

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Ahmed Draïa Adrar



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en :
Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie Chimique

Thème :

Etude de l'efficacité d'argiles entrant dans la fabrication des
boues de forage pétrolier

Préparé par :

Mr. ABBA-LAHBIB Lamine.

Mr BAKHOUYA Izzeddine.

Membres de jury d'évaluation :	Qualité	Grade	Affiliation
Dr. CHADLI Samir	Président	MAA	Univ. Adrar
Dr. SAKMECHE Mounir	Encadreur	MCB	Univ. Adrar
Dr. DEHMANI Siham	Examineur	MCB	Univ. Adrar

Année Universitaire : 2020/2021



شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذ(ة): بد كمانق مديبر
المشرف على مذكرة الماستر.

الموسومة بـ: Etude de l'efficacité d'argiles dans la fabrication des boues de forage pétrolier.

من إنجاز الطالب(ة): آبال حبيب لاسية

و الطالب(ة): ياضوياء عز الدين

كلية: العلوم والتكنولوجيا

القسم: المحروقات والطاقات المتجددة

التخصص: هندسة كيميائية

تاريخ تقييم / مناقشة: 23 جوان 2021 م

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها.
وإمكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والأليكترونية (PDF).

= امضاء المشرف

ادرار في: 06 جويلية 2021



مديبر



Dédicas

Louange au Bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant»

A ma très chère mère,

A mes oncles

A mes frères

A ma soeur

Toute la famille ABBA-LAHBIB

A mes proches grands et petits

Tous mes amis

*A tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce
travail*



Dédicas

Louange au Bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant»

A ma très chère mère,

A mon très cher père,

A mes oncles

A mes frères

A ma soeur

Mes deux grands - pères et ma grand - mère

Toute la famille BAKHOUYA

A mes proches grands et petits

Tous mes amis

*A tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce
travail*

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre ALLAH , notre créateur pour nous donner la chance d'étudier et la force pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultant:

Ainsi nos parents qui nous aident.

*Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement Notre promoteur **Dr.Mounir SAKMECHE** Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux Conseils, pour leurs esprits d'ouverture et leurs disponibilités. Grâce à lui, notre travail s'est déroulé.*

Nos remerciements s'adressent également aux membres de jury qui nous font l'honneur de juger notre travail Nous remercions toutes personnes qui nous ont la finalisation de ce travail, nous tenons à leur exprimer notre vive gratitude.

nous voudrions exprimer notre reconnaissance envers les amis et collègues qui nous ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre démarche..

Enfin, je tiens à témoigner toute notre gratitude à les enseignants de département Hydrocarbures et Energies Renouvelables pour la formation que nous avons revue auprès d'eux

Izzeddine et Lamine.

ملخص:

تعتبر مواد الطين ذات أهمية في مختلف المجالات الصناعية ، وخاصة الطين المستخدم في التنقيب عن النفط بشكل عام مثل الميكا والمونتموريلونيت ، والبنتونيت ، والباريت المعدني الأساسي



إنها ذات هيكل جيد وليونة عالية ، وتشمل جميع الفيلوسيليكايت بالإضافة إلى أنواع هيكل مشابه تمامًا للفيلوسيليكايت ولكن لها خصائص فيزيائية كيميائية مختلفة. يتم استخدام خلط هذه المواد بعد معالجتها في طين حفر النفط والغاز الذي يتطلب جودة مناسبة ومقاومة أو عملية هيدروليكية وبتروولية للحصول على أداء فعال.

يتمثل العمل المتوخى لهذه الرسالة في دراسة تأثير العديد من المعلمات كدالة للوقت على الجودة والخصائص الفيزيائية والكيميائية للعديد من الطين المستخدم في تصنيع طين الحفر ، مما دفعنا إلى تحديد الخصائص والخصائص المختلفة أيضًا مثل تأثيرات العديد من التأثيرات على الربحية من خلال التحليلات الريولوجية مثل اللزوجة ، والرشح ، ومؤشر الانتفاخ ، ودرجة الحموضة ، والرطوبة ، وتأثير جرعة الكاشف ، وتأثير درجة الحرارة ، وتأثير التجفيف ... إلخ

الكلمات المفتاحية: الطين ، طين الحفر ، الخواص الفيزيائية والكيميائية ، التحليل الريولوجي

Résumé:

Les matériaux argileux présentent un intérêt dans les différents domaines industriels notamment les argiles utilisés dans le forage pétrolier d'une façon générale, comme les micas et les montmorillonites, la bentonite, la barite minéral de base $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 (\text{Ca}^{+2}, \text{Mg}^{+2}, \text{Na}^{+2}, \text{K}^{+1}) n\text{H}_2\text{O}$, ils sont de structure fine et de haute plasticité, comprennent tous les phyllosilicates ainsi que des espèces d'une structure assez semblable aux phyllosilicates mais de caractéristiques physico-chimiques différentes. Le mélange de ces matériaux après leur traitement est utilisé dans les boues de forage pétrolier et gazier qui nécessite une qualité adéquate et résistant ou opération hydraulique et pétrolière pour avoir un rendement efficace.

Le travail envisagé pour ce mémoire consiste à étudier l'influence de plusieurs paramètres en fonction du temps sur la qualité et les propriétés physico-chimiques de plusieurs argile qui entre dans la fabrication des boues de forage, qui nous a conduit de déterminées les différentes propriétés et caractéristiques ainsi que l'effets de plusieurs impacts sur la rentabilité par l'analyses rhéologiques tel que , viscosité, filtrat, indice de gonflement, pH , humidité , l'effet de dosage des réactifs, l'effet de la température, l'effet du séchage ... ect

Mots clés : les Argiles, Boue de forage, propriétés physico-chimique, analyse rhéologique

Abstract:

Clay materials are of interest in various industrial areas, including clays used in oil drilling in general, such as micas and montmorillonites, bentonite, and the basic mineral barite $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 (\text{Ca}^{+2}, \text{Mg}^{+2}, \text{Na}^{+2}, \text{K}^{+1}) n\text{H}_2\text{O}$, they are of fine structure and high plasticity, include all phyllosilicates as well as species of a structure quite similar to phyllosilicates but of different physical-chemical characteristics. The mixture of these materials after processing is used in oil and gas drilling mud which requires adequate and resistant quality or hydraulic and oil operation to have an efficient efficiency.

The work envisaged for this thesis is to study the influence of several parameters according to time on the quality and physical-chemical properties of several clays that goes into the manufacture of drilling sludge, which has led us to determined the different properties and characteristics as well as the effect of several impacts on profitability by rheological analyses such as , viscosity, filter, swelling index, pH, humidity, dosing effect of reagents, effect of temperature, effect of drying ... Ect

Keywords: Clays, Drilling Mud, Physical-Chemical Properties, Rheological Analysis



Sommaire

Sommaire

Liste Des Figures	i
Liste Des Tableaux	ii
Abréviation utilisées	iii
Nomenclature.....	iv
Introduction Générale	2
Chapitre I: Généralité sur la boues de forage	
I.1.Définition.....	4
I.2.Principales Actions Des Boues De Forage.....	5
I.2.1. Nettoyage du puits:	5
I.2.2.Maintien des déblais en suspension:	5
I.2.3.Sédimentation des déblais fins en surface:	5
I.2.4. Refroidissement et lubrification de l’outil et du train sonde:	6
I.2.5.Prévention du cavage et des resserrments des parois du puits:	6
I.2.6.Dépôt d’un cake imperméable:	7
I.2.7. Prévention des venues d’eau, de gaz ou d’huile:	7
I.2.8. Augmentation de la vitesse d’avancement:.....	7
I.2.9.Entraînement de l’outil:	8
I.2.10.Diminution du poids apparent du matériel de sondage:.....	8
I.2.11.Apport de renseignements sur le sondage:.....	8
I.2.12.Contamination des formations productrices:	9
I.2.13. Corrosion et usure du matériel:.....	9
I.2.14. Toxicité et sécurité:.....	9
I.3.Composition Des Boues De Forage	10
I.3.1. Les boues dont la phase continue est l’eau:	10
I.3.1.1.L’eau de fabrication:	10
I.3.1.2.Les argiles:	10
I.3.1.3.Les solides inertes:	11
I.3.2. Les boues dont la phase continue est l’huile:.....	11
I.4.Action Du Forage Sur La Boue:	13
I.4.2.Interactions chimiques ou contamination chimique de la boue:	13

