour retenus, seule la phase liquide envahit la formation, tandis que la phase solide se dépose à l'extérieur, le long de la paroi, en constituant le cake externe.

Comme le montre la figure (IV-2), différentes zones peuvent être distinguées du puits vers la formation :

- 1)- Le cake externe, qui tapisse la paroi.
- 2)- Le cake interne, qui s'étend sur une épaisseur équivalente à quelques diamètres de grain.
- 3)- La zone envahie par les fines particules lors de la pénétration immédiate [23].



**Figure IV-2 : Formation du cake interne et du cake externe [23]**

La différence essentielle entre le cake formé en régime statique et celui formé en régime dynamique réside dans l'érosion subie par le second. Cette érosion dépend à la fois :

- des conditions de circulation du fluide de forage dans l'annulaire ;
- des régimes d'écoulement (Laminaire ou turbulent) ;
- du taux de cisaillement développé en fonction de la vitesse annulaire et de la géométrie du puits et de la garniture ;
- de la résistance au cisaillement de la couche supérieure du cake.



#### IV-3.2 Filtration statique :

La filtration statique se produit lors des arrêts de circulation de la boue de forage, à travers un cake déjà formé en régime dynamique, les taux de filtration sont contrôlés par la perméabilité du cake ; l'épaisseur de cake augmente et le taux de filtration diminue progressivement avec le temps.

##### *Théorie de la filtration statique [23] :*

La théorie de la filtration statique conduit à l'expression du volume de filtrat recueilli  $Q_f$ . L'équation fondamentale qui gouverne la filtration.

$$Q_f = A \sqrt{\frac{2kp}{\mu} \cdot r t} \quad \text{K K K (IV - 2)}$$

$Q_f$  : Volume de filtration « cm<sup>3</sup> »

$A$  : Surface du cake « cm<sup>2</sup> »

$k$  : Perméabilité du cake « DARCY »

$P$  : Pression différentielle entre le fluide et la formation « atm »

$\mu$  : Viscosité du filtrat « cP »

$r$  : Rapport du volume de filtrat au volume de cake «  $Q_f/Q_c$  »

$t$  : Temps « s »

#### IV-4 DIFFERENTES EQUATIONS DE FILTRATION :

##### III-4-1 travaux de Outmans (1963) [25] :

###### *a) filtration statique :*

L'auteur tient compte de la compressibilité du cake et déduit l'expression :

$$Q_f = \sqrt{\frac{2p^{-\nu+1}k_1t}{\mu b(\nu+1)}} \quad \text{(IV-3)}$$

$k_1$  représente la perméabilité dans des conditions de référence (ici 1 psi).

$b$  volume spécifique du cake est défini par le rapport :

$$b = \frac{1 - \varepsilon_s}{\varepsilon_s - \varepsilon_h} \quad \text{(IV-4)}$$

$\varepsilon_s$  étant la « porosité » de la suspension, soit  $\varepsilon_s = 1 - s$ , si  $s$  est la concentration en volume de solide de la suspension ;

$\varepsilon_h$  étant la porosité locale à la surface du cake.

$\nu$  caractérise la sensibilité de la compressibilité du cake à la pression et résulte de la somme :

$$e + \beta + 1$$

$e$  étant l'exposant dans l'expression de la porosité locale du cake  $\varepsilon$  en fonction de la pression  $p_s$  qui s'exerce entre les particules :

$$\varepsilon = \varepsilon_0 p_s^{-\beta} \quad (IV-5)$$

$\beta$  étant l'exposant dans l'expression de la fraction solide du cake en fonction de  $p_s$  :

$$1 - \varepsilon = G p_s^\beta \quad (IV-6)$$

**b) *filtration dynamique* :**

Les travaux de Outmans montrent qu'à l'équilibre (vitesse de filtration  $q$  et épaisseur du cake  $H$  constantes), la vitesse de filtration se déduit de la formule :

$$q = \frac{c}{\mu} \frac{a_1 p_s^{-\nu+1}}{(-\nu+1)H} \quad (IV-7)$$

$c$  coefficient de consolidation est le rapport de la perméabilité  $k$  à la compressibilité locale  $a$  du cake ;

$a_1$  est la compressibilité locale dans des conditions de référence (ici  $p_s = 1 \text{ psi}$ ).

Si l'épaisseur  $\delta$  de la couche de cake soumise à l'érosion est faible par rapport à l'épaisseur totale de celui-ci,  $q$  peut être déterminé à l'aide de l'expression :

$$q = \frac{k_1}{\mu} \times \frac{(\tau/f)^{-\nu+1}}{\delta(-\nu+1)} \quad (IV-8)$$

$\tau$  est la tension de cisaillement à la surface du cake résultant de la circulation du fluide de forage ;

$f$  est le coefficient de friction de la couche superficielle du cake (coefficient de friction entre les amas de particules déposés dans cette couche).

On notera que filtration dynamique et filtration statique sont gouvernées par des paramètres communs mais aussi par des paramètres différents. L'une et l'autre ne peuvent donc être reliées.

**III-4.2 travaux de Hassen (1980) [26] :**

L'auteur propose des relations à la fois théoriques et expérimentales permettant de prévoir, par simulation numérique, les volumes de filtrat envahissant les formations au cours du forage. Ces relations sont résumées dans le tableau (IV-1).

**a) *filtration statique***

Les coefficients  $C_1$  (ou  $C_2$ ) et  $C_3$  se déduisent d'essais de filtration statique.  $C_3$  représente le volume de filtrat immédiat.

Le coefficient  $B$  tient compte essentiellement des variations de viscosité du filtrat avec la température. A haute température, la vitesse de filtration peut être plus élevée que celle prévue par la formule si le fluide de forage perd sa stabilité.

Le coefficient  $m$  ( $m = 1-\nu$ ) tient compte de la compressibilité du cake et eut être déterminé par des mesures de filtration sous des pressions différentielles faibles et élevées.

**b) *filtration dynamique***

Tableau IV-1 Formules de filtration proposées par Hassen [26].

Filtration statique	Filtration dynamique
<p>Vitesse de filtration et volume de filtrat en fonction du temps :</p> $Q = C_1 t^{-0.5}$ $Q_f = C_2 t^{0.5} + C_3$ <p><math>C_1, C_2, C_3</math> sont des coefficients expérimentaux.  <math>C_2 \neq 0,5 C_1</math>  <math>C_3 =</math> volume de filtrat pénétrant immédiatement dans la formation (<i>spurt loss</i>)</p>	<p>Vitesse de filtration</p> <p>Période précédant l'équilibre :</p> $q = C_4 t^{-0.5} + \gamma C_5$ <p><math>\gamma</math> est le taux de cisaillement provoqué par la circulation.</p> <p>Période d'équilibre :</p> $q = C_6 t^{-0.5} + \gamma C_7$
<p>Vitesse de filtration en fonction de la température <math>q_1</math> étant connu à la température (absolue) <math>T_1</math>, on déduit <math>q_2</math> à la température <math>T_2</math> :</p> $q_2 = q_1 e^{\frac{\beta(T_2 - T_1)}{2(T_2 T_1)}}$ <p><math>\beta</math> est un coefficient expérimental.</p>	<p><math>C_4, C_5, C_6, C_7</math> sont des coefficients expérimentaux.  <math>C_6 \neq C_4</math></p>
<p>Vitesse de filtration en fonction de la pression différentielle :</p> $q_2 = q_1 \left( \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} \right)^m$ <p><math>m</math> est un coefficient expérimental.</p>	
Exemple de valeurs des coefficients expérimentaux	
<p><math>B \neq 3000</math> pour l'eau ou de la saumure  <math>m : 0 - 0,5</math> (le plus souvent 0,1 - 0,2)  <math>C_1 : 0,006 - 0,6 \text{ ml/cm}^2 \cdot \text{h}^{1/2}</math> (dans le cas de fluide avec filtrat API de 2 à 20 ml)  <math>C_2 = C_1/2</math>  <math>C_3 \neq 0 \text{ ml}</math> (dépend notablement du milieu filtrant)</p>	<p><math>C_4 : 0 - 1 \text{ ml/cm}^2 \cdot \text{h}^{1/2}</math> (environ 1 à 6 fois <math>C_1</math>)  <math>C_5 : 2 - 20 \cdot 10^{-5} \text{ ml.s/cm}^2 \cdot \text{h}</math>  <math>C_6 : 0 - 0,3 \text{ ml/cm}^2 \cdot \text{h}^{1/2}</math> (environ 1 à 2 fois <math>C_1</math>)  <math>C_7 : 0,8 - 17 \cdot 10^{-4} \text{ ml.s/cm}^2 \cdot \text{h}</math></p>

Hassen traduit l'effet de l'érosion par un terme proportionnel au taux de cisaillement  $\gamma$ .  $C_5$  et  $C_7$  sont des fonctions de la résistance mécanique du cake.  $C_4, C_5, C_6, C_7$  peuvent être déterminés grâce à des essais de filtration dynamique poursuivis jusqu'à ce que les conditions d'équilibre soient atteintes.

**IV-4.3 Travaux Ershaghi et Azari (1978-1980) [27] :**

Reprenant les travaux de outmans, les auteurs proposent les solutions numériques des équations de la filtration à travers un cake déposé dans des conditions dynamiques.

La plus grande difficulté de la résolution numérique réside dans le manque de données sur l'épaisseur du cake en fonction du temps. Azari utilise un procédé itératif en tenant compte de valeurs de laboratoire permettant de relier le volume de filtrat cumulé et l'épaisseur de cake.

L'application de la technique permet une analyse de sensibilité des différents paramètres contrôlant la filtration. Elle permet aussi de prévoir le rayon d'invasion de la formation et conduit à une meilleure interprétation des diagraphies électriques.

#### IV-5 DIFFERENTS PARAMETRES INFLUANT SUR LA FILTRATION :

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

##### IV-5.1 Le temps de filtration [23] :

Larsen [28] a trouvé que si la boue est filtrée à travers un papier filtre à pression et température constante,  $Q_f$  est proportionnel à  $\sqrt{t}$ . Cela n'est pas toujours vérifié pour toutes les boues, mais elle représente néanmoins la base de l'interprétation des mécanismes de filtration. La figure (IV-3) montre la variation du volume de filtrat en fonction de la racine carrée du temps. L'extrapolation sur l'axe des y marque *zero error* ( $q_0$ ) appelée aussi *mud spurt* qui est généralement due à la tendance des particules fine de boue de passer à travers le papier filtre avant le colmatage de ces pores. Ensuite que le filtrat peut passer et la courbe devient linéaire, généralement la plupart des boues ont un *zero error* petit qui est parfois négligé, mais il est pris en considération quand la filtration se fait dans les milieux poreux (roches poreuses). Les résultats expérimentaux du *Larsen* ont montré que pour une pression donnée, l'équation (IV-2) peut être écrite sous la forme :

$$V_f - q_0 = A\sqrt{(C \times t)} \quad (IV-9)$$

Où  $q_0$  est le *zero error*, et  $C$  une constante donnée par

$$C = \frac{2kP V_f}{\mu V_c}$$

$V_f$ : volume du filtrat ( $\text{cm}^3$ ),  $V_c$  : volume du cake ( $\text{cm}^3$ ).

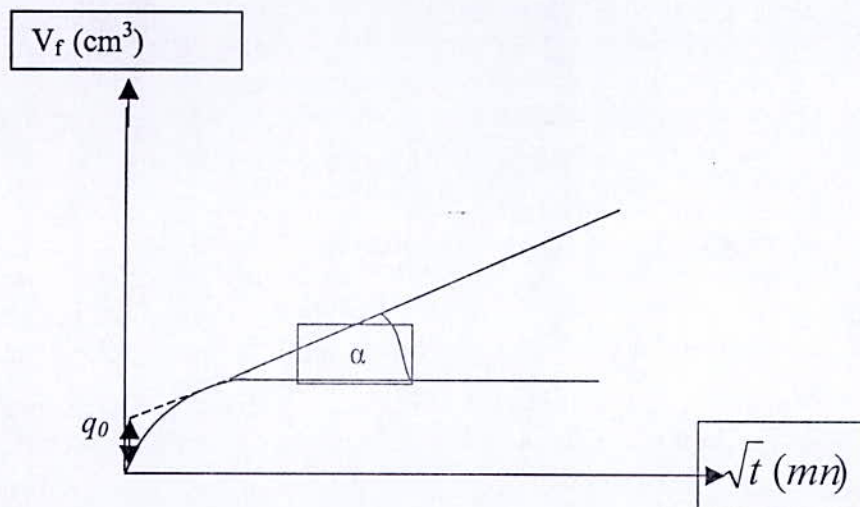


Figure IV-3 : Variation du volume de filtrat cumulé en fonction du temps [23]

La loi générale liant le volume de filtrat au temps est donnée par la relation :

$$V = a \sqrt{t} + q_0 \quad (\text{IV-10})$$

$\alpha$  : Pente de la droite d'écoulement, c'est le terme caractéristique de la boue, tel que :

$$\alpha = A\sqrt{C} = A \sqrt{\frac{2kPV_f}{\mu V_c}}$$

$q_0$  : ordonnée à l'origine, volume des particules fines de la boue.

#### **IV-5.2 Influence de la viscosité de la phase liquide :**

Théoriquement, le volume de filtrat doit être inversement proportionnel à la racine carrée de la viscosité de la phase liquide.

En pratique ce facteur a une importance limitée en raison des faibles variations de viscosité du liquide filtrant.

#### **IV-5.3 Influence de la température :**

L'accroissement de la température peut augmenter le taux de filtration pour plusieurs raisons :

- par suite de diminution de la viscosité ;
- par suite de la modification de la perméabilité du cake, soit par suite de réaction chimique ou de modification de l'état colloïdal de la suspension [29].

#### **IV-5.4 Influence de la pression :**

L'effet de la pression différentielle sur la filtration varie avec la composition de la boue, car le cake formé à partir d'une boue qui comprend des suspensions d'argile est souvent compressible. Le volume de filtrat recueilli pour une suspension de bentonite ne varie pratiquement pas avec la différence de pression, par contre avec des suspensions d'argiles moins colloïdales, il est constaté une variation linéaire de ce volume en fonction de la pression différentielle.

#### **IV-5.5 Influence des caractéristiques des milieux filtrants :**

La formation du cake interne dépend considérablement des caractéristiques du milieu filtrant. Afin d'obtenir une obstruction efficace du milieu poreux, la boue doit contenir :

- des particules de dimensions comprises entre une valeur légèrement inférieure à l'ouverture des pores les plus larges, et une valeur égale à environ le tiers de cette ouverture ;
- des particules plus petites, atteignant le domaine colloïdal, susceptibles de boucher les pores les plus fins et les interstices entre les fractions les plus grossières déjà déposées.

L'obstruction du milieu poreux est d'autant plus rapide que la concentration en particules susceptibles de la provoquer est plus élevée.

#### **IV-5.6 Caractéristique du cake externe :**

*a) Epaisseur :*

L'épaisseur du cake dépend de la teneur du fluide en solides et aussi de la quantité de liquide retenue, toute diminution du taux de filtration induit une augmentation de l'épaisseur du cake.

*b) Porosité et tension intergranulaire :*

La porosité est fonction des dimensions des particules déposées et de leur répartition granulométrique. Par suite de la compaction, elle augmente de la partie inférieure à la partie supérieure tandis que la tension intergranulaire diminue.

*c) Perméabilité :*

La perméabilité est fonction de la forme et des dimensions des particules déposées, elle décroît :

- si le diamètre moyen est plus faible ;
- si l'intervalle de répartition granulométrique est plus large.

Ajoutons que les éléments colloïdaux jouent un rôle important. La floculation et l'agrégation entraînent un accroissement de perméabilité.

#### **IV-5.7 influence de l'humidité :**

L'humidité de la formation a une influence sur le taux de filtration, toute augmentation d'humidité diminue le taux de filtration, ce que nos expériences ont par ailleurs montré.

# Partie expérimentale

*« lorsqu'un théoricien trouve un résultat nouveau, personne n'y croit sauf lui ! et lorsqu'un expérimentateur trouve un résultat nouveau, tout le monde y croit sauf lui ! »*

*Jean LEMATTRE*

# Appareillages et Protocoles opératoires



## **I Appareillages et protocoles opératoires**

Nous présentons dans cette section, les différents appareillages et modes opératoires, ayant servi à obtenir les résultats sur la filtration des différentes boues étudiées.

Nous aborderons successivement les parties suivantes :

- ❖ Préparation et caractérisation des fluides de forage.
- ❖ Préparation et caractérisation des argiles.
- ❖ Filtration des différents fluides de forage sur notre échantillon d'argile (pastille).

### **I-1 Préparation et caractérisation des boues [2]**

Si dans l'étude bibliographique, nous avons présenté toute la panoplie des boues de forage, on précisera que notre étude s'est intéressée essentiellement sur les boues à base d'eau douce.

Pour cela, nous avons travaillé avec trois systèmes de boues avec différents inhibiteurs d'argiles (**PHPA, silicate de sodium, glycol**) et sélectionné le meilleur inhibiteur en fonction de nos résultats de filtration sur plusieurs échantillons d'argiles compactées avec différentes pressions.

#### **Cependant, comment doit-on procéder pour préparer un système de boue ?**

On notera d'abord que chaque compagnie travaille avec ses propres systèmes, élaborés au sein de leurs laboratoires. Différentes formulations seront présentées pour, des fois, parer à un problème bien précis. Certes, les formulations se présentent selon un schéma classique de base (phase continue, viscosifiants, réducteurs de filtrats, inhibiteurs, sels alcalins), mais leurs constituants sont jalousement protégés par des noms commerciaux.

On s'intéressera surtout pour les systèmes **KCl-Polymères**, qui sont les plus en vogue actuellement, du fait que ces polymères, en plus du fait qu'ils diminuent les problèmes au cours du forage (longévité, stabilité...), sont mieux biodégradables (préservation de l'environnement).

Nous avons aussi préparé un fluide de forage à base d'**huile** comme référence pour faire des comparaisons avec la boue à base d'eau.

Par ailleurs, on prendra pour exemple, une formulation des systèmes qu'on va étudier, afin de savoir les modalités de préparation des systèmes étudiés

#### **Système aux silicates de sodium (SNa) en % massique**

➤ Eau douce	91.74 %.
➤ Silicates de Sodium (SNa)	1.37 %.
➤ KCl	5.46 %.
➤ PAC	1.09 %.
➤ Xanthane	0.327 %.