Chapitre II :Les Argiles

II.1.Introduction	14
-------------------------	----

Sommaire

II.2.Les Matériaux Argileux	14
II.3.Classification Des Argiles.....	16
II.4.Les Smectites	18
II.5.Microstructure De La Bentonite.....	21
II.5.1.Le euillet :	22
II.5.2.La particule primaire :	22
II.5.3.L'agrégat :.....	24
II.6.Les Suspensions Argileuses	26
II.6.1.Définition.....	26
II.6.2.Le mouvement brownien et la gravité	27
II.6.3.Interface minéral-solution.....	28
Chapitre III:Les méthode exprrimentales d'analyse de la boue	
III.1.Situation De Champ De Hassi Messaoud	32
III.2. Introduction.....	33
III.3.Les Caracteristiques Physiques De La Boue	33
III.3.1.La densite :	33
III.3.1.1.Rôle de la densité:.....	33
III.3.1.2.Valeurs de densité utilisées couramment:	34
III.3.1.3.Matériel de contrôle:.....	34
III.3.2.La rheologie (viscosite) :	35
III.3.2.1.Matériel de contrôle :.....	35
III.3.2.2.Principe:.....	35
III.3.2.La filtration :.....	36
III.3.2.1.Rôle de la filtration:.....	36
III.3.2.2.Matériel de contrôle:.....	36
III.3.2.2.1.Filtre presse A.P.I.....	36
III.3.3.Teneur en solides, en eau et en huile:.....	37
III.3.3.1.Importance de la teneur en solides :	37
III.3.3.2.Matériel de contrôle :.....	37
III.3.4.La concentration en sable:.....	38
III.3.4.1.Importance de la teneur en sable :	38
III.3.4.2.Matériel de contrôle:.....	38
III.4.Les caractéristiques chimiques de la boue	39
III.4.1.La determination du 'PH':.....	39

Sommaire

III.4.1.1.Les indicateurs :.....	39
III.4.2. Le mesure de l'alcalinite:	39
III.4.3.La teneur en ions chlorures Cl^- :.....	40
III.4.3.1.Principe:.....	40
III.4.3.2.Mode opératoire :.....	40
III.4.4. La teneur en ions calcium Ca^{2+}	42
III.4.4.1.Principe	42
III.4.4.2. Mode opératoire.....	42
III.5.Caractérisation des argiles du champ de Hassi Messaoud (HMD)	42
III.5.1.Composition minéralogique:	42
III.6.Caractéristiques physico-chimiques de la boue étudiée	44
III.7. Influence de l'addition de bentonite sur la rhéologie	44
Chapitre IV:Etude de l'efficacité de la boue de forage	
IV.1. Etude de l'efficacité de la boue de forage	45
IV.1.1.Les principales fonctions d'un fluide de forage :.....	45
IV.1.2. Classification des fluides de forage :	45
IV.1.2.1. fluide de forage dont la phase continu est l'eau :	45
IV.1.3.1. Boue de démarrage (bentonite) :	46
IV.1.4. Description de différentes phase de fluide de forage:.....	48
IV.1.4.1. Phase 26 " :	48
IV.1.4.2. Phase 16 " :	48
IV.1.4.3.Phase 121/4 " :	49
IV.1.4.4. Phase 83/8 " :	50
IV.1.5.Calcul des volumes de boue :.....	51
IV.1.5.1.Application numerique :.....	52
IV.2.Conclusion	56
Conclusion Générale:.....	58
Références Bibliographiques	60
Les Annexes.....	60

Liste Des Figures

Figure I.1: Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997).....	4
Figure I.2: Représentant la classification des fluides de forage.....	12
Figure II.1: Représentation schématique d'un feuillet de phyllosilicate 2:1	15
Figure II.2:	18
a) Illustration de l'empilement des feuillets d'argile, montrant les surfaces basales, les bordures des particules, ainsi que les espaces interfeuillets	18
b) Représentation schématique [Le Pluart] de l'empilement des feuillets unitaires dans une smectite.	18
Figure II.3 : Représentation schématique de la couche interfoliaire dans le cas de cations interfoliaires hydratés [Le Pluart,].	19
Figure II.4 : Structure multi-échelle de la montmorillonite [Le Pluart et al. (2004)].....	21
Figure II.5 : Différents modes de succession des feuillets au sein d'une unité interstratifiée	25
Figure II.6 : Les différents types d'espaces poreux	26
Figure II.7: Trois échelles caractéristiques dans une suspension.....	27
Figure II.8: (a) Structure de la double couche électrique diffuse a la surface d (une particule d'argile, et (b) distribution de la concentration en anions (n-) et les cations (n+) en fonction de la distance de la surface avec une concentration en bloc de no.	28
Figure II.9 : Représentation de la double couche électrique	29
Figure III.2: Densimètre Fann.....	34
Figure III.3: Viscosimètre Fann	35
Figure III.5: Filtre-presse A.P.I BAROID.....	36
Figure III.4: Schéma de filtre-presse A.P.I BAROID.....	36
Figure III.6: Distillateur (Retort Kit) Fann.....	37
Figure III.7: Schéma d'un Elutriomètre.....	38
Figure III.8: Variation du pH et du potentiel Zéta en fonction du vieillissement (a et b) et en fonction de la concentration en KCl pour 30 g/L de Bentonite (c).....	45
Figure III.9: Rhéogrammes des suspensions de bentonite à 2% en présence de xanthane (a), PAC (b) et KCl (c).....	45

Liste Des Tableaux

Tableau II.1 : Classification des phyllosilicate 2:1.....	17
Tableau III.1 : CEC et Composition minéralogique des échantillons de HMD	43
Tableau III.2 : les caractéristiques de la boue de forage étudiée.....	44
Tableau IV.1: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 26 "	48
Tableau IV.2: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 26 ".....	48
Tableau IV.3:La composition de la boue de forage de Phase 16 "	48
Tableau IV.4:Propriétés physico-chimique du fluide de forage de Phase 16 ".....	49
Tableau IV.5: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 121/4 ".....	49
Tableau IV.6: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 121/4 ".....	49
Tableau IV.7: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 83/8 ".....	50
Tableau IV.8: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 83/8 ".....	50
Tableau IV.9: caractéristique massique de différent type de fluide de forage utilisé de Phase 6 ".....	51
Tableau IV.10: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 6 ".....	51
Tableau IV.11: Résultat d'analyse de la boue final de différents phases.....	56

Abréviations utilisées

WBM : (boues à Base d'eau)
API: (American Petroleum Institute)
BaSO₄: Barite ou sulfate de baryum
BED: Boue à émulsion directe
CaCO₃: Carbonate de Calcium
CaSO₄: Sulfate de calcium
CC : centimeter cube
CMC: (Carboxy Méthyl Cellulose)
Cp: centipoise
Fe₂O₃: L'hématite
HC: hydrocarbure
HMD : (HASSI MESSAOUD)
HP/HT : (Haute pression et haute température)
KCL: Chlorure de potassium
LGS : low gravity solide
Lube 167: Lubrifiant
MWD: Mesure while drilling
NaCl: Chlorure de sodium
OBM : (boues à base huileuse)
OOC : (oil on cuttings)
PAC: Cellulose poly anionique
PAG: Polyalkylene glycols
PBS: La galène
PHPA: Polyacrylamide partiellement hydrolysé.
PM : Phénolphtaleine – Mud
PV: Plastique Viscosité
SG : (gravité spécifique)
S/S : (Stabilisation/solidification)
Va: Viscosité apparente
Vp: viscosité plastique
Yp: Yield point.

Nomenclature

T	Temps de filtration (min)
$\frac{dv}{dt}$	Débit ou volume de filtrat écoulé pendant le temps t (ml/min)
S	Surface de filtration (in ²)
K	Perméabilité du gâteau (constant)
μ	Viscosité de la filtration (cP)
ΔP	Perte de charge entre les deux faces du gâteau (psi)
Z	Épaisseur du gâteau à l' instant (inch)
V	Volume filtré pendant un temps t (ml)
V'	Volume spécifique
μ_p	La viscosité plastique (cP)
τ	Tension de cisaillement (lbs/100ft ²)
τ_p	Yield point (lbs/100ft ²)
y	Taux de cisaillement (Sec-1)
V_{max}	Vitesse maximale (m/min)

Introduction Générale

Introduction Générale

Un "Forage Pétrolier" représente l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches Poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou Gazeux. Son implantation est décidée à la suite des études géologiques et Géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

L'incertitude quant à la nature des fluides piégés dans le sous-sol et la complexité des dépôts Sédimentaires expliquent le nombre encore élevé de forages d'exploration négatifs (un sondage -d'exploration productif pour quatre négatifs) et la part importante du coût des forages dans le coût de la recherche.

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses n'est pas une opération facile, étant donné les problèmes qui se posent tels que le gonflement, la dispersion/et le délitage, et dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile-fluide de forage.

Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine. Plusieurs approches ont été développées afin d'expliquer le fondement des problèmes observés.

C'est dans ce contexte que va s'inscrire notre travail qui sera axé sur une étude de l'efficacité d'argiles entrant dans la fabrication des boues. Notre manuscrit va donc s'articuler sur quatre chapitres :

- Chapitre I: Généralité sur la boues de forage.
- Chapitre II: Les Argiles.
- Chapitre III : Les méthode expérimentales d'analyse de la boueLes argiles.
- Chapitre IV : Etude de l'efficacité de la boue de forage.

Ce travail sera clôturé par une conclusion générale avec des propositions sur les solutions à apporter pour que l'activité de forage puisse répondre aux critères de développement durable.

Chapitre I: Généralité sur la boues de forage

I.1.Définition

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciment,...). Le fluide de forage était déjà présent en 1993 lors du premier congrès mondial du pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications. La première traite sur les fluides de forage a été publiée en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American petroleum institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée de forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boue, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille (**Figure I-1**). À la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales, il est ensuite réutilisé.

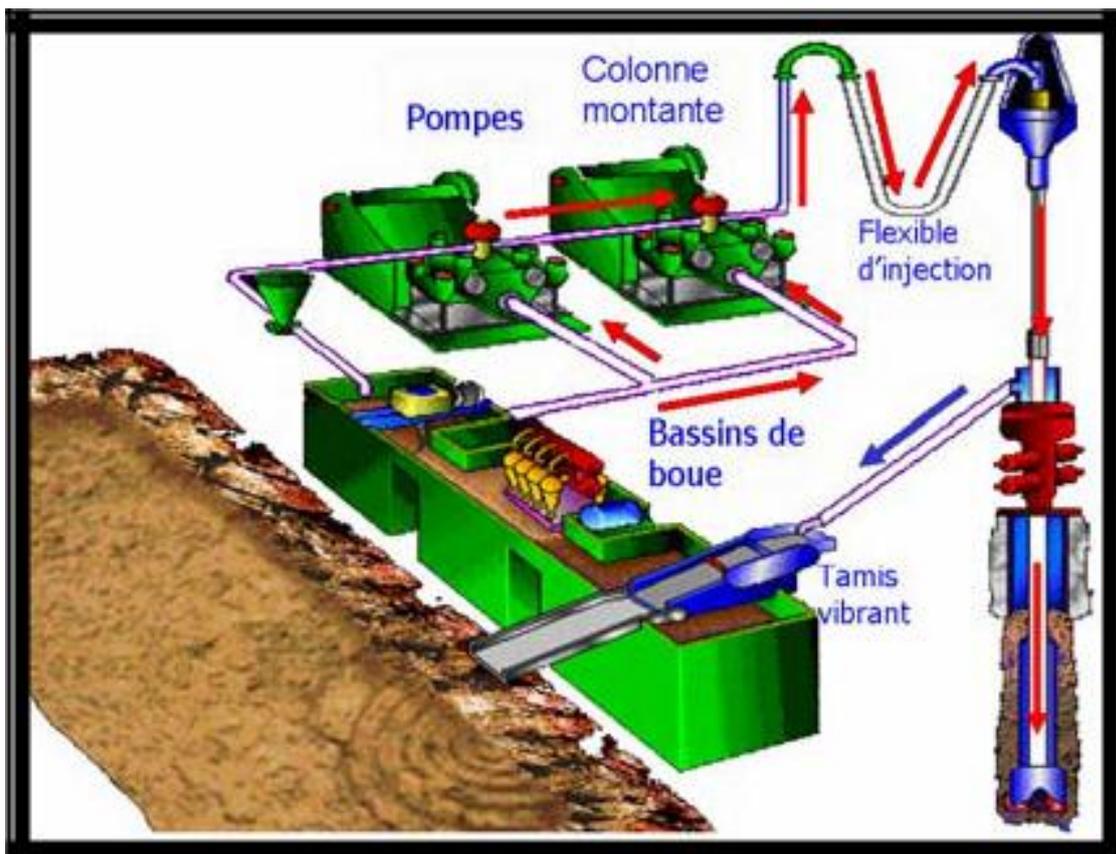


Figure I.1: Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997)

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

I.2.Principales Actions Des Boues De Forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés telles qu'elles facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages (**Lummus et Azar, 1986**).

Afin de réunir ces qualités tout en maintenant des prix de revient en rapport avec les problèmes posés, voyons quelles sont les principales fonctions des boues de forage.

I.2.1. Nettoyage du puits:

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roches appelés plus couramment " cuttings " ou " déblais ".

L'aptitude de la boue à entraîner les déblais dépend des variables suivantes :

Sa rhéologie. Sa densité.

Sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire.

Si la rhéologie et la densité relèvent de la boue elle-même, il n'en va pas de même de la vitesse de remontée qui dépend du débit des pompes à boue, du diamètre de forage et de celui du train de sonde (**Chillingarian et Vorabutr, 1983; Darley et Gray, 1988**).

I.2.2.Maintien des déblais en suspension:

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation mais, elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

Pendant longtemps on a pensé que seul un fluide possédant des gels élevés était capable de s'opposer à la sédimentation des déblais ou des produits alourdissant en suspension dans la boue. Cette opinion ne prévaut plus et il est actuellement possible de fabriquer des boues à gels nuls sans risque de sédimentation, comme nous le verrons au chapitre rhéologie.

I.2.3.Sédimentation des déblais fins en surface:

Alors que nous venons de voir que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation nous demandons à ce même fluide de laisser sédimenter les déblais fins en surface.

Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. En effet dans le cas du maintien en suspension dans le sondage, c'est à tous les déblais (quelle que soit leur granulométrie) et particulièrement aux particules les plus grosses, ceci dans une section réduite, que nous nous intéressons. En surface le problème est différent car c'est une boue débarrassée des déblais éliminés sur les toiles des vibrateurs que nous avons. Le fluide ne conserve donc en suspension que les particules les plus fines et les plus denses dans un circuit favorisant la décantation pourront sédimenter, tout au moins partiellement.