### I-1.1 Procédure de préparation

Le plus important est de respecter l'ordre d'addition des différents ingrédients, puis le temps de mixage de chaque produit. Le mixage se fait à l'aide d'agitateurs mécaniques de type **HAMILTON BEACH**, utilisés souvent dans les laboratoires sur site de forage.

Le temps de mixage des divers constituants est :

Polymères	10 mn
Les sels	3-4 mn
Bentonite	20 mn.

### I-1.2 Tests rhéologiques et physicochimiques

Comme cité auparavant, les boues de forage se caractérisent par la viscosité, le filtrat, la densité, le pH pour ne citer que les plus importantes.

Pour ce faire, on utilisera différents appareils normalisés dans la majorité des cas par **API** (American Petroleum Institute)

#### I-1.2.1 Tests rhéologiques

##### a) Viscosimètre FANN

Le modèle employé **Fann 35 A** est un rhéomètre à cylindres coaxiaux, dont le rotor est entraîné par un moteur électrique. Un godet de 350 ml en volume, reposant sur un support coulissant verticalement, est destiné à recevoir la boue de forage.

##### Mode opératoire

- On remplit le godet avec la boue, mixée 5 mn au préalable, jusqu'au trait délimitant le volume de 350 ml.
- On fait coulisser le godet jusqu'aux cylindres, le trait sur le rotor doit affleurer la surface de la boue.
- On entraîne le moteur et à l'aide du bouton moleté au dessus de l'appareil, on change la gamme des vitesses de rotation.
- Les déviations de l'aiguille sur le cadran, indiquent les valeurs des contraintes de cisaillement.

**Nota :** à partir des différentes lectures des contraintes ( $lb/100 ft^2$ ), plusieurs paramètres peuvent être déterminés :

##### Gel 0/ Gel 10

Ils donnent une idée sur l'état structural de la boue à  $t = 0$  mn, et à  $t = 10$  mn. Pour déterminer le **Gel 0**, on procède comme suit :

- On fait tourner le rotor à 600 tr/mn, pendant 30 secondes.
- On laisse reposer pendant 10 secondes.
- Puis, on lit la déviation maximale sur le cadran, le bouton moleté étant fixé à 3 tr/mn.

Pour le **Gel 10**, on laisse reposer 10 mn puis on reproduit la même procédure.

**Définition du gel (Résistance du gel)**

C'est la contrainte minimale qui provoque le début d'écoulement d'un fluide plastique, elle est appréciée au viscosimètre Fann par la contrainte de cisaillement correspondant à une rotation très lente du rotor.

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

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

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

**Viscosité apparente VA**

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

$$VA (Cp) = L_{600}/2$$

**Viscosité plastique VP**

Elle est proportionnelle à la teneur en solide de la boue et leur taille, on la calcule par la relation :

$$VP (Cp) = L_{600} - L_{300}$$

**Yield point YP**

Elle est due aux interactions existant entre les particules, en suspension. En pratique, elle s'apparente à la contrainte seuil d'écoulement. La relation est :

$$YP (lb/ 100 ft^2) = (VA - VP) \times 2$$

**b) Viscosimètre Low shear-40:**

Low shear est un viscosimètre du type coaxial piloté par un logiciel, qui est composé de:

- Thermostat Rheotherm 115 (max 150°C).
- Instrument de mesure.
- Unité électronique.
- Systèmes de mesure de type DIN (MS 412/8S, MS-DIN406, MS41S/1S et MS-DIN412)
- Micro-ordinateur équipé d'une carte de type IEEE 488.

**Domaine de mesure :**

- Viscosité = de  $1.3 \cdot 10^{-6}$  à  $3.3 \cdot 10^5$  Pa.s
- Contrainte de cisaillement =  $3.3 \cdot 10^{-4}$  à  $1.6 \cdot 10$  Pa
- Taux de cisaillement =  $0.3 \cdot 10^{-3}$  à  $2.6 \cdot 10^2$  s<sup>-1</sup>
- Vitesse de rotation =  $0.2 \cdot 10^{-3}$  à 200 tr/mn
- Moment =  $1.6 \cdot 10^{-8}$  à  $10^{-5}$  N.m
- Fréquence = 0.001 à 5 Hz
- Amplitude angulaire 0.1 à 60°
- Amplitude de cisaillement 0.002 à 13.1 pour les systèmes de mesure DIN

### **Méthode de mesure :**

- courbe de viscosité et d'écoulement, courbe de comportement avec mise à l'équilibre.
- Viscosité en fonction du temps, viscosité en fonction de la température.

### **Fonctionnement :**

- Ajustage de la table anti-vibration puis allumage de l'unité de contrôle électronique.
- Placement du mobile.
- Entrer des caractéristiques (KD, KT et KI) du système de mesure utilisé.
- Ajustement de l'horizontalité de la cellule électronique avec les vis à réglage au niveau jusqu'à ce que le mobile soit centré.
- Ajustement du zéro mécanique à l'aide de bouton noir de la cellule de mesure pour une gamme de mesure de 5 à 1
- Ajustement du zéro électrique à l'aide des deux boutons **shift** et **ofs** jusqu'à ce que le moment soit égale à 0 % FS
- Remplir la cellule de mesure avec la solution à analyser
- Faire descendre le mobile jusqu'à ce que le bouton voyant vert s'allume en continu
- Entrer du numéro de système de mesure en tapant sur le cadran *Service program* et *Measuring systems (Constants)*
- Insérer une disquette et créer un fichier de travail en tapant sur *Edit Measure program*
- Choisir la méthode et les conditions de mesure.
- Lancer la mesure en tapant sur le cadran *Run measuring program*

### **Présentation des résultats :**

Les données de mesure sont traitées par l'ordinateur et présentées sous la forme de tableau et de graphique sur imprimante.

### **Exploitation des résultats :**

-L'exploitation des mesures dynamiques est effectuée par logiciel et permet de calculer les paramètres suivants :

- viscosité dynamique, contrainte et détermination de la thixotropie.
- Pour l'analyse des courbes de comportement rhéologique et des courbes avec mise à l'équilibre, les modèles de régression sont les suivants :
- Newton, Ostwald, Steiger/ory, Bingham, Casson.

### **c) Filtre presse standard**

L'appareil est constitué d'un cylindre normalisé muni d'une surface semi perméable. La boue à l'intérieur est soumise à une pression de 100 PSI (7 atm) pendant 30 mn, et le filtrat est récupéré dans une éprouvette graduée. Le cylindre est constitué d'un couvercle relié à une bouteille de gaz comprimé inerte (N<sub>2</sub>), le corps du cylindre, un joint, un papier filtre, un tamis,

et une embase perforée en dessous (écoulement du filtrat), et le support muni d'un volant en dessus (pour serrer, afin de fermer hermétiquement).

**Mode opératoire**

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

**I-1.2.2 Tests physicochimiques**

**a) Densité**

Elle est mesurée à l'aide d'un densimètre, dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur. Les densités ou *specific gravity*, se lisent directement sur ce dernier. L'appareil étant formé par une règle graduée, où est soudé un petit godet avec couvercle, à l'extrémité. Le tout est suspendu horizontalement sur un axe vertical.

**Mode opératoire**

La boue est versée dans le godet, on pose le couvercle, l'excès est soigneusement épongé. Pour faire la lecture, on ajuste le curseur jusqu'à l'équilibre horizontal.

**b) Le PH**

Le PH d'une boue indique son acidité ou son alcalinité. En général, on préconise des boues basiques pour préserver le matériel de forage. Pour cela, on a utilisé le papier pH pour indiquer l'intervalle du pH.

**I-2 Préparation et caractérisation des argiles**

**I-2.1 Préparation des Pastilles :**

Pour effectuer cette étude, on travaillera sur des cuttings (déblais d'argiles remontés du puits) provenant du champ pétrolier OMNZ Hassi Messaoud. Notons, que ces cuttings ont été contaminés par une boue à base d'huile, lors du forage.

**Mode opératoire**

- Les cuttings seront d'abord séchés dans une étuve, à thermostat électronique programmable, à une température de 105 °C afin d'éliminer leur humidité (API).
- Après que notre argile soit séchée, broyée et tamisée à l'aide de différents tamis nous avons recueilli différentes fractions granulométriques :

*Table I-1 différentes granulométries (µm)*

$36 < d < 100$	$100 < d < 200$	$200 < d < 800$	$d > 800$
----------------	-----------------	-----------------	-----------

- Nous avons préparé nos pastilles à l'aide de la Presse (**voir Annexe II**), pour cela nous avons pesé et mélangé 6g de chaque échantillon avant de les soumettre à la presse sous différentes pressions.

**But :**

Le but de la préparation des pastilles à base d'argiles de la formation traversée est de pouvoir simuler les propriétés de filtration à travers cette formation. A l'échelle laboratoire, on utilise du papier filtre (whatmann 50) comme un standard qui représente une dimension recommandée par l'API. A ce propos, nous avons travaillé avec trois types de boue contenant différents polymères inhibiteurs d'argile.

### **I-2.2 Caractérisation des argiles**

L'aspect structural des argiles leur confère différentes propriétés physicochimiques, comme notifié dans la partie bibliographique. Dès lors, on se doit de les caractériser, afin de mener à bien cette étude.

Pour ce faire, on s'appuiera sur les résultats donnés par les méthodes d'analyse suivantes :

- Diffraction rayons X (DRX).
- Analyse de la surface spécifique par la méthode B.E.T.
- Mesure de la perméabilité et la porosité des pastilles.

#### **I-2.2.1 Diffraction rayons X**

Cette méthode est l'une des plus importantes, du fait qu'elle dévoile la nature de l'argile et leurs différents teneurs. Elle donne aussi, un aperçu sur les composés non argileux.

Cela dit, l'identification a été réalisée sur un diffractomètre (goniomètre) à compteur de marque **PHILIPS PW 1710**. L'anticathode de cuivre est alimentée par un courant de 30 mA, sous une tension de 40 KVolts.

Les différentes catégories de solides cristallins se définissent par des mailles élémentaires diverses. Alors, lorsqu'un faisceau monochromatique, de longueur d'onde  $\lambda$ , est généré par la raie  $K_{\alpha}$  du cuivre, sous une incidence  $\theta$  des rayons seront diffractés par les particules de ce solide.

Si on considère deux rayons parallèles, l'un d'eux devancera celui diffracté ; dès lors il y aura entre eux une **différence de marche**.

Pour que le rayonnement ne s'annule pas, il faut que la différence de marche soit égale à un nombre entier de fois la longueur d'onde. Ceci est traduit par la **loi de BRAGG** :

$$n \times \lambda = 2 d \sin \theta$$

n : ordre de réflexion.

$\lambda$  : Longueur d'onde incidente en Å°.

d : distance réticulaire en Å°.

$\theta$  : Angle de diffraction.

## Mode opératoire

L'argile séchée, est broyée finement avant toute analyse.

### I-2.2.3 Analyse de la surface spécifique par la méthode de B.E.T [30]:

Les trois savants (Brunauer, Emmet et Teller) proposent une théorie qui admet le dépôt successif de plusieurs niveaux de molécules qui forment une couche multimoléculaire.

Cela s'explique par les attractions entre les molécules adsorbées, ainsi que par l'attraction exercée par la surface du solide au-delà de la première couche multimoléculaire. L'adsorption à plusieurs couches est traitée comme une condensation liquide-vapeur en se superposant à l'adsorption de la première couche.

Ces trois auteurs ont généralisé l'équation de Langmuir en admettant que l'adsorption correspond à plusieurs adsorptions monocouches, se comportant donc comme si elle était tout seule. La relation proposée est de la forme :

$$m = \frac{m_0 A}{(1-x)[1-x(1+A)]}$$

Avec  $A$  une constante,  $x$  la pression relative ( $x = \frac{P}{p_0}$ ),  $p_0$  la pression de vapeur saturante de l'adsorbant.

$m_0$  : la quantité de gaz nécessaire pour que toute la surface d'un gramme d'adsorbant soit recouverte d'une couche monomoléculaire.

$m$  : la quantité de gaz qui recouvre la surface d'un gramme.

L'appareil BET (**Voir Annexe II**) par injection d'azote peut nous donner plusieurs informations sur la morphologie des échantillons d'argiles analysés. Et selon plusieurs théories et corrélations on peut tirer une diversité d'informations. Dans le cadre de notre travail, on présente les résultats suivants :

Il est préférable de présenter des graphiques ou tableaux de synthèse (plusieurs cas). Nous avons des informations sur les échantillons suivants :

- contaminé,
- différentes granulométries,
- bentonite,

### I-2.2.4 mesure de la perméabilité et la porosité des pastilles [30]:

#### a) Procédure de mesure de la porosité :

Il comporte deux étapes :

1) D'abord la mesure du volume solide pour l'échantillon ( $v$ ), d'où on mesure le volume de la chambre vide ( $v_1$ ) puis le volume de la chambre plus l'échantillon ( $v_2$ ) où :  $v = v_1 - v_2$

2) mesure du volume total ( $v'$ ):

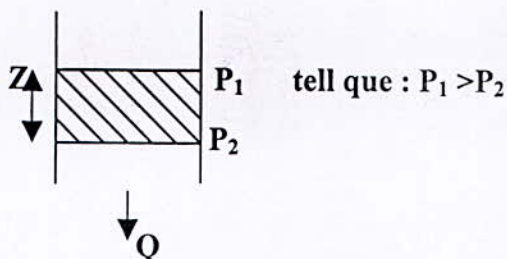
Premièrement on mesure le poids du liquide ( $P_1$ ), ensuite on immerge notre échantillon et on note le poids ( $P_2$ ) de telle façon que  $P_2 > P_1$ .  $P_2 - P_1$  est le poids immergé  $P$ .

$$v' = \frac{P}{d_{Hg}} \quad (\text{pour une température donnée})$$

D'où la porosité :  $\varepsilon = \frac{v'}{v} \times 100$

**b) Procédure de mesure la perméabilité ( $k$ ):**

La mesure de la perméabilité est basée sur la loi de Darcy qui postule que lorsqu'un fluide s'écoule à travers un lit poreux on admet que le volume débité est proportionnel à la charge et inversement proportionnel à l'épaisseur de la couche traversée.



$$Q = K \times \frac{\Delta P}{Z}$$

Avec :  $\Delta P = \text{charge motrice} = P_2 - P_1$

$Z$  : épaisseur du lit.

On définit la vitesse en fût vide (sans milieu poreux)  $U_m$  :

$$U_m = Q / \Omega$$

$Q$  : débit volumique.

$\Omega$  : la section de la conduit.

Plusieurs expériences effectuées par Darcy, ont permis d'établir l'équation entre  $\beta_0$  et  $U_m$  :

$$U_m = \frac{Q}{\Omega} = \frac{k}{\eta} \cdot \frac{\Delta P}{Z} \Rightarrow k = \frac{U_m \eta Z}{\Delta P}$$

$\eta$  : viscosité dynamique (PI)

Note :  $[k] = \text{Darcy}$

$$1 \text{Darcy} = 0.987 \cdot 10^{-8} \text{ cm}^2$$



### I-2.3 Propriétés physico-chimiques des argiles

L'aspect structural de nos argiles étant dégagé, on s'attellera sur celui physicochimique, afin de comprendre le phénomène de l'inhibition et le comportement des argiles en solution.

Pour cela on étudiera :

- ❖ La capacité d'échange cationique CEC, de l'argile.
- ❖ L'influence de la granulométrie sur la CEC.
- ❖ L'humidité.

#### I-2.3.1 La capacité d'échange cationique CEC [31]

Les argiles sous forme compacte, constituent le plus souvent la couverture étanche du réservoir. Pour ne pas affecter l'efficacité de la récupération de l'huile, on se doit de quantifier le pouvoir réactif des argiles, notamment par la mesure de la CEC, qui est proportionnelle au paramètre gonflement de ces dernières.

##### Présentation de la méthode

Les cations compensateurs ont la propriété d'être échangeables par d'autres ; plus ils sont chargés, plus l'échange d'ions sera total dès le premier contact. Cette propriété est quantifiée par la CEC, caractéristique de chaque type d'argile; elle s'exprime généralement en milliéquivalents de cations échangeables rapportés à 100 g d'argile.

L'agent de dosage utilisé est le chlorure de cobaltihexamine [ $\text{Cl}_3 \text{CO}(\text{NH}_3)_6$ ]. C'est un sel jaune orangé dont les solutions aqueuses sont dosées par colorimétrie, à une longueur d'onde de 4700 Å ; en se référant à une solution étalon de 0.045 N, contenant 4 g/l de [ $\text{Cl}_3\text{CO}(\text{NH}_3)_6$ ]. Au-delà de cette concentration, la relation entre la densité optique et celle-ci cesse d'être linéaire.

##### Mode opératoire

- La solution étalon (0.045 N) est dosée au préalable, afin d'avoir une densité optique (DO) de référence.
- Ajouter 2 g d'argile décontaminée à 100 ml de solution (0.045 N).
- Après un temps de contact de 1 h, avec agitation intermittente, la solution est filtrée puis dosée, obtenant ainsi, une atténuation de la DO.

##### Méthode de calcul pour déterminer la CEC

$$\text{atténuation} = \frac{DO_e}{DO_{af}}$$

Quantité d'ions introduite ( $Q_i$ )

$$Q_i = \frac{0.045 \times V}{1000} \quad \text{meq}$$

Quantité retrouvée ( $Q_r$ )

$$Q_r = \text{atténuation} \times Q_i \quad \text{meq}$$

Quantité fixée ( $Q_f$ )

$$Q_f = Q_i - Q_r \quad \text{meq pour 2 g d'argile}$$

La capacité d'échange cationique de cette argile est donc :

$$CEC = Q_f \times 50 \quad \text{meq/100g d'argile}$$

DOe : densité optique de la solution étalon.

DOaf : densité optique de la solution après filtration.

V : volume de la solution de cobaltihexamine utilisé pour l'expérience (100 ml).

### **I-2.3.2 Influence de la granulométrie sur la CEC**

Pour étayer cette caractéristique, on reproduit la même expérience de la CEC sauf pour l'échantillon d'argile.

Argile, qui sera broyée puis passée sur plusieurs tamis afin d'avoir différentes granulométries.

### **I-2.3.3 Humidité :**

*Procédure :*

-Peser 10g d'échantillon en poudre sur un verre à montre.

-Sécher dans un Etuve réglable à 105°C, suivre l'évolution de la masse pendant le temps jusqu'à un poids constant.

$$\%H = \frac{m_2 - m_1}{m_2} \times 100$$

H : humidité.

$m_1$  : masse de l'échantillon après séchage.

$m_2$  : masse de l'échantillon avant séchage.

# Résultats et discussions

## II Résultats et discussions

### II-1 Caractérisation des fluides de forage :

Les formulations des systèmes de boues présentées pour une éventuelle sélection, sont notifiées dans le tableau ci-dessous :

Tableau II-1 : Formulations des différentes boues de forage

Systèmes des boues utilisés					
	Sys silicates de sodium (SNa) en %massique	Sys PHPA (PHPA) en %massique	Sys glycol (GLY) en %massique	Sys silicate+ Bentonite en %massique	Boue a base d'huile en %massique
<b>Formulation</b>	Eau 91.74 %	Eau 92.71 %	Eau 92.71 %	Eau 89.30 %	Gas oil 41.45 %
	Silicate 1.37 %	Xanthane 0.44 %	Bio PAQ 1.32 %	Mosta 2.65 %	NaCl 52.63 %
	KCl 5.46 %	Flotrol 1.10 %	GEM 0.33 %	Silicate 1.34 %	Chaux 2.54 %
	PAC 1.09 %	KCl 5.51 %	KCl 5.51 %	KCl 5.31 %	Versatrol 1.27 %
	Xanthane 0.327 %	PHPA 0.22 %	XCD 0.16 %	PAC 1.06 %	VG_69 0.42 %
				Xanthane 0.31 %	Versacot 1.01 %
				Versamul 0.68%	

#### II-1.1 Nomenclature

Ces formulations contenant des ingrédients indiqués par leurs noms commerciaux, le tableau II-2 ci-dessous apporte quelque précision sur leur nature et le rôle joué dans la formulation :

Tableau II-2 : identification des divers constituants des boues utilisées

Constituions	Spécificité	Familles polymères
Silicate de Sodium (SNa)	Inhibiteur d'argile	Polymère minéral lamellaire
PAC L	Réducteur de filtrat	Poly anioniques celluloses (famille des polysaccharides)
Xanthane, Flovis	Viscosifiant	Dérivés celluloses (famille des polysaccharides)
XCD (xanthane)		
Flotrol	Réducteur de filtrat	
Glycol (GEM)	Inhibiteur d'argile	Polyol (famille des polyalkylene glycol)
BIOPAQ	Réducteur de filtrat	Dérivés celluloses

PHPA	Inhibiteur d'argile	Polyacrylamides partiellement hydratés
Versatrol	Réducteur de filtrat	
Versacoat	Emulsifiant	
Versamul	Emulsifiant	
VG 69	Viscosifiant	

### II-1.2 Caractéristiques rhéologiques et physicochimiques des fluides de forage:

Afin d'étudier le comportement des systèmes précités, leurs rhéogrammes ainsi que leurs caractéristiques rhéologiques sont notifiés dans la figure et le tableau ci-dessous :

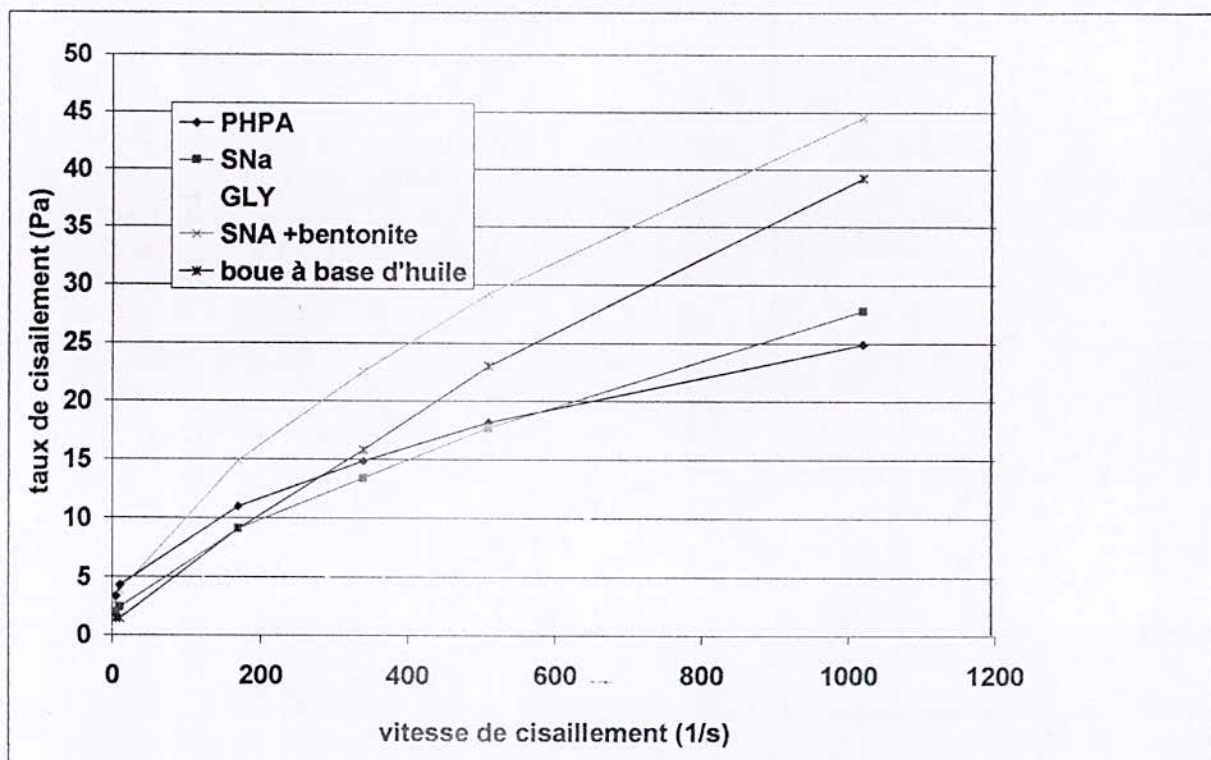


Figure II-1 : Rhéogrammes des différents systèmes de fluides de forage utilisés

#### Commentaires :

Contrairement à ce qui est souvent cité dans la littérature, où les fluides de forage sont assimilés à des fluides idéaux de Bingham [2] ; ceux utilisés dans la présente étude exhibent plutôt un comportement plastique fluidifiant [10,12] avec un seuil d'écoulement.

Ce dernier terme indique qu'ils s'écoulent à partir d'une certaine valeur de contrainte  $\tau_c$ . Au repos, le liquide possède une structure tridimensionnelle rigide ; le seuil d'écoulement correspond à l'énergie nécessaire pour casser cette structure. Au-delà, l'écoulement s'effectue sous l'effet de la contrainte effective  $(\tau - \tau_c)$  [12].

Nous remarquons une différence dans les valeurs de taux de cisaillement pour les différentes vitesses de cisaillement ainsi que le fluide préparé avec la bentonite a des valeurs importantes de contrainte de cisaillement.

**Tableau II-3** Caractéristiques des boues de forage

	Caractérisation des boues de forage						
	Filtrat (ml)	VP (Cp)	VA (Cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	G0/G10	densité	PH
Sys SNa	09	21	29	16	7/8	1.07	8.5-9
Sys GLy	11	11	14.5	07	3/3	0.96	8.5-9
Sys PHPA	07	14	26	24	07/07	0.98	8.5-9
Sys SNa+ Bentonite	07.5	32	46.5	29	06/07	1.17	8.5-9
Sys à base d'huile	06	34	41	14	03/04	0.93	8.5-9

**Commentaires :**

Nous remarquons des valeurs acceptables de filtrat pour l'ensemble des systèmes, des viscosités et des yields importantes pour le système silicate avec bentonite ainsi que pour celui à base d'huile.

**II- 2 Préparation et caractérisation du cutting :**

**II-2.1 Tamisage et mesure de l'humidité :**

Nous avons utilisé des déblais remontés lors de forages. Nous les avons séchés à 105°C puis broyés et tamisés. Quatre granulométries ont «été sélectionnées :

$36 < d < 100 \mu m$	$100 < d < 200 \mu m$	$200 < d < 800 \mu m$	$d > 800 \mu m$
----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------

Nous avons pris 10g de chaque granulométrie et 10g de mélange des quatre granulométries et nous les avons mis à l'étuve à 105 °C, nous avons suivis l'évolution de leurs masse en fonction du temps jusqu'à ce que la masse se stabilise, la figure ci-dessous indique le taux d'humidité des différentes fractions granulométriques

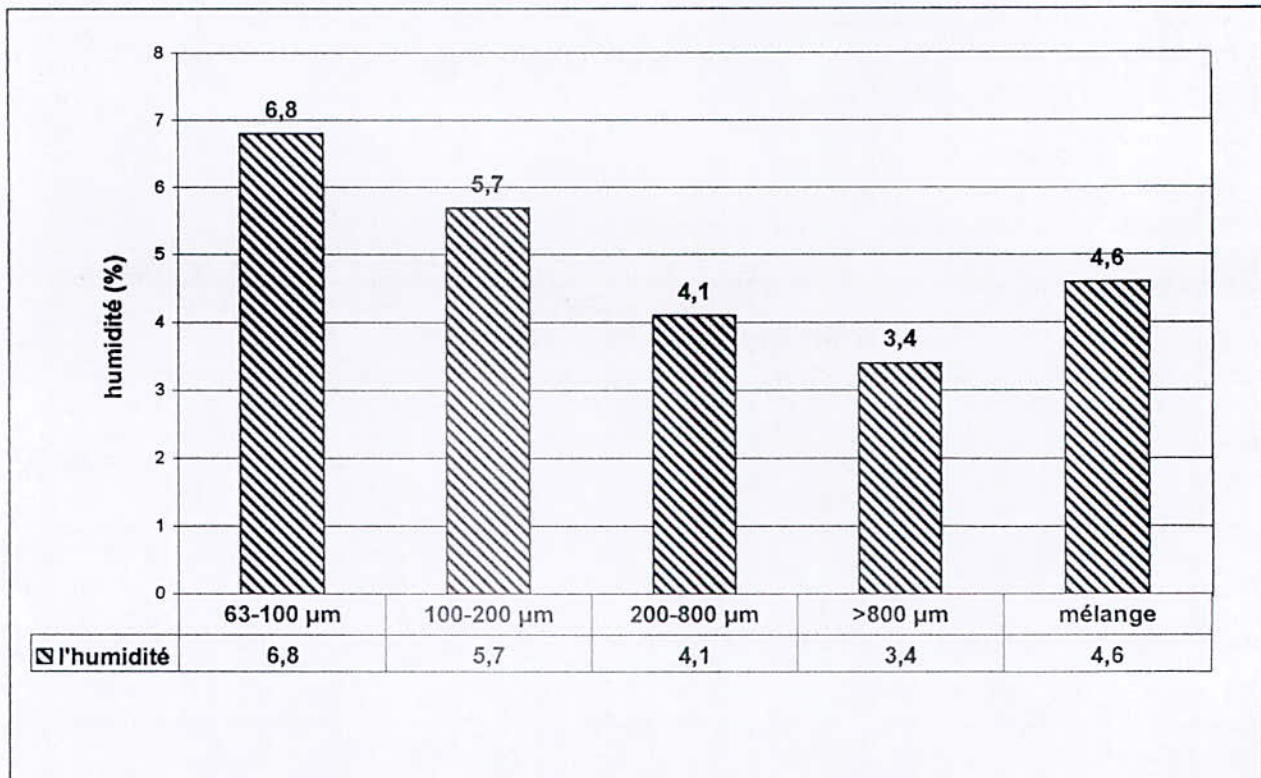


Figure II-2 : humidité des différentes granulométries

### Commentaires :

Nous remarquons que l'humidité diminue quand le diamètre des particules augmente, Cela s'explique par le fait que plus les particules sont petites, plus elles offrent de surface de contact aux molécules d'eau, la surface spécifique d'une particule étant reliée à la surface extérieure par la relation [31] :

$$a_p = \frac{A_p}{V_p}$$

$A_p$  : surface extérieure de la particule.

$V_p$  : volume de la particule.

$a_p$  : surface spécifique de la particule

### II-2.2 Préparation des Pastilles :

Dans notre travail, nous avons cherché à voir l'évolution des propriétés de filtration. Pour cela, nous avons simulé des formations par des pastilles préparées à partir des quatre fractions granulométriques indiquées plus haut. Nous élaborons deux types de pastille :

- 1-Pastille à formation homogène.
- 2- Pastille à formation hétérogène.

Nous donnons en **Annexe II** le protocole de préparation des pastilles et le type de presse utilisé.

### II-2.3 Caractérisation du cutting :

#### II-2.3.1 Diffraction rayon X (DRX)

L'analyse de l'échantillon d'argile par Diffraction des rayons X a donnée les résultats suivants :

*Table II-4 : Composition Minéralogique des argiles*

	Kaolinite	Illite	Chlorite	Interstrat. I-M	Somme min argil.	Quartz	Calcite	Dolomite	Anhydrite	Barytine	Halite	Total min nonargil
Composition	5	70	5	20	13%	19	6	8	13	11	30	87%

#### Commentaires :

L'analyse des résultats obtenus montre que notre échantillon contient 13% d'argiles (100-87). On note la présence prédominante de l'illite, I.M ainsi que de la Kaolinite et Chlorite. Pour les minéraux non argileux, on note la présence de la halite (sel) qui peut être issue de la phase dispersée d'une saumure saturée. On note aussi la présence des minéraux suivants : quartz, anhydrite, baryte, et carbonates (calcite et dolomite).

#### II-2.3.2 Analyse de la surface spécifique par la méthode de B.E.T :

L'analyse de la surface spécifique des différents échantillons a montré que la surface spécifique augmente lorsque le diamètre des particules diminue (voir tableau : **Annexe II**), et comme nous savons la surface de contact est grande pour des particules à faible diamètres d'où elle favorise une meilleur adsorption des molécules d'azote.

Ajoutant que le volume d'azote cumulé à travers les pores est proportionnelle au diamètre des pores (voir figure : **Annexe II**) pour différentes échantillon analysées.

Sur la figure nous remarquons que :

- le volume d'azote cumulé dans les pores pour la bentonite est le plus faible ;
- l'échantillon contaminé présente une augmentation de volume cumulé avec l'augmentation du diamètre des pores puis nous avons enregistré une stabilisation du volume (à partir  $d=15 \text{ \AA}$ ) ;
- dans le cas du cutting séché, le volume cumulé dans les pores est supérieur à celui pour la bentonite et cutting contaminé.
- Pour les différentes granulométries, nous avons enregistré des valeurs proches en volume d'azote cumulé pour (100-200 $\mu\text{m}$ ) et (63-100  $\mu\text{m}$ ), pour l'échantillon (200-800  $\mu\text{m}$ ) nous avons enregistré un volume cumulé supérieur par rapport au deux autre granulométrie.



### **II-2.3.3 Analyse microscopique des pastilles :**

A l'aide de la microscope électronique nous avons analysé trois pastilles homogènes compactées sous une force  $F=20\text{ KN}$  :

- 1- pastille soumise au test de filtration du système silicate de sodium.
- 2- pastille soumise au test de filtration du système glycol.
- 3- pastille n'ayant subie aucun test.

*Note :*

*Partie1 : la surface supérieur de la pastille (surface en contact avec le fluide de forage)*

*Partie2 : la surface inférieure de la pastille.*

1) **Système silicaté homogène; (Voir Annexe IV)  $F=20\text{KN}$ :** deux parties ont été analysées

#### **Partie 1: Abondance de Sels**

Cet échantillon a montré une concentration de sel (halite, Na Cl) qui se présente soit sous forme de cristaux cubiques, soit sous forme complètement dissoute.

#### **Partie 2 : Peu de Sels**

Il a montré la présence de Quartz ( $\text{SiO}_2$ ) et d'une structure mamelonnée, il s'agit d'argile oxydée.

Les sels ont été observés mais en faibles concentrations.

2) **Système glycol homogène; (Voir Annexe IV)  $F=20\text{KN}$ :** deux parties ont été analysées

#### **Partie 1: Abondance de Sels**

Cet échantillon a montré une abondance de sels (Na Cl) et la structure mamelonnée (argile oxydée).

#### **Partie 2: Peu de Sels**

Dans cette partie il a été observé une faible concentration de sel et des argiles de type illite filamenteuse.

3) **Formation;(Voir Annexe IV)  $F=20\text{ KN}$**

Cet échantillon a montré une structure très compacte, ce qui a rendu difficile toute différenciation entre les éléments.