I.2.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde:

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

La circulation de la boue au droit de l'outil assure aussi son nettoyage ainsi que sa lubrification. Cette lubrification est bien sûr fonction du type de boue et de ses caractéristiques, une addition d'huile émulsionnée dans la phase aqueuse est souvent un élément favorable. Des additifs antifriction et des lubrifiants extrême pression ont été mis au point, additionnés à la boue, ils permettent de réduire considérablement les coefficients de frottement, prolongeant ainsi la vie des outils, du train de sonde et de toutes les pièces métalliques en mouvement dans le puits. De plus le dépôt d'un film de boue (cake) sur les parois du puits diminue le frottement de la garniture de forage, en rotation et en manoeuvre.

I.2.5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits:

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

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

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

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

I.2.6. Dépôt d'un cake imperméable:

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

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. De ce fait il est possible de réaliser des “ découverts ” importants, donc de réduire le nombre des tubages techniques et réaliser ainsi une économie notable. Ce cake devra posséder certaines qualités qui sont fonction du type de boue et de l'équilibre physico-chimique du fluide.

I.2.7. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile:

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum. Un minimum afin de contrôler les pressions des couches et un maximum afin de ne pas créer des suppressions qui pourraient endommager les formations et les réservoirs. Cette fonction vitale pour le sondage sera développée en détail par la suite (**Nguyen J., P.(1993)**).

I.2.8. Augmentation de la vitesse d'avancement:

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

Nous verrons que dans certains cas particuliers, “ forage au jet ” par exemple, des caractéristiques de la boue (densité et rhéologie) et de la géométrie du sondage découlent les autres paramètres et les performances.

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

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

I.2.9. Entraînement de l'outil:

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

I.2.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage:

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

Dans le cas du forage à l'air c'est le poids réel de la garniture que l'installation doit supporter (**Kelly, J. (1968)**).

I.2.11. Apport de renseignements sur le sondage:

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

- Cuttings remontés par la circulation de boue. La boue devra altérer le moins possible ces échantillons de roche au cours de leur transport.
- Evolution des caractéristiques physiques et / ou chimiques de la boue. Une variation de densité peut indiquer une légère venue de fluide non encore décelable en volume. Une variation de concentration en chlorures annonce la présence d'évaporites etc...
- La détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue. L'utilisation de dégazeurs, chromatographes etc... permet en effectuant des mesures sur la boue de préciser l'évolution de la concentration en hydrocarbures.

L'ensemble de ces examens parallèles au contrôle des boues est appelé diagraphies instantanées.

De plus, en général en fin de phase, des mesures de diagraphies différées sont effectuées dans le puits plein de boue. Ces dernières mesures sont affectées par la

nature et les caractéristiques des boues de forage. Certains types de boues rendent impossibles plusieurs mesures électriques dans le sondage. De ce fait, comme nous le verrons, il est indispensable de faire intervenir le critère diagraphies dans le choix d'un type de boue.

I.2.12. Contamination des formations productrices:

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

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

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

I.2.13. Corrosion et usure du matériel:

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

Elle peut aussi dans certains cas avoir une action corrosive électrolytique qui devra être minimisée en ajustant son équilibre chimique et / ou en y additionnant des agents anti-corrosifs.

I.2.14. Toxicité et sécurité:

La boue de forage ne devra pas présenter de dangers pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation d'un type de boue à base d'huile. L'huile de fabrication devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en usage sur les chantiers (**Kraus, Richard S. (1991)**).

I.3.Composition Des Boues De Forage

Les boues de forage peuvent être divisées en deux groupes :

- Les boues dont la phase continue est l'eau.
- Les boues dont la Phase continue est l'huile (**Ryan et Chillingar, 1996**).

I.3.1. Les boues dont la phase continue est l'eau:

Ces boues sont constituées par trois groupes d'éléments distincts :

- L'eau qui est la phase la plus importante en volume et qui peut contenir de l'huile émulsifiée, en émulsion du type huile dans l'eau et des produits chimiques solubles.
- Les argiles ajoutées volontairement ou en provenance des formations forées. Les colloïdes organiques, les produits solubles mais à sursaturation.
- Les solides inertes : sables, calcaires, dolomies, barytine, etc...insensibles à l'action chimique (**Herzhaft, 2001; Peysson, 2004**).

I.3.1.1.L'eau de fabrication:

L'eau de fabrication peut être de l'eau douce contenant peu ou pas de sels de sodium, calcium, magnésium et autres. Plus l'eau contiendra d'ions calcium et d'ions magnésium et plus l'eau sera dite " dure ".

Une eau dure diminue le rendement des argiles et des produits chimiques. L'addition de 1 à 2 kg de soude caustique ou de carbonate de soude par m³ d'eau permet de " l'adoucir " par précipitation du calcium et du magnésien.

L'eau de fabrication peut être aussi plus ou moins salée : de 7 à 35 g/l. Il n'est pas possible de diminuer la salinité d'une eau autrement que par dilution à l'aide d'eau douce. Il est cependant facile de fabriquer des boues à l'aide d'eau salée, mais avec un prix de revient en produits plus élevé.

L'eau de fabrication peut être aussi de l'eau salée saturée au Na Cl. Lorsque la saturation est obtenue la salinité de l'eau est comprise entre 315 et 318 g de Na Cl/L de saumure et la densité avoisine 1,20.

On peut ajouter de l'huile et former une émulsion du type huile dans l'eau.

La phase aqueuse peut contenir aussi des produits chimiques ajoutés pour traiter la boue.

I.3.1.2.Les argiles:

Les argiles sont employées dans les boues à base d'eau pour donner de la viscosité et pour réduire le filtrat.

Mise en suspension dans l'eau, l'argile gonfle en absorbant de grandes quantités de liquide, il en résulte une viscosité du mélange plus ou moins élevée suivant la qualité de l'argile et la composition électrolytique de l'eau.

Les argiles les plus couramment employées sont du type MONTMORILLONITE (de Montmorillon dans la Vienne) et sont plus connues des foreurs sous le nom de Bentonites (de FORT BENTON, Wyoming). Ces argiles sont extraites de gisement et subissent un traitement d'activation en usine.

Pendant le forage, l'outil traverse des formations argileuses d'épaisseur variable et, suivant le type de boue employé les " cuttings " se dispersent et gonflent en augmentant dangereusement la viscosité de la boue. De ce point de vue, l'argile est un contaminant que l'on combat par un certain nombre de moyens : additions de produits fluidifiants, et d'inhibiteur de gonflement. Ajout d'eau, centrifugation, etc...

Toutefois, les bentonites commerciales gonflent peu ou pas en milieu salé et il faut employer dans ce cas, pour augmenter la viscosité. Des argiles spéciales, appelé attapulgités (de Attapulgis en Géorgie USA).

I.3.1.3. Les solides inertes:

Il sont constitués généralement par tout ce qui est insoluble dans l'eau et qui par conséquent, ne réagit pas. Ils n'agissent que par " effet de masse ". Ainsi le sulfate de Baryum ($BaSO_4$) ou Barytine, plus connu des foreurs sous le nom impropre de Baryte, est employé pour augmenter la densité. Parallèlement, la viscosité augmentera mais simplement parce qu'il faut de très grandes quantités de Barytine pour augmenter la densité d'une boue. Le sable, les calcaires, les dolomies ; etc...

" chargent " la boue mais sont chimiquement inertes (**IDF, 1988**).

I.3.2. Les boues dont la phase continue est l'huile:

On distingue les boues à l'huile contenant 5 à 15 % d'eau au maximum et les boues à émulsion inverse pouvant contenir jusqu'à plus de 50% d'eau. Pour ces deux types de boues, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile.

Tout comme les boues à base d'eau, les boues à base d'huile sont constituées par trois groupes d'éléments distincts :

- L'huile qui peut-être une huile raffinée ou du brut et l'eau d'émulsion qui peut-être douce, salée ou salée saturée.
- Les savons et argiles organophiles qui confèrent de la viscosité, du corps à la boue et qui réduisent le filtrat.