II-2.4 Capacité d'échange cationique (CEC) :

Les résultats des mesures de CEC du cutting, déterminée par dosage au sel de chlorure de cobaltihexamine pour différentes fractions granulométriques, sont portés sur la figure ci-dessous :

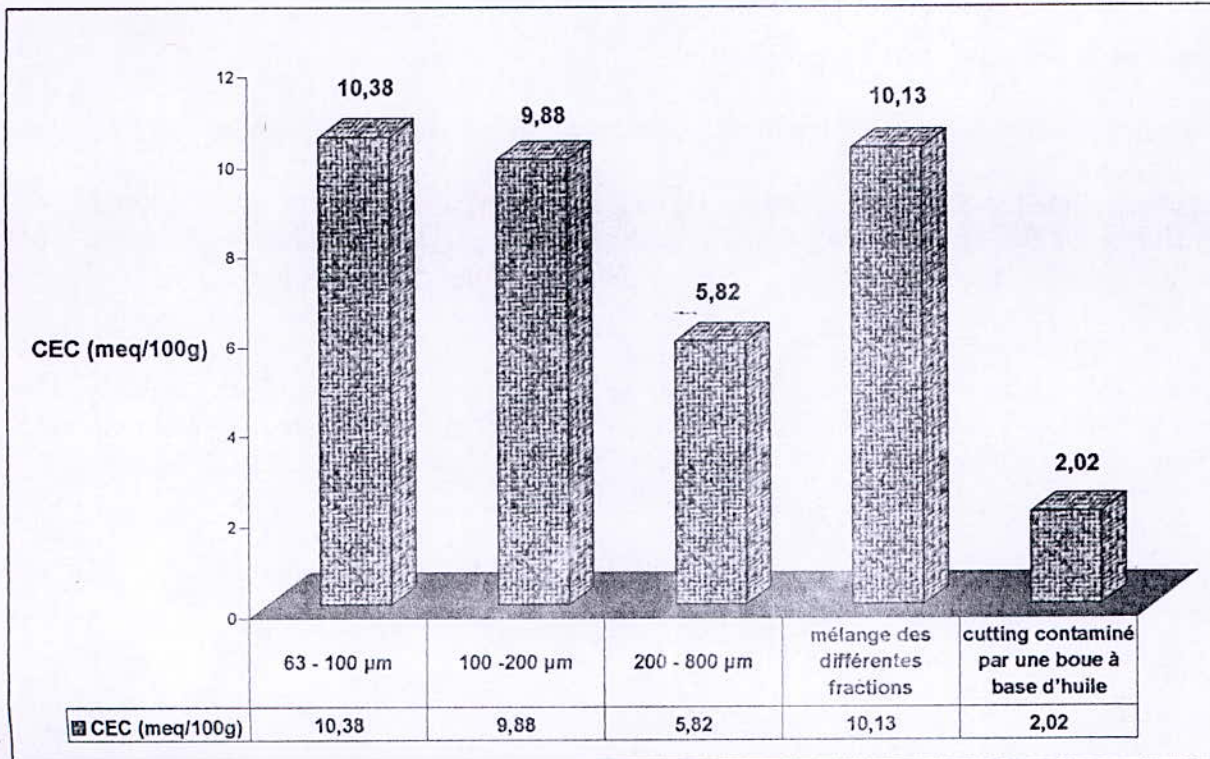


Figure II-3 évolution de la CEC en fonction de la granulométrie de l'argile comparant avec celle de cutting séché et contaminé

Commentaires :

Nous constatons que la CEC diminue quand l'étendue de la gamme granulométrique augmente.

En effet, dans les deux types de couches (tétraédrique et octaédrique), les charges électriques non compensées par l'oxygène sont équilibrées par des cations (Ca<sup>+</sup>, Mg<sup>++</sup>, K<sup>+</sup>, Na<sup>+</sup>, H) fixés en surface et facilement échangeables avec des cations de la solution [20].

Les minéraux argileux, souvent à charges négatives, s'entourent facilement d'un cortège de molécule d'eau H<sub>2</sub>O. L'eau est adsorbée fortement du fait de son caractère dipolaire. Cette adsorption induit un gonflement des argiles, surtout de la Montmorillonite à grande surface interne (800 m<sup>2</sup>/g), beaucoup moins dans le cas de la Kaolinite (50 m<sup>2</sup>/g) [Moorlock et Highley, 1991].

En fonction de la force relative de leur fixation, les ions liés aux argiles peuvent être échangés contre d'autres ions [32].

Ainsi, le fractionnement des feuillets augmente la facilité de migration des cations à travers l'espace interfoliaire, augmentant de la sorte la surface de contact et par conséquent, la capacité d'échange cationique.

Par conséquent, la CEC des argiles est inversement proportionnelle à la taille des particules d'argile en solution. Cela est dû à l'augmentation de la surface spécifique présentée par ces derniers.

La deuxième conséquence qui nous pouvons tirer est que la CEC des cuttings séchées est supérieure à celle contaminé par le gas-oil, que l'on peut expliquer par le fait que le cutting contaminé est saturé par des molécules organiques provenant du gas-oil et autres additifs (tensio-actifs, réducteur de filtrat,...) fortement adsorbées [33]

### II-3 mesure de la porosité et de la perméabilité :

Dans nos expériences de filtration nous avons travaillé avec trois compactions (20 KN, 40 KN et 60 KN).

Dans la petite cellule montrée dans l'Annexe II, nous avons préparé des petites pastilles pour mesurer leurs porosité et perméabilité à l'aide de porosimètre et perméamètre et avons comparé les valeurs enregistrées avec celles obtenues lors des test de filtration de nos systèmes de boue

Les tableaux ci-dessous nous donnent l'évolution de la perméabilité pour les deux systèmes (SNa et GLY), d'une pastille à formation homogène en fonction de différentes forces de compaction et débits volumiques.

F=20KN

Tableau II-5 évolution de la perméabilité pour différents systèmes comparée avec celle obtenue à l'air ( $k=19.86$  mdarcy)

Les débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.01	0.0033	0.0066	0.0033	0.0067	0.0017
k (Sys SNa) (mdarcy)	0.258	0.085	0.17	0.085	0.17	0.044
Les débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.01	0.0033	0.0067	0.0033	0.0017	0.0017
k (Sys GLY) (mdarcy)	0.075	0.025	0.050	0.025	0.013	0.013

Note : dans le perméamètre l'écoulement se fait à l'aide de l'air.

F=40KN

Tableau II-6 évolution de la perméabilité pour différents systèmes comparée avec celle obtenue à l'air ( $k=8.86$  mdarcy)

Débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.004		0.002		0.002	
$k$ (Sys SNa) (mdarcy)	0.054		0.022		0.032	
Débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.01	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
$k$ (GLY) (mdarcy)	0.037	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012

F=60KN

Tableau II-7 évolution de la perméabilité pour différents systèmes comparée avec celle obtenue à l'air ( $k=7.38$  mdarcy)

Débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.008		0.004		0.004	
$k$ (Sys SNa) (mdarcy)	0.071		0.036		0.036	
Débits volumiques ( $cm^3/s$ )	0.003	0.007	0.003	0.003	0.005	0.002
$k$ (GLY) (mdarcy)	0.008	0.017	0.008	0.008	0.012	0.004

Note : -la viscosité dynamique du système aux SNa,  $\eta=0.13$  Pa.s  
 -la viscosité dynamique du système aux GLY,  $\eta=0.038$  Pa.s

-Le tableau II-8 ci-dessous nous donne l'évolution de la porosité pour différentes forces de compaction :

Tableau II-8 évolution de la porosité en fonction de la pression de compaction

Force de compaction (KN)	20	40	60
$\epsilon(\%)$	7.07	6.58	6.03

**Commentaires :**

La conclusion générale que nous pouvons tirer est que la perméabilité à l'air est supérieure à celle aux fluides de forage (système aux SNa et au GLY) et d'autre part la perméabilité dépend de la force de compaction et du débit d'écoulement du fluide.

Nous observons également que la perméabilité au système GLY est inversement proportionnelle à la force de compaction, tandis que pour le système aux SNa nous remarquons une dispersion des valeurs de la perméabilité qui ne permet pas de dégager de tendance précise.

**II- 4 Influence de la pression de compaction et de la nature de la pastille :**

La figure II-4 ci-dessous nous donne l'évolution du volume de filtrat pour les trois systèmes (SNa, GLY et PHPA) pour différentes pressions de compaction.

Formation homogène ( $e= 4mm$ )

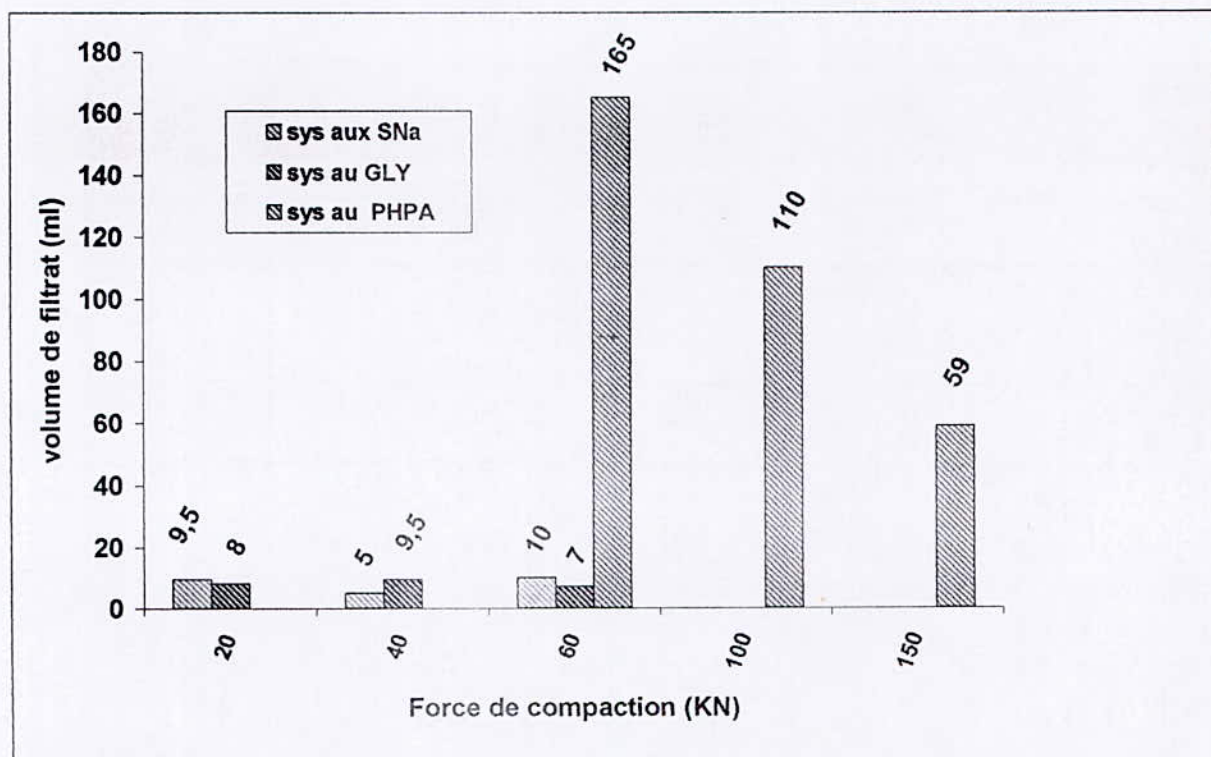


Figure II-4 évolution du volume de filtrat pour différents systèmes et différentes pressions de compaction.

Commentaires :

Comme nous avons indiqué plus haut, la force de compaction à une influence significative sur la perméabilité, ce qui est montré sur la figure.

Pour le système PHPA le volume du filtrat est inversement proportionnelle à la force de compaction. D'autre part, même pour des forces de compaction élevés le volume de filtrat reste supérieur a celle des deux autres systèmes (SNa.GLY), ce qui nous permet de dire que le PHPA n'est pas un bon inhibiteur d'argile.

Pour les deux autres système (SNa et GLY) le volume de filtrat est faible à faible force de compaction.

Formation hétérogène (e= 4mm)

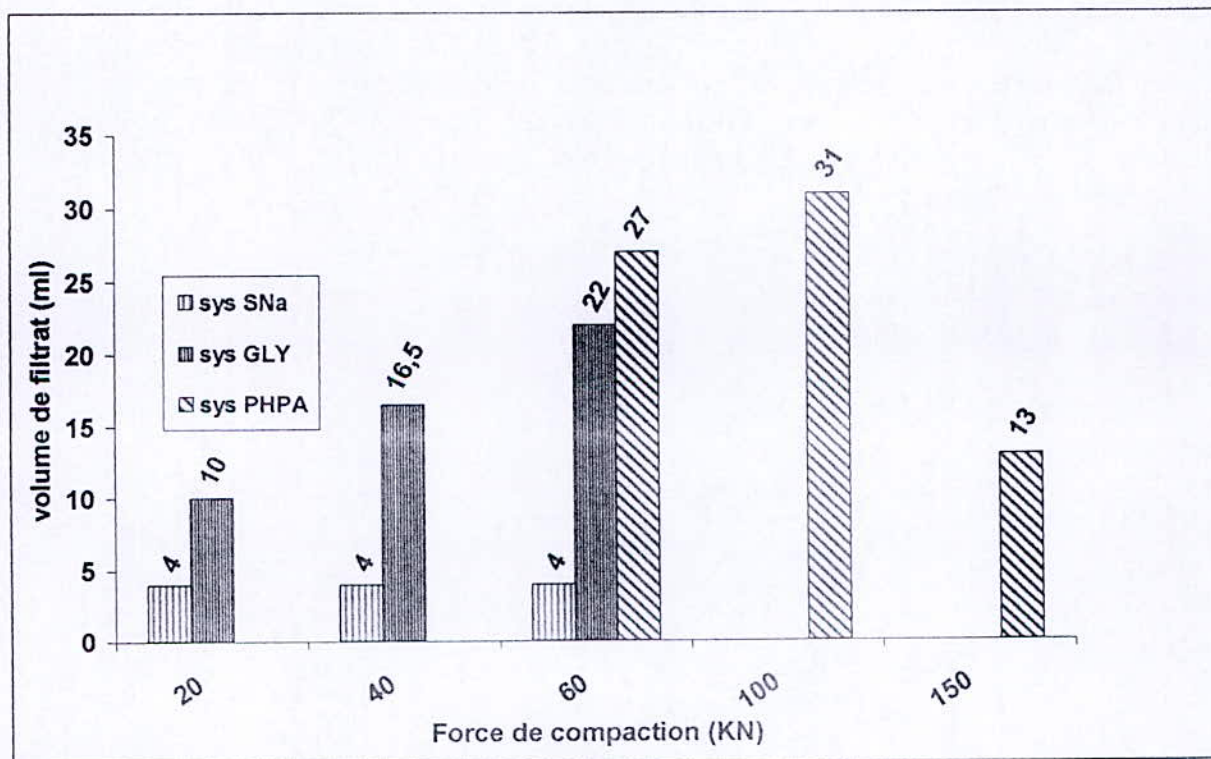


Figure II-5 : évolution du volume de filtrat pour différents systèmes et différentes force de compaction

Commentaires :

Pour le cas d'une pastille hétérogène nous remarquons qu'il n'y a pas de relation claire entre le volume de filtrat et la force de compaction pour les deux systèmes (PHPA, GLY). Cela est dû en premier lieu au fait qu'on ne peut pas reproduire deux pastilles exactement identiques du point de vue de la répartition granulométrique. Nous pouvons tout de même conclure qu'aux forces de compaction élevées, le volume de filtrat reste élevé pour le système PHPA.

## Résultats et discussions

La force de compaction n'a pas une importante influence sur le système SNa, le volume de filtrat ne varie pas beaucoup pour les trois forces de compaction appliquées, tandis qu'il augmente proportionnellement avec la force de compaction pour le système GLY.

Si l'on compare les résultats obtenus pour une formation homogène par rapport à ceux obtenus pour une formation hétérogène, nous constatons que :

- pour les systèmes PHPA et silicate de sodium les volumes de filtrat pour une pastille hétérogène sont plus faibles que ceux pour une pastille homogène.
- pour le système glycol les volumes de filtrat pour une pastille hétérogène sont plus élevés que ceux pour une pastille homogène.

### II- 5 Influence de la température sur les propriétés de filtration :

Pour l'évolution des propriétés de filtration en fonction de la température des fluides de forage, nous avons sélectionné deux systèmes (systèmes aux SNa et au GLY) qui nous ont donné de faibles volumes de filtration à une pression de compaction élevée de la pastille.

**Note :** pour le système aux silicates de sodium nous avons travaillé sur une pastille à formation homogène (donne un volume de filtrat élevée par rapport à l'hétérogène) et pour le système au glycol sur une pastille à formation hétérogène (donne un volume de filtrat élevée par rapport à l'hétérogène).

Système au glycol :

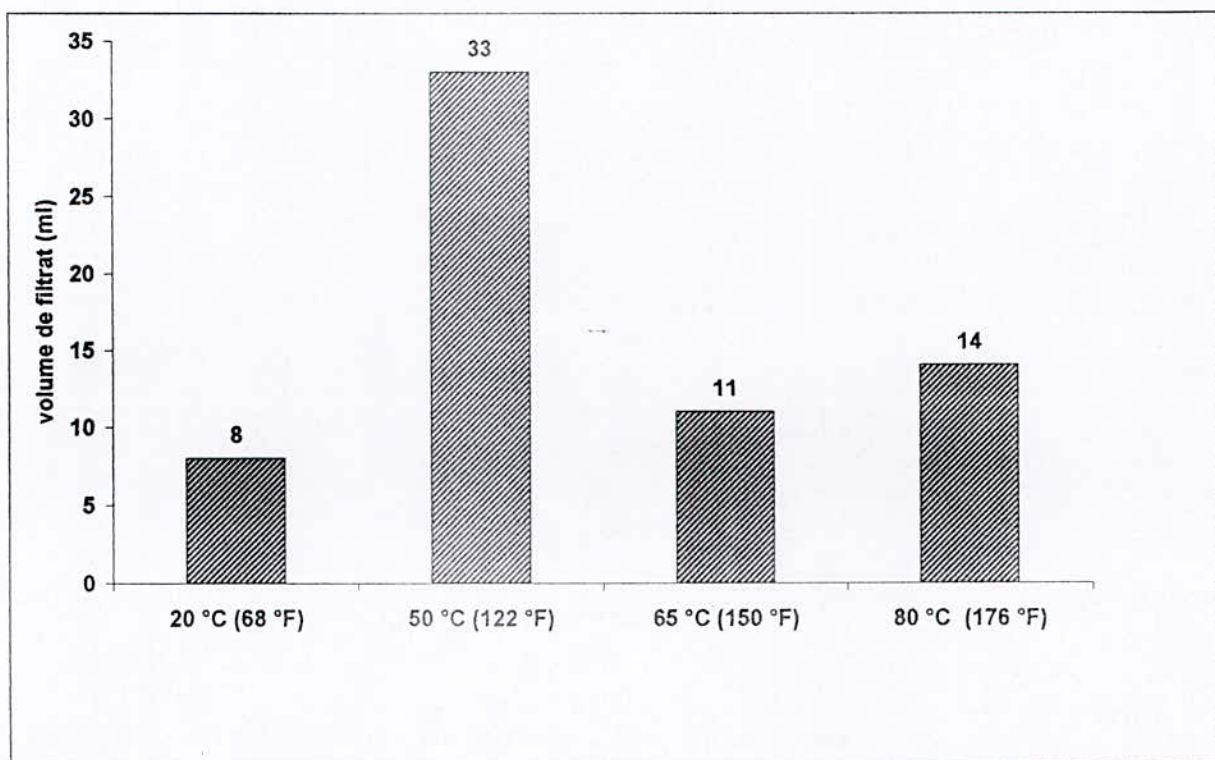


Figure II-6 évolution du volume de filtrat en fonction de la température de la boue au glycol (Pastille hétérogène,  $F=20$  KN)

Tableau II-9 : évolution de la masse du cake en fonction de la température

Température (°C)	50	65	80
Masse du cake (g)	7.63	2.21	2.35

Remarques

En premier lieu, on note une augmentation du volume de filtrat avec la température. Pour la température de 50 °C, on note une valeur importante du filtrat (33 ml). On note aussi une masse importante du cake à cette température.

Système aux silicates de sodium :

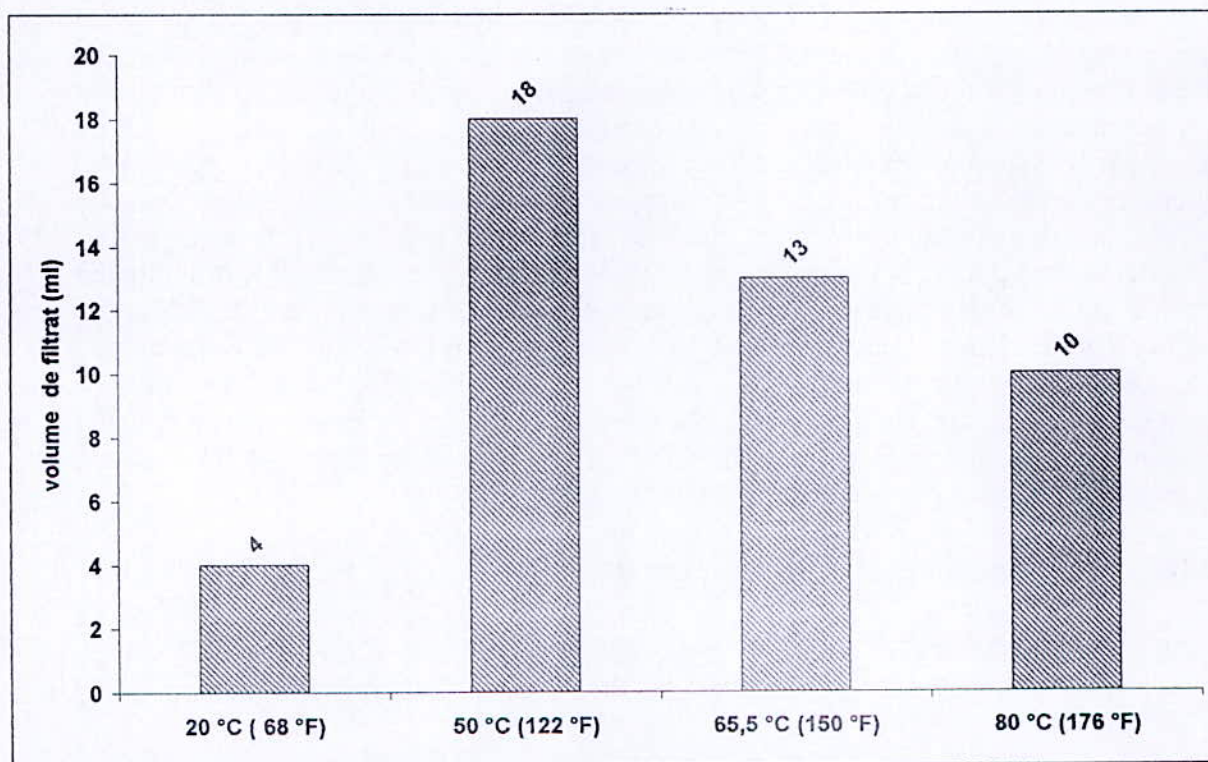


Figure II-7 évolution du volume de filtrat en fonction de la température de la boue aux SNa 1.37 % (Pastille homogène, F=20 KN)

Tableau II-10 : évolution de la masse du cake en fonction de la température

Température (°C)	50	65	80
Masse du cake (g)	13.08	5.55	3.47

Remarques :

Un phénomène presque similaire est obtenu pour le système aux silicates à la température de 50 °C, pour une pastille de formation homogène pour laquelle on constate que le volume de filtrat diminue pour les températures élevées.



**Commentaires :**

Une masse importante du cake a été aussi observée à cette température. Pour le système au glycol la tendance du volume de filtrat est en croissance. Une valeur maximale du volume de filtrat est enregistrée à 50°C. On peut supposer l'effet du phénomène de trouble des molécules de glycol (Cloud point) dans cette plage de température et dans ce cas de mélange. Les micelles qui peuvent être formées dans cette température ont pu piéger quelques molécules d'eau présentes avec des polymères en solution. Un autre volume d'eau libre a pu s'infiltrer directement à travers le milieu poreux non homogène (présence de chemins préférentiels). De toute façon, il est difficile de donner une seule interprétation aux phénomènes qui surgissent en milieu poreux. Relativement, sous l'effet d'une faible pression (20 KN) un phénomène de compression dans un milieu chauffé avec une porosité de 7% on peut imaginer plusieurs scénarii.

Pour le cas des silicates, on note certainement un effet double de la température et des interactions importantes entre les argiles présentes et les ions de silicates (Il a été montré [34] la forte adsorption des silicates des argiles) sur le mécanisme de filtration. . On peut imaginer dans les conditions du mélange présent, l'adsorption totale des ions des silicates sur les argiles, et par conséquent un changement de l'état ionique de la solution, ce qui peut engendrer à des températures critiques, à un pourcentage de KCl donnée et pH du boue des forces d'interaction totalement différentes entre les molécules d'eau et les surfaces du solide. D'une façon générale, il est pratiquement impossible d'atteindre une homogénéité totale des pastilles. Ce qui a été démontré par les différences obtenues des valeurs de filtrat dans des essais similaires où on note une variation de 10 à 50%. La **MEB (voir Annexe IV)** a montré présence des sels sur la surface supérieur des pastilles, ce qui nous montre que l'augmentation de la température engendre des interactions moléculaires entre les molécules (KCl et silicates) ce qui empêche notre inhibiteur d'argile de s'adsorbé sur la formation et d'autre façon joue pas son rôle comme inhibiteur d'argile.

**II- 6 Influence de l'humidité sur les volumes de filtrat :**

Pour voir l'influence de l'humidité nous avons sélectionné deux systèmes (système au PHPA et aux silicates de sodium) pour lesquels le volume de filtrat est élevé. Nous avons fait varier le taux d'humidité en présence et en absence de sels (NaCl + CaCl<sub>2</sub>).

**Note :-** la force de compaction que nous avons choisis est  $F=60$  KN pour une pastille à formation homogène.

*-Puisque nous avons travaillé avec des pression en KN, il est indispensable de spécifier pour chaque mesure et donnée l'information sur le diamètre des pastilles pour revenir aux pressions en Bar. A Priori nous avons deux cas de diamètres.*

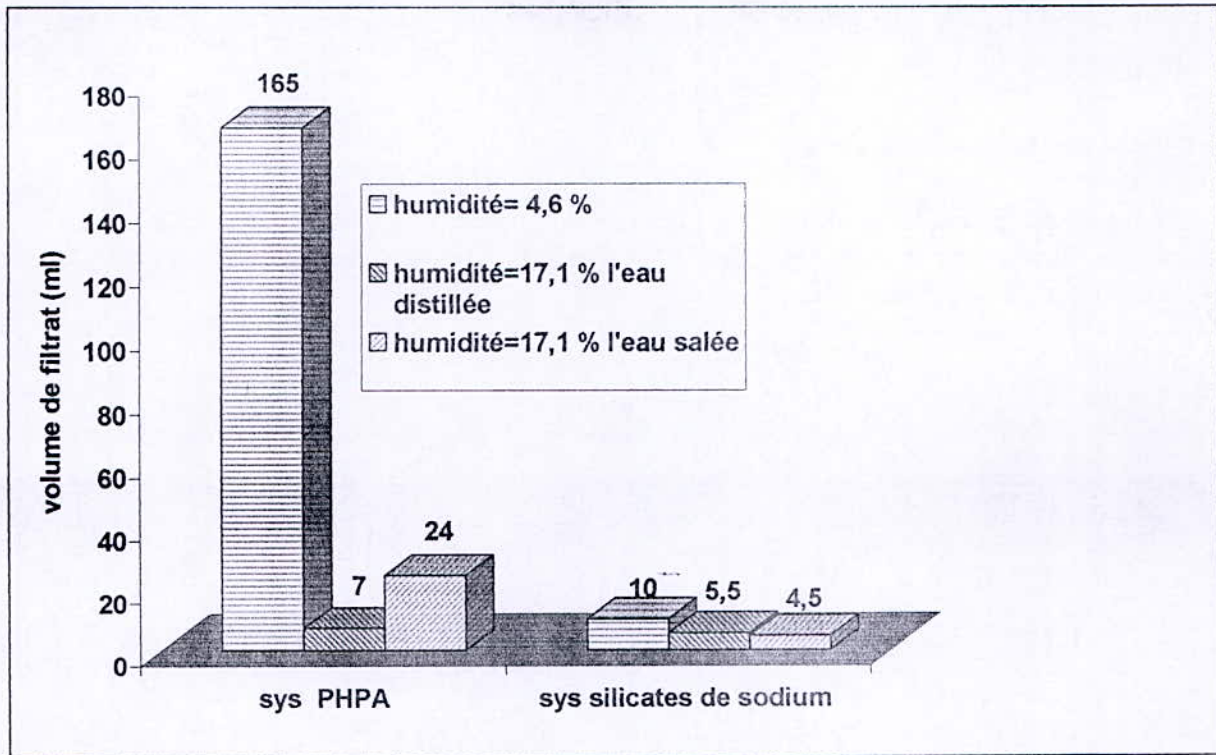


Figure II-8 évolution du volume du filtrat en fonction de l'humidité pour les deux systèmes (système aux SNa 1.37% et système au PHPA)

Tableau II-10 : évolution de la masse du cake en fonction de l'humidité

Différents systèmes	Humidité avec l'eau distillée PHPA	Humidité avec l'eau distillée SNa	Humidité avec l'eau salée PHPA	Humidité avec l'eau salée SNa
Masse du cake (g)	4.16	3.52	5.99	2.03

**Commentaires :**

La première observation montre l'obtention d'un volume important avec le système au PHPA par rapport à celui avec le glycol et les silicates. La même remarque peut être aussi observée si on analyse le comportement du système au PHPA pour des formations homogènes ou hétérogènes comparativement aux autres systèmes (voir figures II-4 et II-5).

Avec la présence des sels dans l'échantillon de pastille, le système au PHPA donne un volume supérieur par rapport à celui avec l'eau distillée. Cette différence peut être expliquée par l'effet des sels sur la floculation des argiles, et par conséquent la diminution du volume de liquide adsorbé.

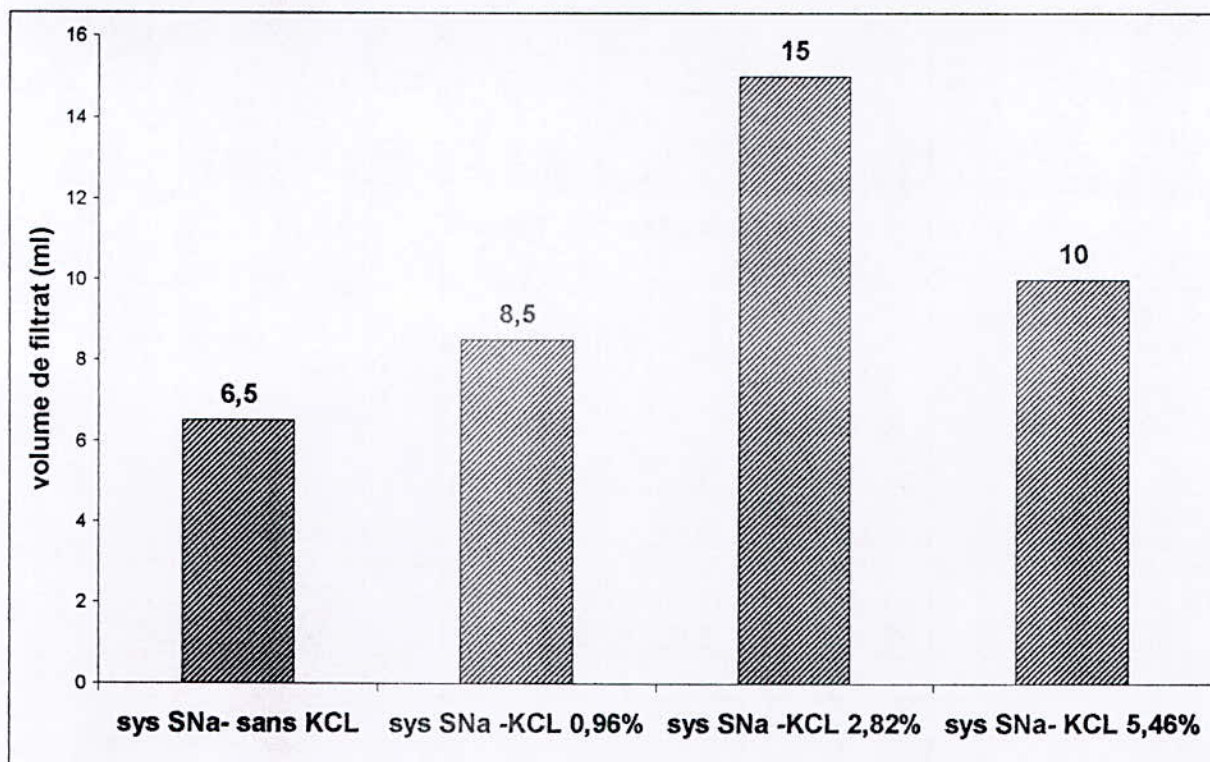
Pour le système aux silicates, les volumes sont assez faibles. Une légère différence du comportement par rapport à la qualité de l'eau (humidité par eau salée ou distillée) est constatée. Il ne faut pas négliger l'effet de l'uniformité improbable de la répartition des

argiles dans la pastille, la surface de contact avec les solutions et par conséquent l'influence sur les propriétés de filtration.

**I-7 Influence du % massique de KCl :**

La figure ci-dessous nous montre l'influence du pourcentage massique du KCl sur les propriétés de filtration pour le système aux SNa, qui nous a donné des faibles volumes de filtrat à des forces de compaction élevées.

*F=60 KN, formation homogène*



*Figure II-9 : évolution du volume du filtrat en fonction des différents pourcentages de Kcl*

*Tableau II- 11 évolution des différents paramètres du filtrat pour différents systèmes*

systemes	Sys SNa-sans Kcl	Sys SNa-Kcl 0.96%	Sys SNa-Kcl 2.82%	Sys SNa-KCl 5.46 %
PH du filtrat	6 -6.5	6 -6.5	6 -6.5	6 -6.5
Temps d'apparition de la première goutte du filtrat (s)	50	14	5	-

Commentaires :

Le KCl est souvent utilisé comme inhibiteur d'argile en mixture avec un polymère. Il a été montré l'effet des sels sur la qualité et la quantité du filtrat [35]. Les sels réduisent le volume du filtrat API et augmentent la viscosité pour la majorité des systèmes de fluides à base d'eau. Avec le système aux silicates on a remarqué une augmentation de la filtration avec la concentration en KCl et on note une forte augmentation pour la concentration de 2.82%. L'analyse du phénomène peut nous amener à supposer l'effet de la salinité et la concentration en silicates sur l'inhibition et par la suite sur les propriétés de filtration. Sur chantier par exemple, l'analyse des résultats obtenus [36], il a été remarqué l'utilisation d'une concentration variable de 1 à 14% en KCl pour une concentration en silicates variable. Quatre essais sur puits ont montré qu'une concentration de 2 à 5 % en KCl est largement suffisante pour l'inhibition de la formation traversée avec une concentration en silicates variant de 40 à 74 Kg/m<sup>3</sup>. Ces concentrations sont aussi liées au pH du milieu.

L'expérience suivante cherche à déterminer la concentration optimale à utiliser pour obtenir de bonnes propriétés de filtration.

II-8 Influence du % massique du silicate de sodium :

La figure ci-dessous nous montre l'influence du pourcentage massique du silicate de sodium sur les propriétés de filtration pour le système SNa.

*F=60 KN, formation homogène*

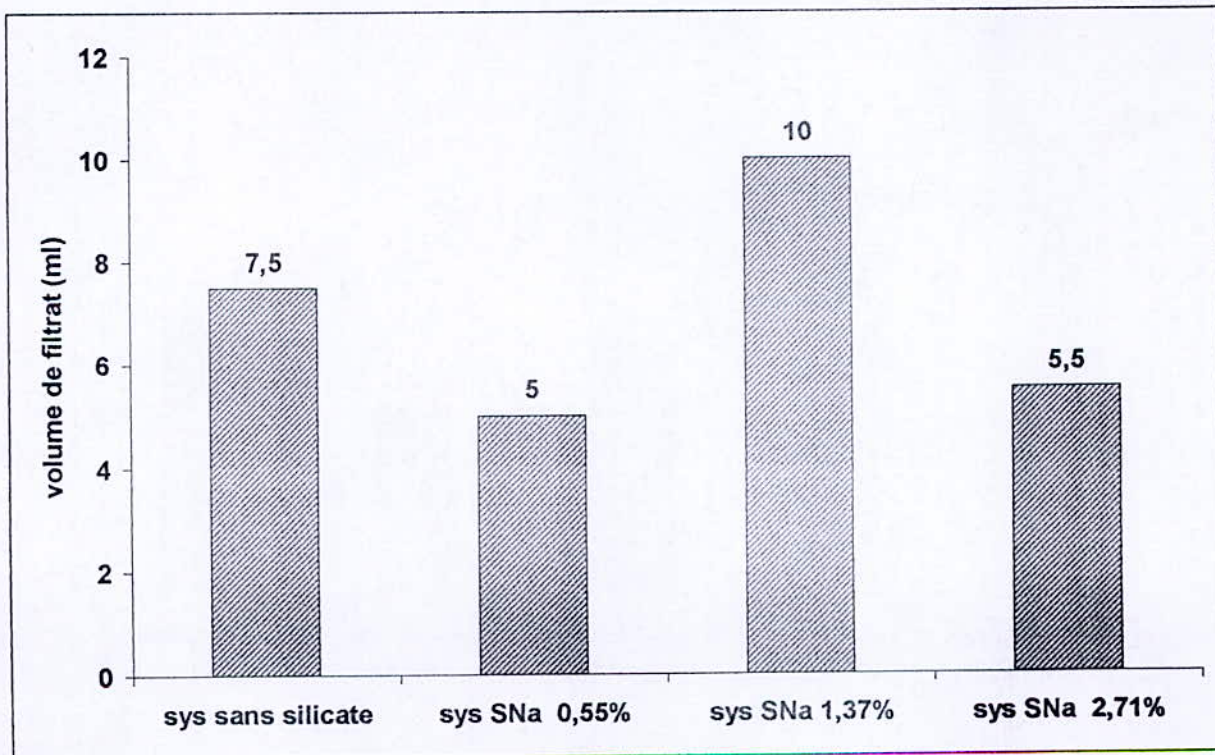


Figure II-10 : évolution du volume de filtrat en fonction du pourcentage massique du SNa à 2.82% en KCl

Tableau II- 12 évolution des différents paramètres du filtrat pour différents systèmes

systèmes	Sys sans silicate	Sys SNa 0.55%	Sys SNa 1.37%	Sys SNa 2.71%
pH du filtrat	6 -6.5	6 -6.5	6 -6.5	6 -6.5
Temps d'apparition de la première goutte du filtrat (s)	-	59	65	79

Commentaires :

Nous remarquons une perturbation du filtrat en fonction du pourcentage massique en silicates de sodium donc il nous paraît difficile de dégager une tendance bien précise.