- Les produits inertes : argiles (les argiles sont généralement oléophobes), barytine, carbonate de calcium, sables, dolomies, etc... (Lummus et al., 1971).

La classification des fluides est représentée dans l’organigramme suivant :

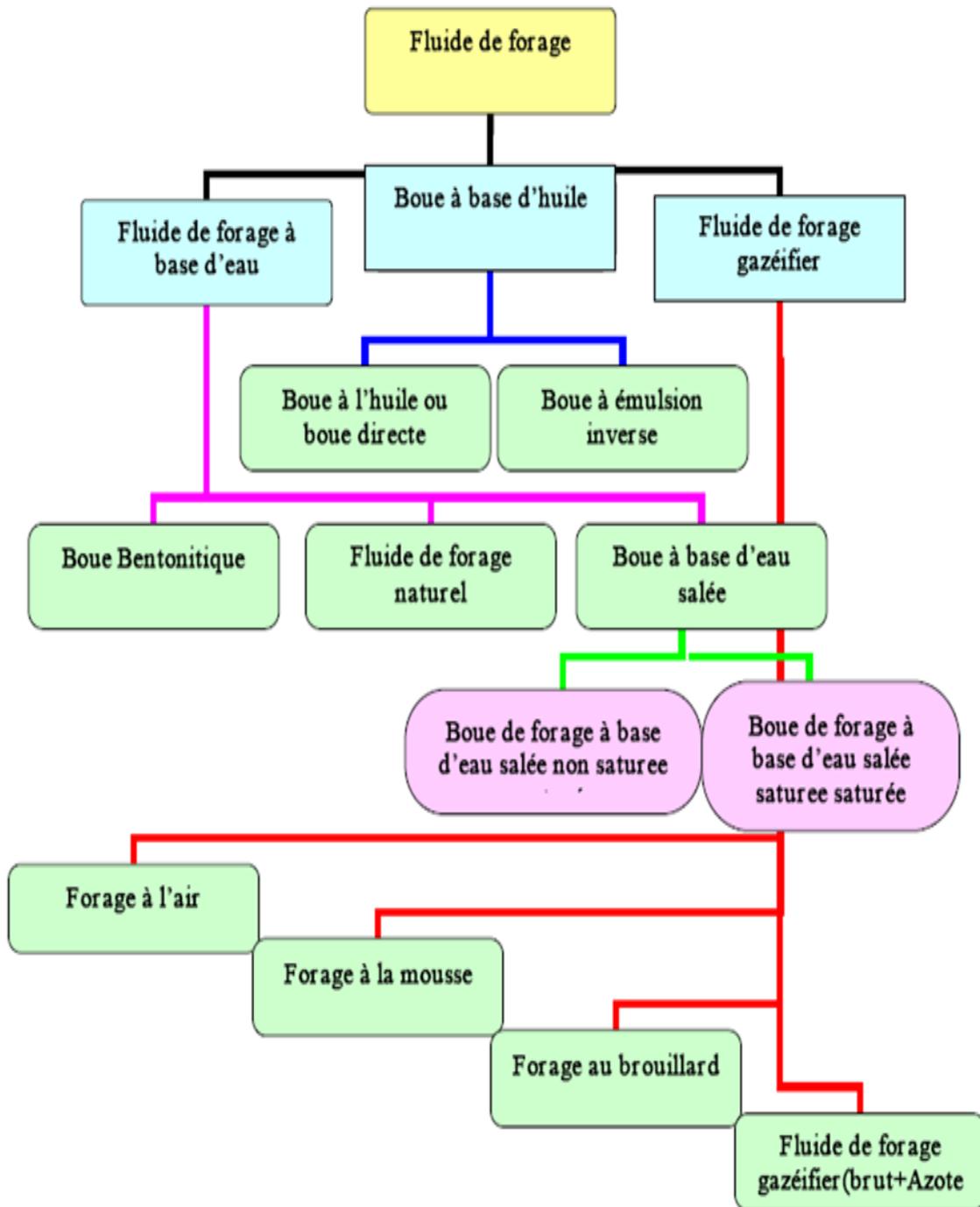


Figure I.2: Représentant la classification des fluides de forage

I.4.Action Du Forage Sur La Boue:

Au cours de son utilisation une boue de forage a toujours tendance à évoluer sous l'influence de circonstances extérieures. On est donc amené, en permanence, à effectuer un traitement permettant de maintenir les caractéristiques désirées. Dans certains cas cela est impossible ou trop coûteux et il est nécessaire de changer de type de boue pour pouvoir maintenir les caractéristiques souhaitées. Dans cette introduction nous nous

Limitons à énumérer les principales conditions de forage qui affectent les caractéristiques de la boue ainsi que les problèmes posés par la nature de certaines formations. L'étude ultérieure de chaque type de boue nous nous amènera à développer ces points **Kelley (1968)**.

I.4.1.Interactions physiques ou contamination physique de la boue:

- Teneur en solides inertes élevée.
- Teneur en solides colloïdaux élevée.
- Formation gonflante et / ou fluante.
- Forte pression (venue d'eau, gaz, huile).
- Paille pression (perte de circulation).

I.4.2.Interactions chimiques ou contamination chimique de la boue:

- Gypse et anhydrite.
- Ciment.
- Chlorures.
- Sulfures.
- Venue d'eau, de gaz ou d'huile.
- Température élevée.

Chapitre II :

Les Argiles

II.1.Introduction

L'argile utilisée dans notre travail est connue sous le nom de "*bentonite*". Elle désigne généralement une poudre minérale constituée essentiellement de l'argile de montmorillonite (famille des smectites). Dans leur état naturel, la plupart des gisements de bentonite sont hétérogènes ; ils sont constitués de smectites mélangées ou interstratifiées avec l'illite et/ou la kaolinite et d'autres impuretés [Laribi *et al.* (2005)]. La bentonite est largement utilisée dans de nombreux secteurs industriels (pharmacie, cosmétique, chimie, génie civil, agroalimentaire ...).

Elle est utilisée sous forme pâteuse ou à l'état de poudre pour la réalisation de barrières étanches pour les déchets industriels et ménagers (géomembranes bentonitiques) et les déchets radioactifs (barrières ouvragées ; poudre compactées). A l'état liquide, la boue de bentonite se définit comme une *suspension eau-argile*. L'origine de l'usage de la boue est sans aucun doute les forages pétroliers [Besq (2000)]. Elle permet, du fait de ses propriétés rhéologiques, de faire face aux nombreuses exigences du forage, telles que la stabilité de l'ouvrage (par imprégnation du terrain et par fabrication d'un cake pour limiter la filtration vers la paroi) et l'évacuation des déblais.

Dans ce chapitre, nous présentons, en premier lieu, la structure et les propriétés des matériaux argileux en général, afin de mieux distinguer les spécificités des smectites ainsi que la montmorillonite. Cette famille d'argile est la composante majeure de la bentonite commerciale utilisée dans le présent travail. Cependant, il convient de souligner qu'une bentonite peut être composée de smectites mélangées ou interstratifiées avec l'illite et/ou la kaolinite. On note que ces dernières sont moins abondamment traitées dans la littérature que les smectites et les montmorillonites. Nous présentons par la suite, une revue bibliographique sur la microstructure de la bentonite, son hydratation et ses propriétés de gonflement et de dispersion.

II.2.Les Matériaux Argileux

Les phyllosilicates sont des silicates dans lesquels les tétraèdres de SiO_4 forment des feuillets infinis bidimensionnels. Ces feuillets tétraédriques sont condensés avec des octaèdres d'oxydes métalliques dans un rapport 2:1 ou 1:1. Les phyllosilicates sont également appelés plus simplement silicates lamellaires [Le Pluart (2002)]. Les différents groupes de minéraux argileux se différencient par l'arrangement de leurs couches tétraédriques et octaédriques représentés sur la figure II.1.