II-9 Comparaison des différents systèmes aux SNa et celle à base d'huile :

La figure ci-dessous nous donne l'évolution du volume filtrat pour différents systèmes de SNa comparés à une boue à base d'huile. La filtration est faite sur une pastille à formation homogène avec une force de compaction  $F = 60 \text{ KN}$ .

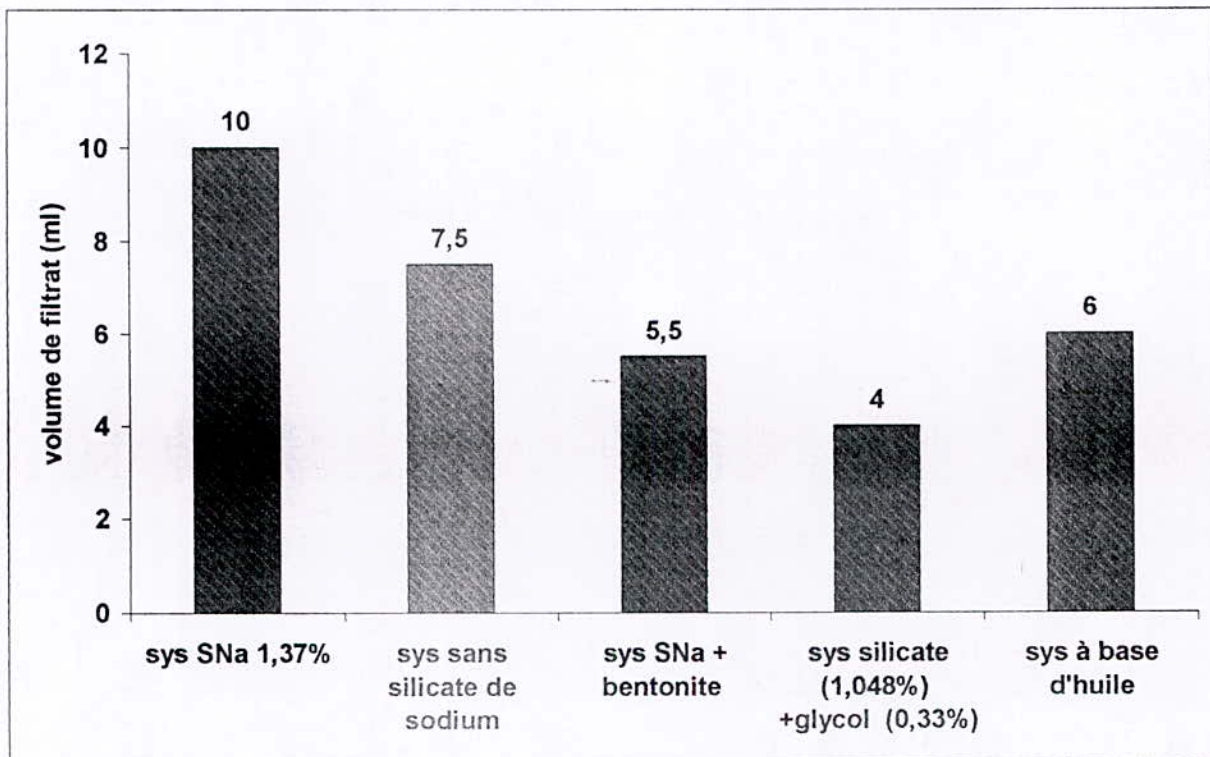


Figure II-11 évolution du volume de filtrat pour différents systèmes aux SNa comparant avec une boue à base d'huile

**Commentaires :**

Dans cette figure nous observons que le système avec mixture d'inhibiteurs donne le meilleur filtrat, ainsi que l'ajout de la bentonite à la boue aux SNa améliore le filtrat, tel que il nous donne un volume proche a celui à base d'huile qui est le plus performant dans le forage. Nous remarquons aussi que le filtrat n'est pas assez influencé par la présence des silicates.

# Conclusion

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

*Aristote*

## Conclusion

Notre travail avait pour but d'étudier le phénomène de filtration des fluides de forage à travers la formation du puits. Nous avons tenté de simuler le cas réel par l'étude de la filtration à travers des pastilles préparées avec des déblais obtenus lors d'opérations de forage d'un puit à Hassi Messaoud.

Le phénomène de filtration est d'une extrême importance lors des opérations de forage puisque c'est lui qui conditionne les pertes de fluides dans les formations rencontrées et/ou d'éventuelles invasions du puit par des liquides provenant de la formation (venues d'eaux).

Pour, cela, le gonflement des argiles de la formation est un des paramètres qu'il est indispensable de contrôler. En effet, plus les particules d'argiles augmentent de volume à l'issue du gonflement, plus la perméabilité du milieu augmente, favorisant ainsi les inconvénients soulevés plus haut. Le contrôle du gonflement des argiles est généralement obtenu par l'ajout de substances appelées « inhibiteurs d'argiles ».

Le choix de l'inhibiteur d'argile dans la préparation des fluides de forage est très donc important, du fait des mécanismes des interactions formation-boue, ce que nos résultats ont par ailleurs montré.

Lors l'étude de la filtration des trois systèmes de boue avec différents inhibiteurs d'argile (silicates de sodium, glycol et PHPA) sur des pastilles compactées avec plusieurs forces de compaction nous avons tiré plusieurs points :

*Pour une pastille homogène :*

- Que la force de compaction a une influence sur les propriétés de filtration pour le système PHPA où nous avons remarqué que le volume de filtrat est proportionnelle à la force de compaction.
- Pour les deux autres systèmes (GLY et SNa) l'influence de la force de compaction est faible (résultats proches).

*Pour une pastille hétérogène :*

- Pour le système PHPA la même constatation est faite comme précédemment à l'exception à la force de compaction ( $F=100$  KN) où nous avons enregistré plutôt une augmentation du volume du filtrat.
- Dans le cas du système SNa, nous avons enregistré un volume de filtrat constant pour différentes forces de compaction.
- Pour le système GLY, le volume de filtrat est inversement proportionnelle à la force de compaction.

A l'issue de ces résultats, nous avons sélectionné deux systèmes (SNa et GLY) dont nous avons fait varier la température pour évaluer l'influence de celle-ci sur les propriétés de filtration, et nous avons dégagé les conclusions suivantes :

- Pour les deux systèmes nous avons remarqué qu'à une température de  $50^{\circ}\text{C}$ , il y a un volume de filtrat élevé.
- Le GLY présente un point trouble relativement bas, proche de  $50^{\circ}\text{C}$ . Les micelles formées à ces températures sont trop petites pour jouer leur rôle de colmatant, d'où l'augmentation du volume de filtrat enregistrée.
- Pour le système SNa, la température influe sur l'affinité silicates-argile par un déséquilibre chimique.



Dans les cas des systèmes SNa et PHPA, nous avons cherché à évaluer l'influence de l'humidité sur les propriétés de filtration. Les résultats obtenus nous ont permis de tirer les conclusions suivantes :

- Pour le système PHPA, l'augmentation de l'humidité diminue le volume de filtrat que nous soyons en présence d'eau douce ou d'eau salée. Le volume de filtrat est plus faible dans le cas de l'eau distillée.
- Pour le système SNa l'humidité a une faible influence sur le volume de filtrat

D'autre part, nous avons pris le système SNa et en faisant varier le pourcentage massique des silicates puis le pourcentage massique en KCl, nous avons aboutis aux conclusions suivantes :

- La salinité a un effet sur la filtration : l'augmentation de concentration en KCl augmente le volume de filtrat.
- Une légère influence de la concentration en silicates sur la filtration est observée.

Enfin, le système SNa + bentonite a donné un volume de filtrat acceptable, par comparaison avec celui obtenu dans le cas d'une boue à base d'huile ( boue performante), ajoutant aussi qu'un système avec mixture d'inhibiteurs a donné un volume proche de celui à base d'huile.

# Bibliographie

*"il ne suffit pas de parler, il faut  
parler juste".*

*"il n'y a que les mendiants qui puissent  
compter leurs richesses."*

WILLIAM SHAKSPEARE

## Références Bibliographiques :

- [1] **D.ABID**,  
« Etude de synthèse sur les fluides de forage », Rapport N°419/94,  
Boumerdès, 1995. »
- [2] **C.GARCIA, P.PARIGO**,  
« Boue de forage », Institut Français du pétrole (I.F.P), Edition Technip, 1968.
- [3] **G.DE LAMBALLERIE**,  
« Boue à base d'huile », Collection colloque et séminaires, VOL.9, pp 71, I.F.P, Edition Technip, 1968.
- [4] I.D.F Product, Data Manual, 1988
- [5] **H.MORSLI**,  
« AIR DRILLING », Eighth Arab Petroleum Congres, Alger, 1972.
- [6] **SNEA (P)**,  
Département Forage, « Le Forage à l'air », 1979.
- [7] Chambre Syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel,  
« Manuel pratique des fluides de forage », Edition Technip, 1969.
- [8] **J.P N'GUYEN**,  
« Le forage », I.F.P, Edition Technip, 1993.
- [9] **FONTANILLE, Y.GANNOU**,  
« Chimie et physico-chimie des polymères », Editions Dunod, Paris, 2002.
- [10] **M.MARTIN**,  
« Caractéristiques physico-chimiques des boues de forage », Collection colloques et séminaires, VOL.9, pp 23, I.F.P, Editions Technip, Paris, 1968.
- [11] **G.RICARD**,  
« Introduction à la technique des boues de forage », Fascicule 1, I.F.P, Editions Technip, Paris, 1985.
- [12] **G.COUARRAZE et J.L.GROSSIORD**,  
« Initiation à la rhéologie », Laboratoire de Physique Pharmaceutique Centre de Châtenay-Malabry, Université de Paris XI, 3<sup>ème</sup> Editions Technique et Documentation, 2000.
- [13] **G.W.S.BLAIR**,  
« Elementary rheology », Academic Press London and New York. 1969.
- [14] **V.RANALD, GILES**,  
« Mécanique des fluides et hydraulique », série Schaum, 1992.
- [15] **N.MIDOUX**,  
« Mécanique et rhéologie des fluides en génie chimique », Lavoisier, 3<sup>ème</sup> Editions, 1993.
- [16] **F.R.EIRICH**,  
« Rheology : Theory and application », VOL 2, Academic Press Inc, New York, 1958.
- [17] **O.BOURAS**,  
« Propriétés adsorbantes d'argiles pontées organophiles: synthèse et caractérisation », Thèse de Doctorat, Université de Limoges, 2003.
- [18] [WWW.GOOGLE.fr](http://WWW.GOOGLE.fr), « Partie bibliographique I\_structure et propriétés des phyllosilicate », fichier pdf.
- [19] **G.LANDRIOT**,  
« L'argile : Constituant principal des boues et des formation », Collection colloques et séminaires I.F.P, Edition Technip, 1968.
- [20] [WWW.Aciditychlorimorionite.htm](http://WWW.Aciditychlorimorionite.htm)
- [21] [WWW.Google.fr](http://WWW.Google.fr), « Argile-chap\_4 propriétés des argiles. pdf ».

- [23] **H.C.H.Darley et George R.Gray**,  
«Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids», 5<sup>th</sup> Ed Gulf Publishing Company, Houston, Texas, U.S.A, 1988.
- [24] **Deltour J.E**  
« Colmatage des Formations » dans les fluides de forage, Ed.Technip, Collection Colloques et séminaires, p.165-234, 1968.
- [25] **Outmans H.D**,  
« Mechanics of Static and Dynamic Filtration in the Borehole » *Trans.AIME*, VOL.228, p.236-244, sept.1963.
- [26] **Hassen B.R**,  
« New Technique Estimates Drilling Filtrate Invasion ». *Paper SPE* n° 8791. 4<sup>th</sup> SPE of AIME Formation Damage contr. Symp. 28-29 janv. 1980.
- [27] **Chilingarian G.V., Vorabutr P**,  
Drilling and Drilling Fluids, chap.2:«Basic concepts of Drilling and Drilling Fluid Technology», Elsevier Scientific Pub.C°, 1981.
- [28] **Ershaghi I. Azari M**,  
«Modeling of Filter cake Buildup under Dynamic-static Conditions». *Paper SPE* n° 8902, 50<sup>th</sup> Annual SPE of AIME.Calif.Reg.Mtg, 9-11 avr, 1980.
- [29] **Schremp F.W., Johnson V.L**,  
«Drilling Fluid Filter Loss at High Temperatures and Pressures», *Trans. AIME*, VOL.195, pp.157-162, 1952.
- [30] **EMILIAN KOLLER**,  
«Aide mémoire Génie Chimique», Partie 18, Adsorption et partie 9, Filtration. Editions Dunod, Paris, 2001.
- [31] **M<sup>lle</sup> BOUTEKDJIRET**,  
«Cours Opérations Dynamiques», chapI -Morphologie des Milieux Poreux et Dispersés-. ENP, 2003-2004.
- [32] **CH.BARDON**,  
«Recommandations pour la détermination expérimentale de la capacité d'échange de cations des milieux argileux», *Revue de l'Institut Français du pétrole* VOL.38, N° 5, pp 621-626, Septembre- Octobre 1983.
- [33] [WWW.Lecomportement des argiles et les échanges d'ions.htm](http://WWW.Lecomportementdesargiletlesechangesdions.htm)
- [34] **S.AIT CHAUCHE**, ingénieur encadré par **M.KHODJA** et **N.NASSRALLAH**.  
« Evaluation des performances des polymères inhibiteurs utilisés dans les systèmes de fluides de forage à base d'eau », thèse d'ingénieur, Faculté G.Chimie USTHB, 2004.
- [35] **Hattabi, Ammar Khodja, Khodja Yazid** , thèse d'ingénieur . USTHB 2004.
- [36] **M.KHODJA** rapport N° 25, synthèse des essais aux silicates sur HMD, CRD Boumerdès décembre 2003.

*Annexe*

## I Caractérisation des fluides de forages

### I-1 Appareillage utilisés lors de la caractérisation des fluides de forage

#### Rhéomètre FANN 35

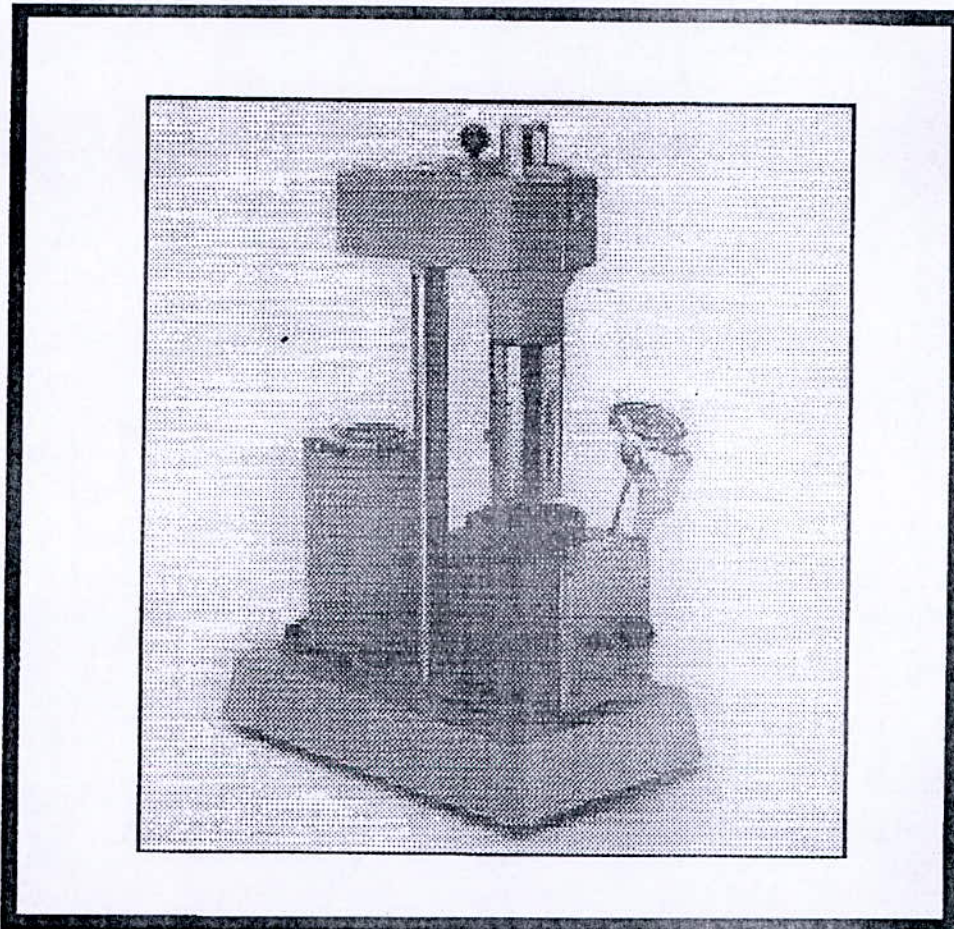
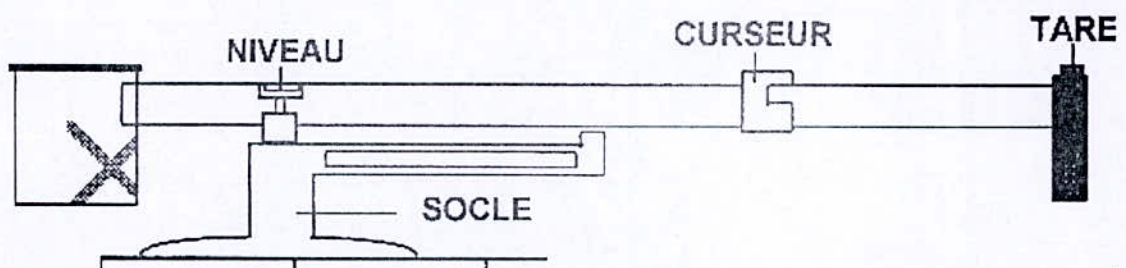


Schéma du densimètre



## Filtre presse standard

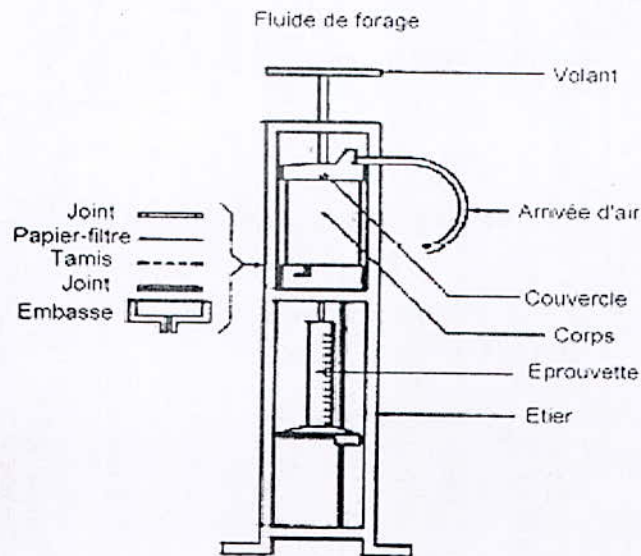


Fig. Appareil de mesure de filtrat (Source: Milpark CKS).

## I-2 Lectures sur le rhéomètre FANN 35 pour les différents systèmes de fluides de forage

Système au PHPA sans bentonite :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	52	1020	24.89
300	38	510	18.19
200	31	340	14.84
100	23	170	11.01
6	9	10.2	4.30
3	7	5.1	3.35

## Paramètres rhéologiques

Système PHPA				
VA (cP)	VP (cP)	Yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat API (ml)
26	14	24	717	7

## Système au PHPA après 24 heures sans bentonite

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}'$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	55	1020	26.33
300	39	510	18.67
200	33	340	15.80
100	25	170	11.97
6	9	10.2	4.309
3	7	5.1	3.35

## Paramètres rhéologiques

Système au PHPA après 24 heures				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat (ml)
27.5	16	23	7/8	7

## Système aux silicates de sodium sans bentonite :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	58	1020	27.77
300	37	510	17.71
200	28	340	13.40
100	19	170	9.09
6	5	10.2	2.39
3	4	5.1	1.91

## Paramètres rhéologiques

Système au silicate				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat API (ml)
29	21	16	04/04	09



Système au glycol sans bentonite :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	29	1020	13.88
300	18	510	8.61
200	09	340	4.30
100	14	170	6.70
6	2	10.2	0.95
3	2	5.1	0.95

Paramètres rhéologiques

Système au glycol après 19 heures				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat (ml)
14.5	11	7	3/3	11

Système au glycol après 19 heures sans bentonite :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	31	1020	14.84
300	20	510	9.57
200	16	340	7.66
100	10	170	4.78
6	3	10.2	1.43
3	2	5.1	0.95

Paramètres rhéologiques

Système au glycol après 19 heures				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat (ml)
15.5	11	9	2/3	11

**Système aux silicates sans inhibiteur d'argile :**

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	69	1020	33.03
300	43	510	20.58
200	34	340	16.27
100	22	170	10.53
6	6	10.2	2.87
3	4	5.1	1.91

**Paramètres rhéologiques**

Système au silicate sans inhibiteur				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat API(ml)
34.5	26	17	5/5	09

**Système aux silicates de sodium avec bentonite :**

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s-1)	$\tau$ (Pa)
600	93	1020	44.52
300	61	510	29.20
200	47	340	22.50
100	31	170	14.84
6	8	10.2	3.83
3	6	5.1	2.87

**Paramètres rhéologiques**

Système au silicate avec bentonite				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat API (ml)
46.5	32	29	6/7	7.5

## Système aux silicates de sodium plus glycol :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s <sup>-1</sup> )	$\tau$ (Pa)
600	72	1020	34.47
300	46	510	22.02
200	35	340	16.75
100	22	170	10.53
6	6	10.2	2.87
3	4	5.1	1.91

## Paramètres rhéologiques

Système aux silicates de sodium plus glycol				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat (ml)
36	26	20	5/7	04

## Boue à base d'huile après 24h :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement	$\dot{\epsilon}$ (s <sup>-1</sup> )	$\tau$ (Pa)
600	82	1020	39.26
300	48	510	22.98
200	33	340	15.80
100	19	170	9.09
6	3	10.2	1.43
3	3	5.1	1.43

## Paramètres rhéologiques

Boue à base d'huile				
VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10	Filtrat (ml)
41	34	14	3/4	06

Influence de la température sur les paramètres rhéologique :

Systeme aux silicates de sodium :

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement (T=50°C)	Taux de cisaillement (T=65°C)	Taux de cisaillement (T=80°C)
600	43	40	44
300	24	26	24
200	21	20	22
100	14	14	15
6	3	4	4
3	2	3	3

Paramètres rhéologiques

Systeme au silicate de sodium				
Ture	VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10
T=50°C	21.5	19	05	04/03
T=65°C	20	14	12	03/04
T=80°C	22	20	4	03/04

Systeme au glycol:

vitesse de cisaillement (tr/mn)	Taux de cisaillement (T=50°C)	Taux de cisaillement (T=65°C)	Taux de cisaillement (T=80°C)
600	24	19	18
300	19	15	16
200	11	10	09
100	08	07	06
6	02	02	03
3	02	01	02

## Paramètres rhéologiques

Système au glycol				
Ture	VA (cP)	VP (cP)	yp (Lb/100 ft <sup>2</sup> )	G0/G10
T=50°C	12	05	07	02/02
T=65°C	09.5	04	05.5	02/02
T=80°C	09	02	07	02/01

## II- Préparation et caractérisation de l'argile :

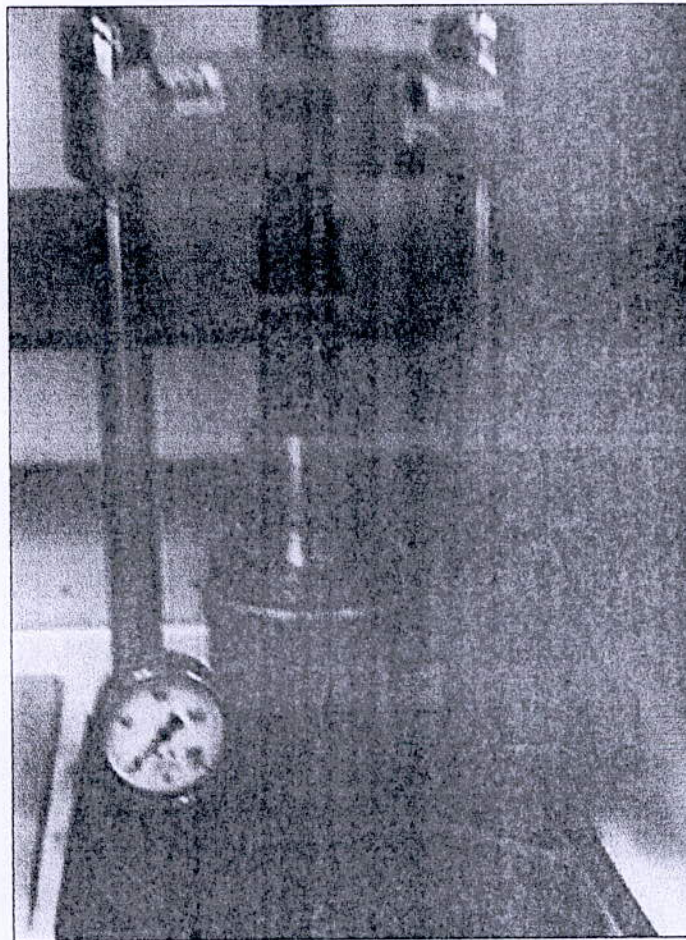
### II- 1 Appareillage utilisés :

#### a) La Presse :

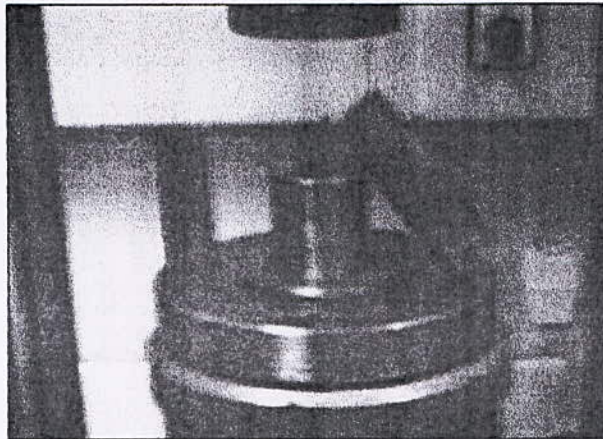
Pour la préparation des pastilles nous avons mis le mélange des différentes granulométries dans la cellule et compacté à l'aide du mortier pour une force voulait (20.40.60.100.150).

Pour la formation homogène nous avons mélangé 6g de chaque échantillon jusqu'à obtention d'un mélange homogène puis nous les avons soumis à la compression.

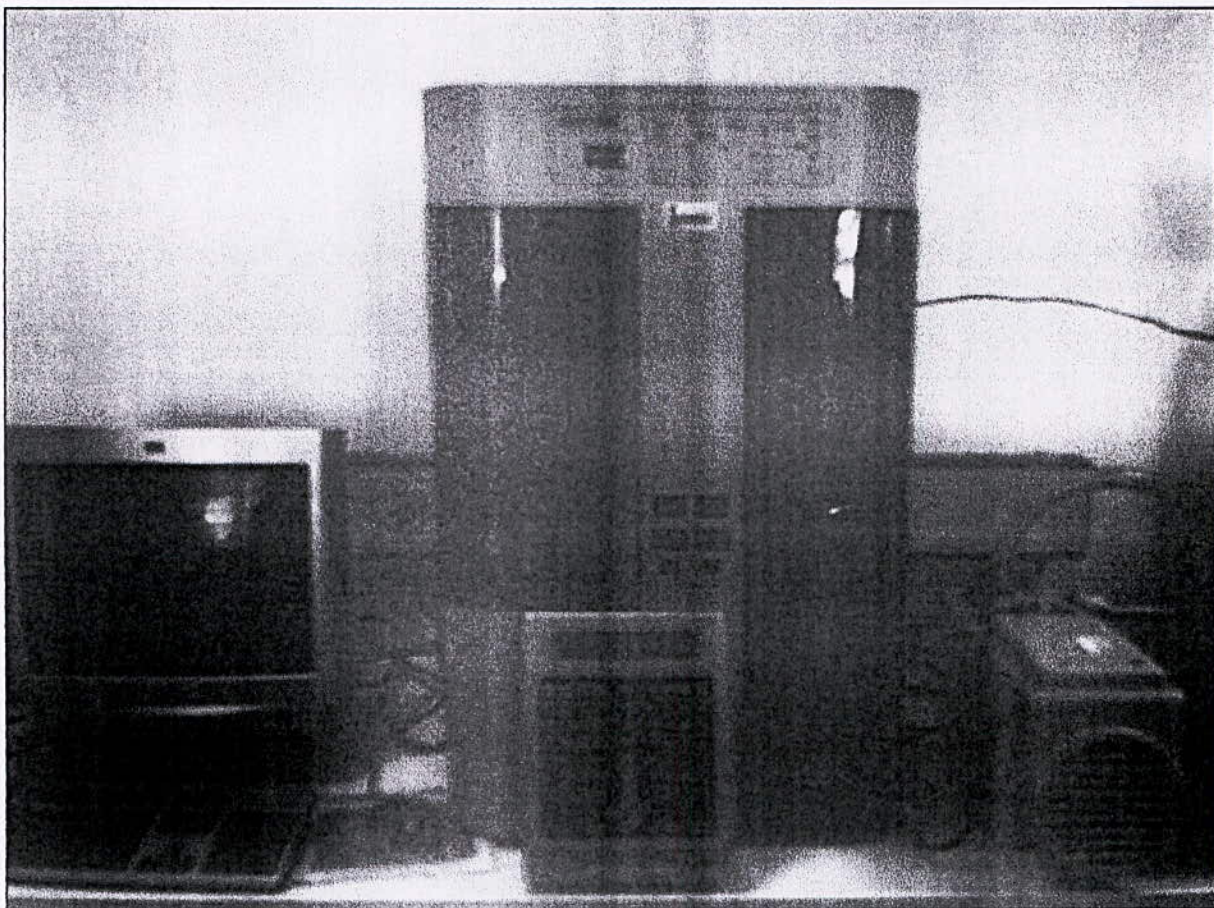
Pour la formation hétérogène la même masse est prise comme auparavant sauf que les échantillons sont réparti dans la cellule de façon que les plus fines sont en bas et les plus grosses en haut .



Pour le calcul de la perméabilité et la porosité nous avons utilisé une petite cellule, contenant une masse de 4g de chaque échantillon que nous avons mélangé et compacté. La pastille ainsi préparée a un diamètre de 2.5cm.



**b) Appareil d'analyse de la surface spécifique par la méthode B.E.T**



## II-2 Résultats obtenus par l'analyse de la surface spécifique par la méthode B.E.T

Tableau : surfaces spécifique des différentes échantillon

	échantillon 100-200 $\mu\text{m}$	échantillon 200-800 $\mu\text{m}$	échantillon 63-100 $\mu\text{m}$	Cutting séché à 150°C	Cutting contaminé Par une boue à base d'huile	Bentonite
Température (k)	77.35	77.35	77.35	77.35	77.35	77.35
Surface spécifique $\text{m}^2/\text{g}$	5.55	5.313	5.625	4.598	3.075	4.695

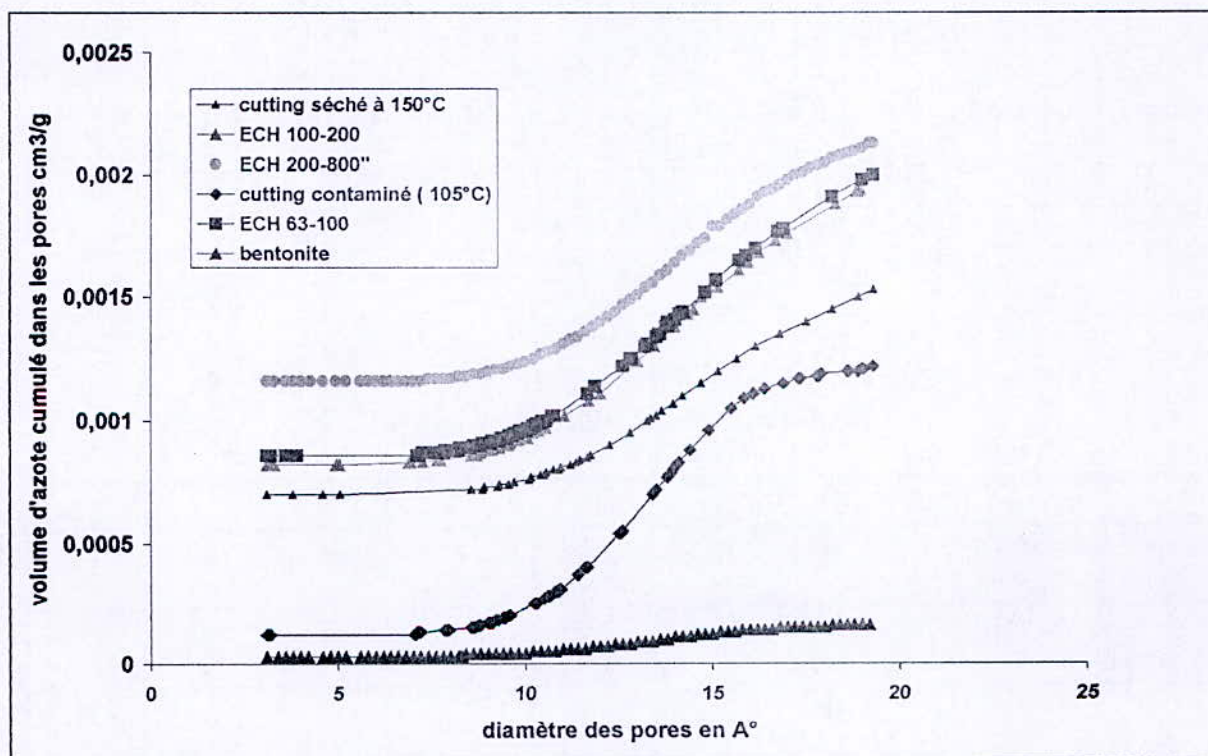


Figure : évolution du volume d'azote cumulé à travers les pores pour différentes échantillons



## III-1 Evolution du volume de filtrat pour différents systèmes

*Tableau III-1 Variation du volume de filtrat pour le système PHPA à différentes forces de compaction*

<b>F=60 KN</b>	Vf (ml)	PH (boue)
Pastille homogène	165	9
Pastille hétérogène	27	9
<b>F=100 KN</b>	Vf (ml)	PH (boue)
Pastille homogène	110	9
Pastille hétérogène	31	9
<b>F=150 KN</b>	Vf (ml)	PH (boue)
Pastille homogène	59	9
Pastille hétérogène	13	9