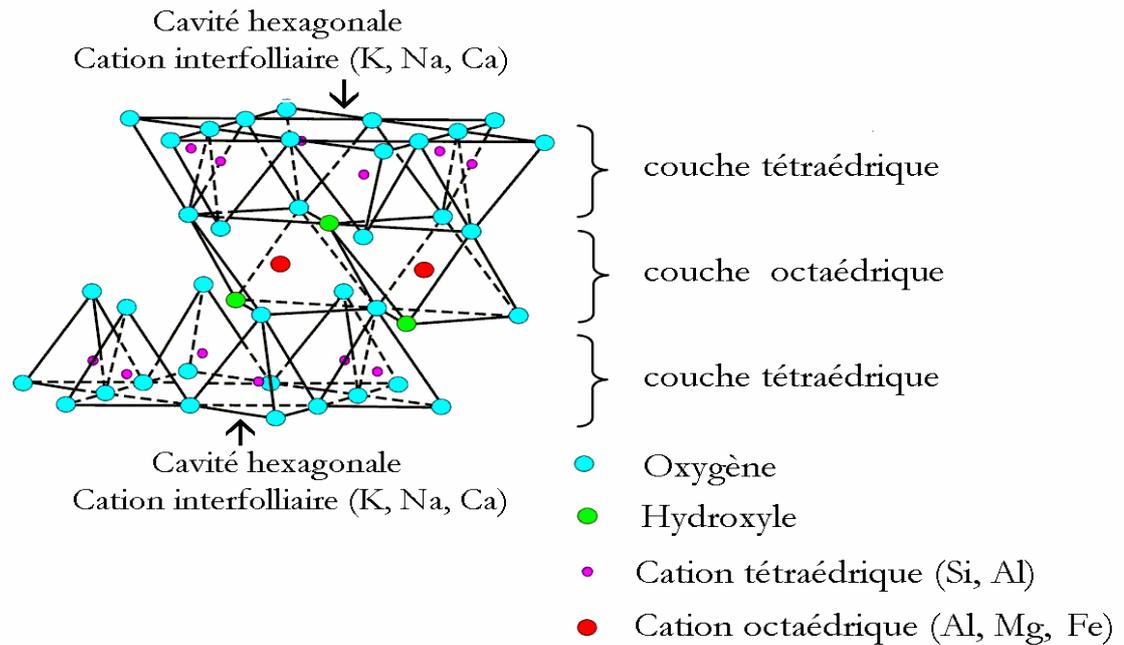


Figure II.1: Représentation schématique d'un feuillet de phyllosilicate 2:1 .

L'organisation structurale des phyllosilicates est basée sur une charpente d'ions O^{2-} et OH^- [Caillère *et al.* (1982)]. Ces anions occupent les sommets d'assemblages octaédriques (O^{2-} et (OH^-)) et tétraédriques O^{2-} . Dans les cavités de ces unités structurales élémentaires viennent se loger des cations de tailles variables (Si^{4+} , Al^{3+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} , Mg^{2+}) en position tétraédrique ou octaédrique. Ces éléments s'organisent suivant un plan pour constituer des couches octaédriques et tétraédriques dont le nombre détermine l'épaisseur du feuillet. L'espace entre deux feuillets parallèles s'appelle espace interfoliaire. Lorsque deux cavités sur trois de la couche octaédrique sont occupées par Al^{3+} (ou un autre ion métallique trivalent), la structure est dénommée dioctaédrique. Quand la totalité des cavités octaédriques est occupée par des ions métalliques bivalents, la structure s'appelle trioctaédrique.

Par ailleurs, il peut exister des substitutions isomorphiques dans les couches tétraédriques ($Si^{4+} \longrightarrow Al^{3+}$, Fe^{3+}) et /ou octaédrique ($Al^{3+} \longrightarrow Mg^{2+}$, Fe^{2+} , ou $Mg^{2+} \longrightarrow Li^+$). Ces substitutions entraînent un déficit de charge qui est compensé, à l'extérieur du feuillet, par des cations compensateurs.

II.3. Classification Des Argiles

Il existe différentes classifications des argiles. La plus classique est basée sur l'épaisseur et la structure du feuillet. On distingue ainsi quatre groupes:

- 1) **Minéraux à 7 Å** : Le feuillet est constitué d'une couche tétraédrique et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T:O ou de type 1:1. Son épaisseur est d'environ 7 Å.
- 2) **Minéraux à 10 Å** : Le feuillet est constitué de deux couches tétraédriques et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T:O:T ou de type 2:1. Son épaisseur est d'environ 10 Å.
- 3) **Minéraux à 14 Å** : Le feuillet est constitué de l'alternance de feuillets T:O:T et de couches octaédriques interfoliaires,
- 4) **Minéraux interstratifiés** : L'épaisseur du feuillet est variable. Ces minéraux résultent du mélange régulier ou irrégulier d'argiles appartenant aux groupes ci-dessus.

Par ailleurs, on trouve dans la littérature des modèles différents pour la classification des phyllosilicates. La première classification, établie par le comité international de Classification et de Nomenclature des Minéraux argileux en 1966, est basée uniquement sur la charge du feuillet et sur le nombre d'atomes métalliques en couche octaédrique. La deuxième, établie par **Mering** prend en compte la localisation des substitutions, leur distribution et le type de cations compensateurs. Cette classification ne prend pas en compte les silicates synthétiques, parfois utilisés dans l'élaboration de nanocomposites, que sont la fluorohectorite, le fluoromica ou la laponite. Le Tableau III.1 présente une classification déduite des travaux de **Brindley (1967)** qui donne la valeur de la charge permanente du feuillet qui a servi comme critère pour établir une classification des phyllosilicates 2:1 (famille qui nous intéresse dans la présente étude).

Parmi l'ensemble des argiles citées dans le tableau III.1, les trois familles les plus importantes sont les kaolinites, les illites et les smectites :

- 1) **Kaolinite** : Dans le cas de la kaolinite, le feuillet est toujours neutre, dioctaédrique et alumineux, de composition $(\text{Si}_2)(\text{Al}_2)\text{O}_5(\text{OH})_4$ par demi-maille . Morphologiquement, la kaolinite se présente sous forme de particules hexagonales constituées par des empilements de feuillets.
- 2) **Smectites** : La structure de la couche octaédrique des smectites, ainsi que la localisation des substitutions, ont conduit à une classification de ces minéraux.

Ainsi, il existe deux grandes catégories de smectites. Les premières sont dites dioctaédriques du fait de l'occupation de seulement deux sites octaédriques sur trois. Parmi elles, certaines présentent majoritairement des substitutions dans la couche octaédrique (montmorillonite), alors que d'autres sont principalement substituées dans les couches tétraédriques (beidellite). Typiquement, l'ion en site octaédrique est alors l'aluminium, qui est remplacé par du magnésium ou du fer, alors que le silicium tétraédrique est remplacé par de l'aluminium. Il existe un troisième type de smectite dioctaédrique, possédant essentiellement du fer au degré d'oxydation III dans sa couche octaédrique, remplacé par de l'aluminium ou du magnésium (nontronite). Les autres smectites sont trioctaédriques, car, dans ce cas, tous les sites octaédriques sont occupés. L'ion en site octaédrique est en général le magnésium.

Tableau II.1 : Classification des phyllosilicate 2:1.

Feuillet	Charge par maille	Dioctaédriques	Triocctaédriques	
1: 1	0	Kaolinite (Si ₄)(Al ₄)O ₁₀ (OH) ₈	Antigorite (Si ₄)(Mg ₃)O ₁₀ (OH) ₈	
	#0		Berthierines (Si _{4-x} Al _x)(Mg ²⁺ _{6-x} M ³⁺ _x)O ₁₀ (OH) ₈	
	#0	Pyrophyllite (Si ₈)(Al ₄)O ₂₀ (OH) ₄	Talc (Si ₈)(Mg ₆)O ₂₀ (OH) ₄	
2: 1	SMECTITES			
	0.4 à 1.2	Montmorillonite (Si ₈)(Al _{4-y} Mg _y)O ₂₀ (OH) ₄ M _y ⁺	Hectorite (Si ₈)(Mg _{6-y} Li _y)O ₂₀ (OH) ₄ M _y ⁺	
		Beidellite (Si _{8-x} Al _x)Al ₄ O ₂₀ (OH) ₄ M _x ⁺	Saponite (Si _{8-x} Al _x)(Mg ₆)O ₂₀ (OH) ₄ M _x ⁺	
	1.2 à 1.8	Illites (Si _{8-x} Al _x)(Al _{4-y} M ²⁺ _y)O ₂₀ (OH) ₄ K ⁺ _{x+y}	Vermiculites (Si _{8-x} Al _x)(Mg _{6-y} M ³⁺ _y)O ₂₀ (OH) ₄ K ⁺ _{x-y}	
	MICAS			
	2	Muscovite (Si ₆ Al ₂)(Al ₄)O ₂₀ (OH) ₂ K ⁺ ₂	Phlogopite (Si ₆ Al ₂)(Mg ₆)O ₂₀ (OH) ₂ K ⁺ ₂	
4	Margarite (Si ₄ Al ₄)(Al ₄)O ₂₀ (OH) ₂ Ca ²⁺ ₂	Clintonite (Si ₄ Al ₄)(Mg ₆)O ₂₀ (OH) ₂ Ca ²⁺ ₂		

Parmi elles, certaines sont caractérisées par des substitutions du magnésium par le lithium dans la couche octaédrique (hectorite), alors que pour d'autres, les substitutions ont principalement lieu dans la couche tétraédrique, où le silicium est remplacé par de l'aluminium (saponite). La localisation des substitutions est un facteur déterminant dans les propriétés d'adsorption des smectites, d'où l'importance de la classification décrite ici. Cependant, la montmorillonite et l'hectorite, dans

lesquelles les substitutions ont principalement lieu dans la couche octaédrique, sont les plus répandues dans la nature, et donc les plus souvent étudiées.

- 3) **Illite** : Comme les smectites, cette famille est aussi un phyllosilicate 2:1. Les feuillets possèdent une charge globale négative, plus élevée que celle des smectites, qui est compensée par des ions potassium. La différence fondamentale avec les smectites réside dans le fait que les ions compensateurs (potassium) ne sont que très faiblement échangeables : l'illite a une capacité d'échange cationique faible. Il n'y a pas d'hydratation des espaces interfoliaires .

II.4. Les Smectites

Comme nous l'avons déjà indiqué plus haut, ce type de phyllosilicates est constitué des deux couches tétraédriques encadrant une couche octaédrique (**figure II.2**). Les minéraux les plus importants de cette famille sont la montmorillonite, la beidellite, l'hectorite et la saponite . Cette famille d'argile est composée de particules plates d'une grande extension latérale avec des diamètres allant de quelques microns à plusieurs centaines de microns.

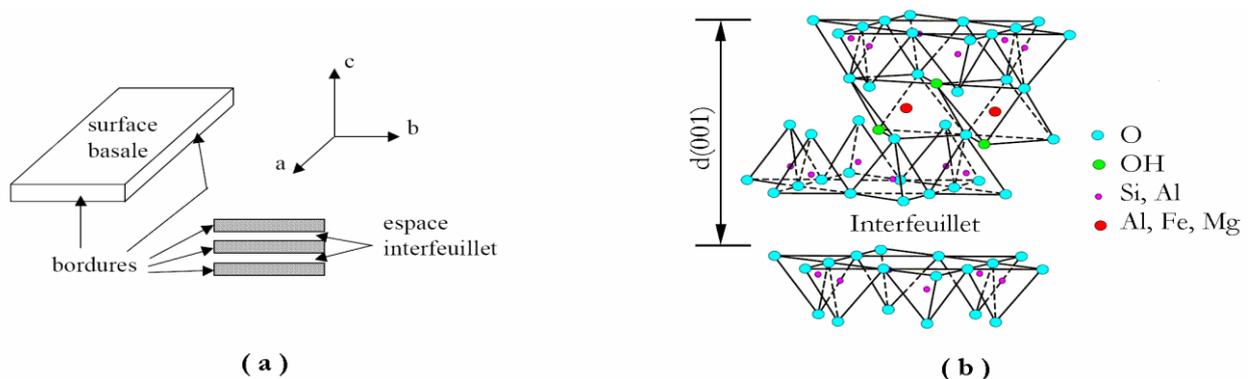


Figure II.2:

- a) Illustration de l'empilement des feuillets d'argile, montrant les surfaces basales, les bordures des particules, ainsi que les espaces interfeuillets .
- b) Représentation schématique [Le Pluart] de l'empilement des feuillets unitaires dans une smectite.

Ces particules sont elles-mêmes constituées d'un empilement de feuillets unitaires, formant spatialement une structure de type "jeu de cartes" (**figure II.2.a**). L'épaisseur totale du feuillet et de l'espace interfeuillelet associé est d'environ 14 Å. Des molécules d'eau sont susceptibles de s'intercaler dans l'espace interfoliaire (**figure II.2.b**). Le degré d'hydratation dépend de la nature du cation hydraté et de l'humidité relative. Cette possibilité de "**gonflement**" des espaces interfoliaires conduit à désigner ces argiles par le terme d'"**argiles gonflantes**", comme nous le verrons plus loin.

Les études électrocinétiques menées sur les smectites indiquent que pour tout pH supérieur à 2 ou 3, celles-ci portent une charge négative à leur surface, neutralisée par des cations dits "compensateurs". La principale origine de cette charge de surface provient de substitutions isomorphiques au sein du réseau cristallin, résultant du remplacement des cations métalliques du réseau par des cations de même taille mais de charge inférieure. Cette charge négative est couramment notée charge structurale permanente et se situe aux alentours de $7.10^{-3} \text{ e}/\text{Å}^2$. Elle est à l'origine du gonflement de ces minéraux en présence d'eau. D'autres facteurs interviennent également dans la formation de la charge de surface certaines imperfections au sein du réseau cristallin, la présence de liaisons rompues en bordure des particules, ou celle d'hydroxyles structuraux en surface .

Pour les phyllosilicates, les espaces qui se trouvent entre les feuillets (**figure II.3**) peuvent être vides ou remplis. Ils sont vides dans le cas où les feuillets sont neutres et occupés par des cations dès que les feuillets de l'édifice présentent un déficit de charge à la suite de substitutions isomorphiques. Ces cations rétablissent l'électro-neutralité du système et en même temps assurent la liaison entre les feuillets adjacents, qui est ici de nature ionique.

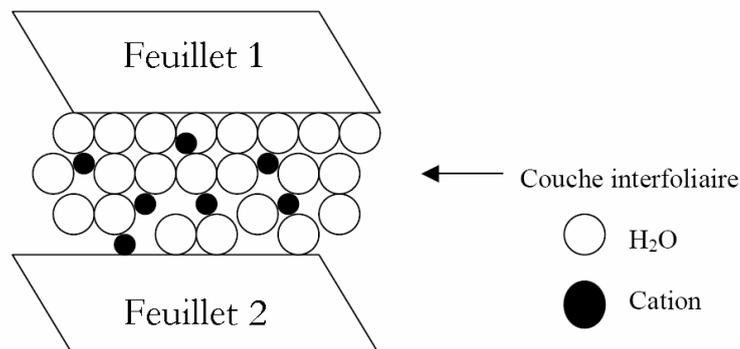


Figure II.3 : Représentation schématique de la couche interfoliaire dans le cas de cations interfoliaires hydratés [Le Pluart,].