**Tableau III-2** variation du volume de filtrat pour le système SNa lors une filtration API

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml)	4	5.5	6	8	8.5	9

**Tableau III-3** la variation du volume de filtrat pour le système SNa à différentes forces de compaction

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) (homogène, F=60 KN)	-	5	-	8	-	10
Vf (ml) (hétérogène, F=60 KN)	-	2	-	3	-	4
Vf (ml) (homogène, F=40 KN)	-	2.5	-	3.5	-	5
Vf (ml) (hétérogène, F=40 KN)	-	2	-	3	-	4
Vf (ml) (homogène, F=20 KN)	3	4	6	7	9	9.5
Vf (ml) (hétérogène, F=20 KN)	-	2	-	3	-	4

**Tableau III-4 la variation du volume de filtrat pour le système GLY lors une filtration API**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml)	6	7	8	9	10	11

**Tableau III-5 la variation du volume de filtrat pour différentes forces de compaction des pastilles**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) (Pastille homogène, F=60 KN) Système GLY	1	3	4	5	6.5	7
Vf (ml) (Pastille hétérogène, F=60 KN) Système GLY	9.5	13	15	18	19	22
Vf (ml) (Pastille homogène, F=40KN) Système GLY	3	4	5	6	7	8
Vf (ml) (Pastille hétérogène, F=40 KN) Système GLY	5.5	8	10.5	13	15	16.5
Vf (ml) (Pastille homogène, F=20 KN) Système GLY	3	4	6	7	7.5	8
Vf (ml) (Pastille hétérogène, F=20KN) Système GLY	3	4	6.5	7	8.5	10

**III-2 Influence de température sur la filtration :****Tableau III-6 la variation du volume de filtrat pour le système SNa en fonction de la température pour une pastille hétérogène, F=20 KN**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) T=50°C	9	12	13.5	15	16.5	18
Vf (ml) T=65°C	7	9	11	12	12.5	13
Vf (ml) T=80°C	3	4.5	6.5	7	9	10

**Tableau III-7 la variation du volume de filtrat pour le système GLY en fonction de la température pour une pastille homogène,  $F=20\text{ KN}$**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) T=50°C	17	21	24	27	30	33
Vf (ml) T=65°C	4	6	7	8	10	11
Vf (ml) T=80°C	3.5	6.5	8.5	10	11.5	14

### III-3 Influence de l'humidité sur la filtration :

**Tableau III-8 la variation du volume de filtrat pour le système PHPA en fonction du pourcentage d'humidité pour une pastille homogène,  $F=60\text{ KN}$**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) Avec l'eau salée	18	20	21	22	23	24
Vf (ml) Avec l'eau distillée	-	4	-	5	-	7

**Tableau III-8 la variation du volume de filtrat pour le système SNa en fonction du pourcentage d'humidité la température pour une pastille homogène,  $F=60\text{ KN}$**

t (min)	10	20	30
Vf (ml) Avec l'eau distillée	3	4	5.5
Vf (ml) Avec l'eau salée	2	3.5	4.5

**Tableau III- 9 la variation du volume de filtrat pour le système SNa en fonction du pourcentage massique de silicate de sodium pour une pastille homogène,  $F=60\text{ KN}$**

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) %SNa=0.55	2	3	3.5	4	4.5	5
Vf (ml) %SNa=2.71	2	2.5	3.5	4.5	5	5.5

**Tableau III-10** la variation du volume de filtrat pour le système SNa en fonction du pourcentage massique du KCl pour une pastille homogène,  $F=60$  KN

t (min)	5	10	15	20	25	30
Vf (ml) Sans KCl	2.5	3.5	4.5	5.5	6	6.5
Vf (ml) KCl=1 %	4	5.5	6.5	7.5	8	8.5
Vf (ml) KCl=3%	6.5	9.5	11	12.5	14	15

### III -4 variation de la viscosité :

**Tableau III-11** : la variation de la viscosité du filtrat en fonction du pourcentage massique en KC

%massique en Kcl	0	0.96	2.82	5.46
Viscosité du filtrat (cp) SNa	6.15	10	24	5

**Tableau III-12** : la variation de la viscosité du filtrat en fonction du pourcentage massique en inhibiteur du gonflement

% massique en inhibiteur d'argile	0	0.55	1.37	2.71
Viscosité du filtrat (cp) SNa	2.32	3.31	5.22	33.31

**Tableau III-13** : la variation de la viscosité du filtrat pour différents systèmes

Différents systèmes	Sys SNa + bentonite	Sys SNa+ GLY	Sys SNa (1.37%)	Boue a base d'huile
Viscosité du filtrat (cp)	1.18	1.6	5.71	4.07

**Tableau III-14 : la variation de la viscosité du filtrat en fonction du % massique d'humidité.**

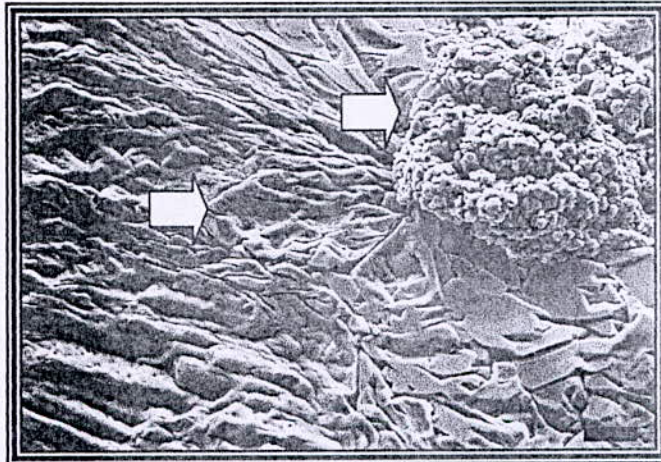
% massique en humidité	4.6	17.1 <i>(l'eau distillée)</i>	17.1 <i>(l'eau salée)</i>
Viscosité du filtrat (cp) Sys PHPA	250	2.94	121.3
Viscosité du filtrat (cp) Sys SNa	5.62	2.94	2.94

## SYSTEME SILICATE HOMOGENE F= 20 KN (PARTIE 1):



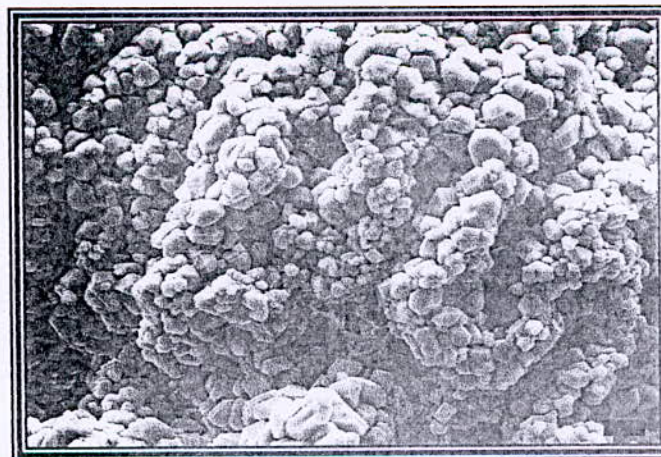
Gr.x70

Vue d'ensemble de l'échantillon indiquant une concentration des dépôts de sel



Gr.x376

Présence de sel dissout et de cristaux de sel agglomérés

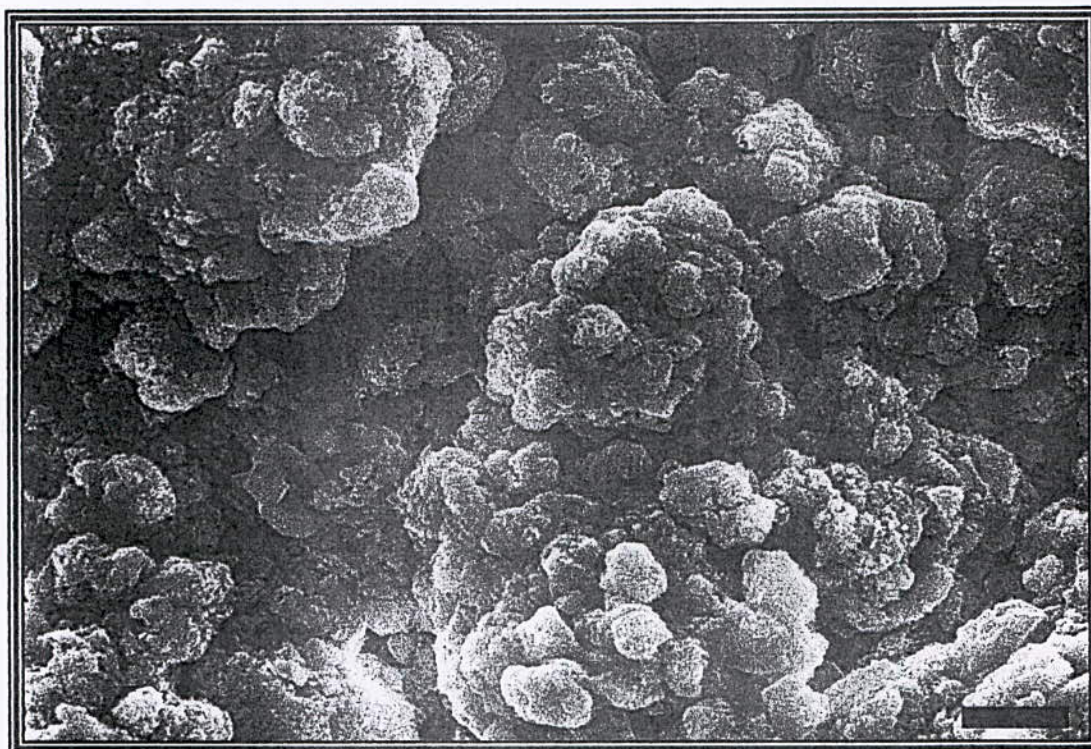


Gr.x753

Cristaux cubiques de halite (Na Cl)

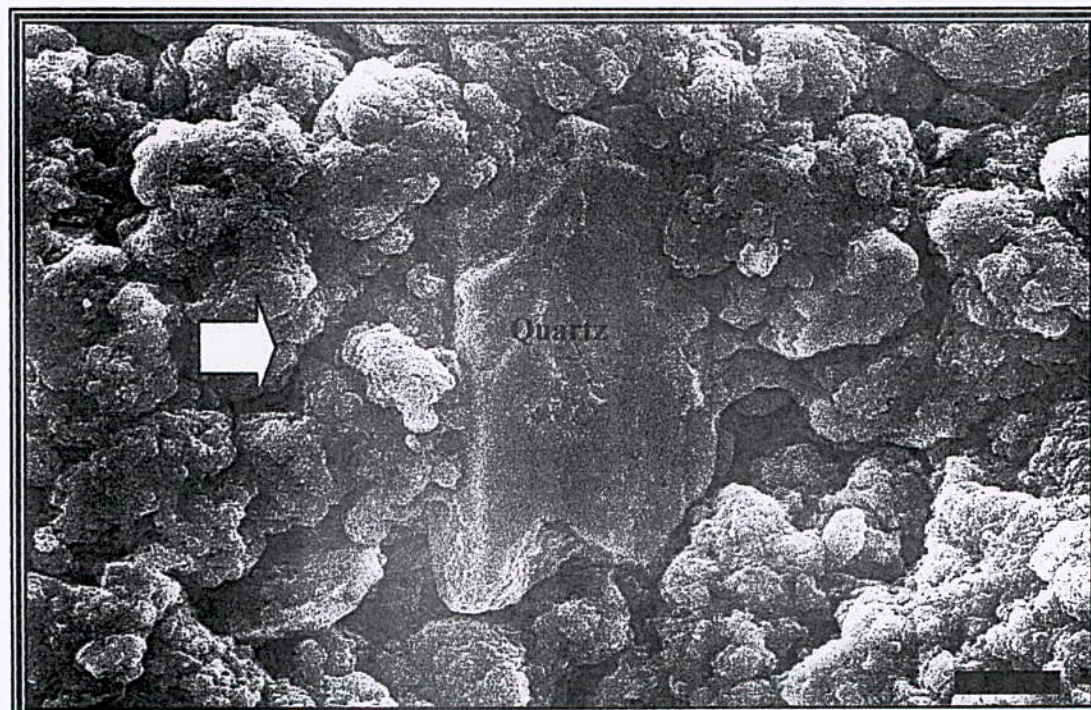
SYSTEME SILICATE HOMOGENE F= 20 KN (PARTIE 2)

Planche 2



Gr.x1156

Présence d'une structure mamelonnée (argiles oxydées) et de la halite

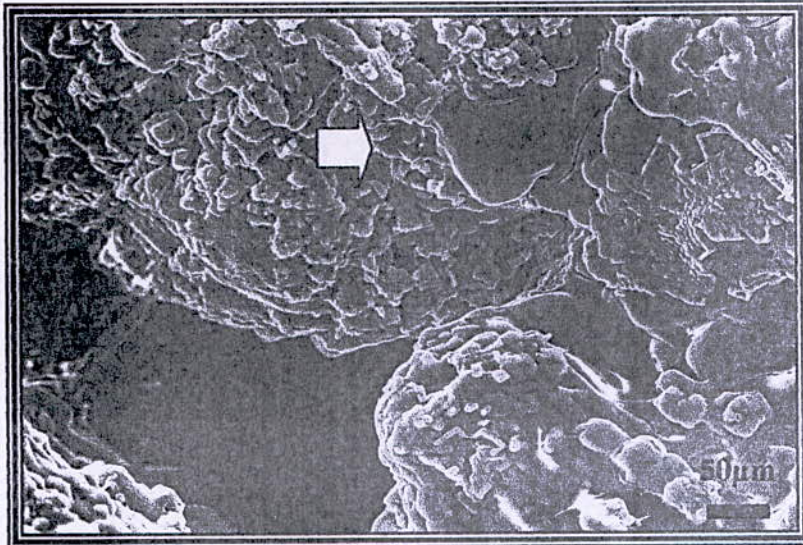


Gr.x1156

Présence de quartz et d'argile oxydée

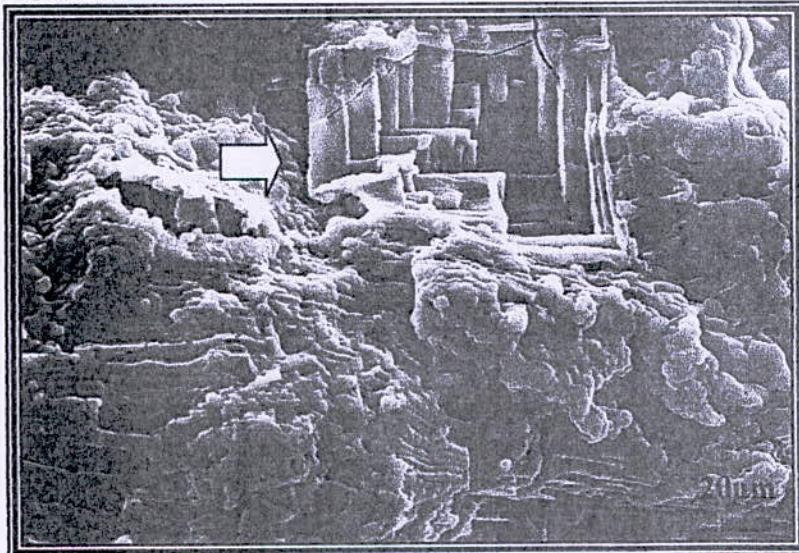
SYSTEME GLYCOL HOMOGENE F= 20 KN (PARTIE 1)

Planche 3



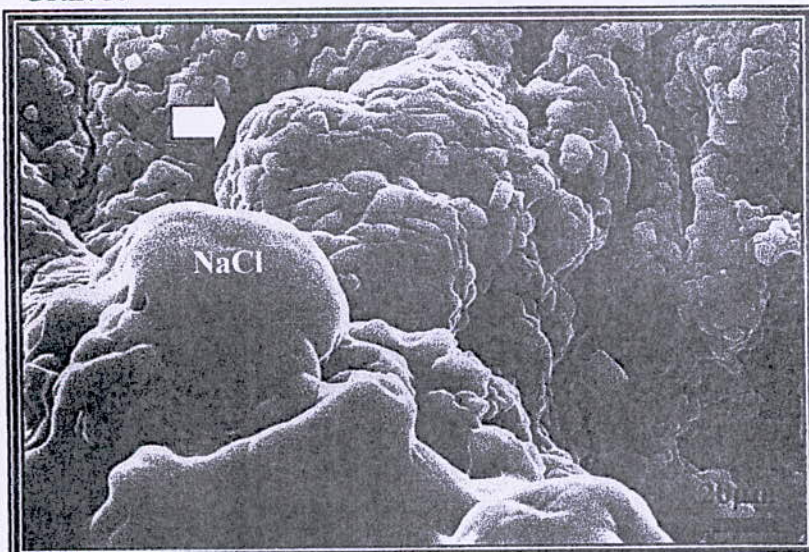
Présence de la halite (NaCl)

Gr.x337



Abondance de sels

Gr.x753

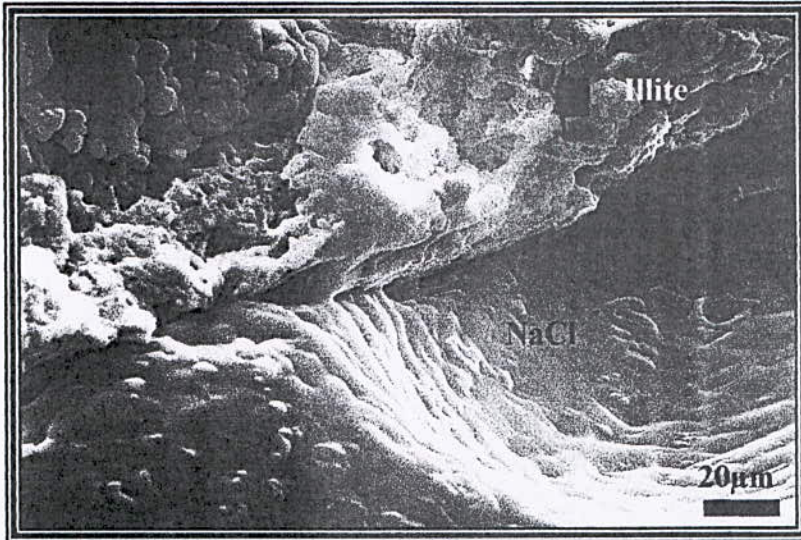


Structure mamelonnée (argile oxydée)

Gr.x1156



**PARTIE 2**



Présence d'illite et de sel

**FORMATION F = 20 KN**

**Planche 4**



**Gr.x1156**

Structure compactée