Ces cations peuvent être soit *secs* soit **hydratés**. Les cations les plus fréquents sont Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , Li^+ . Dans le cas des smectites où les cations compensateurs sont hydratés avec la présence d'un film d'eau entre les feuillets concourant à leur écartement, on parle de **minéraux expansibles**. La propriété essentielle de ces minéraux est de se disperser au contact de l'eau pour former des suspensions plus ou moins stables. Les cations interfoliaires sont en général échangeables par des cations organiques et minéraux se trouvant dans des solutions mises au contact du phyllosilicate (**Figure II.3**). On caractérise alors chaque phyllosilicate par sa **Capacité d'Echange Cationique (CEC)** définie comme étant le nombre de cations monovalents (équivalents chimiques) qu'il est possible de

substituer aux cations compensateurs pour compenser la charge électrique de 100 g de minéral calciné. Il y a, dans les argiles, deux principales causes d'existence d'une capacité d'échange ionique, l'une interne et l'autre externe:

- 1) **La présence de substitutions isomorphiques (CEC interne) :** La plus fréquente est la substitution de Al^{3+} par Mg^{2+} dans la couche octaédrique. C'est le mécanisme principal d'échange pour une montmorillonite. Pour cette argile [Caillère *et al.* (1982)], la distance entre les sites négatifs situés au niveau de la couche octaédrique et le cation échangeable situé à la surface du feuillet est telle que les forces d'attraction sont faibles. Des substitutions de Si par Al dans la couche tétraédrique sont également possibles.
- 2) **Les phénomènes de bordure (CEC externe) :** Aux bordures d'un feuillet, les valences du silicium et de l'oxygène en couche tétraédrique d'une part, de l'aluminium et de l'oxygène en couche octaédrique, d'autre part, ne sont pas saturées. Pour compenser ces valences, des molécules d'eau s'hydrolysent et il y a apparition de groupes silanol (Si-OH) ou aluminol (Al-OH) qui, en fonction du pH, peuvent capter ou libérer des protons. Ces derniers peuvent être échangés avec d'autres cations. Le nombre et la nature des charges de bordure de feuillet seront directement liés au pH . **Langmuir (1918)** a montré que les charges de bordure de feuillet prennent une importance plus significative lorsque la taille des particules diminue. Ces phénomènes expliquent environ 20 % de la capacité totale d'échange d'une smectite.

En résumé, la charge négative des particules argileuses est compensée par l'adsorption de cations, essentiellement le sodium et le calcium dans le cas des smectites. Ces contre-ions sont localisés sur les surfaces externes des particules ainsi qu'entre les feuillets unitaires. Ces cations peuvent être échangés par d'autres cations présents dans le système et on peut ainsi définir une capacité d'échange cationique pour un échantillon donné. Cette capacité d'échange cationique dépendant du pH de la solution, elle est en général mesurée à pH neutre, ce qui permet une comparaison fiable des différentes données expérimentales. Dans le cas des montmorillonites, la littérature rapporte des valeurs comprises entre 85 et 160 milliéquivalents pour 100 grammes d'argile .

II.5. Microstructure De La Bentonite

Pour comprendre la microstructure de la bentonite, nous présentons dans ce paragraphe une revue bibliographique sur la microstructure de la montmorillonite en prenant en considération les différents types de minerais et d'empilements de particules constituant l'argile en question. Cette 21e uillet est 21e uill par :

- 1) La forte présence de la montmorillonite dans la littérature).
- 2) Le fait que les phyllosilicates présentent des similitudes de structure et de propriétés [Le Pluart (2002)].
- 3) La bentonite en général, particulièrement celle étudiée ici, est constituée en grande partie par ce type de minerai.

En plus de leur facteur de forme exceptionnel [L/e généralement compris entre 100 et 1000 (figure II.4)], les montmorillonites possèdent la propriété de gonflement la plus intéressante de tous les minéraux de la famille des phyllosilicates. Nous nous attachons dans cette partie à décrire leur structure à différentes échelles et leurs propriétés spécifiques. Ceci est rendu possible par l'utilisation de techniques expérimentales telles que la Diffusion aux Petits Angles des Rayons X (DPAX), la Microscopie Electronique à transmission (MET) et la Microscopie Electronique à Balayage (MEB). Différents auteurs ont mis en évidence trois niveaux d'organisation dans les systèmes argileux, particulièrement les montmorillonites. Nous avons repris sur la figure III.4 la présentation des différents niveaux d'organisation selon l'échelle d'observation proposée par **Le Pluart et al. (2004)**. Nous présentons donc dans cette partie les trois différents "objets" caractéristiques de cette structure multi-échelle des montmorillonites.

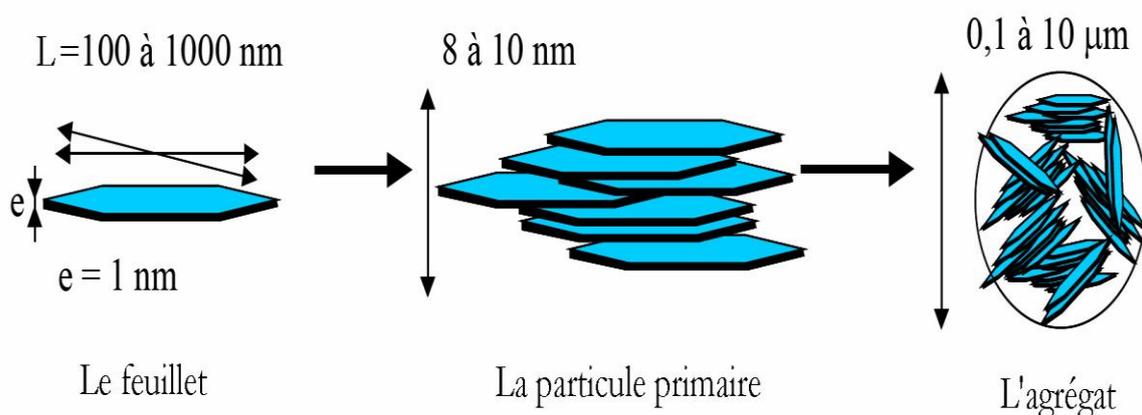


Figure II.4 : Structure multi-échelle de la montmorillonite [Le Pluart et al. (2004)].

II.5.1. Le feuillet :

Les feuillets sont les unités structurales de base définissant la nature minéralogique, l'appartenance au type d'argile, les propriétés physico-chimiques ainsi que le comportement macroscopique. Le feuillet représente la répétition horizontale de la demi-maille dans les directions x et y. Il est assimilable à un disque ou à une plaquette, possédant des dimensions latérales de l'ordre du micron, et faisant à peu près un nanomètre d'épaisseur. Ces plaquettes sont considérées comme souples et relativement déformables. L'anisotropie des feuillets est très importante. Dans la famille des smectites, la charge d'un feuillet varie de 0,2 à 0,6 électron par maille, selon la localisation des substitutions et le taux d'occupation des couches octaédriques. La montmorillonite possède environ 0,3 à 0,4 électron par maille [Le Pluart (2002)]. Comme nous l'avons dit plus haut, les cations compensateurs à la surface des feuillets de montmorillonite sont généralement des ions calcium ou sodium. On emploie généralement les termes de montmorillonite "calcique" et de montmorillonite "sodique" pour faire référence à la nature de ces cations.

II.5.2. La particule primaire :

Les particules constituent le premier niveau d'organisation. Elles sont caractérisées par un empilement de feuillets identiques parallèlement à leur plan de base. Les forces de cohésion entre feuillets sont plus faibles que celles existant au sein du feuillet. Si on considère les principales espèces minéralogiques, la structure de la particule observée dans un plan perpendiculaire au plan des feuillets peut se présenter suivant trois grands types d'empilements :

- 1) **Empilement ordonné** où les feuillets sont empilés les uns sur les autres dans un ordre parfait. C'est le cas des phyllosilicates dont l'espace interfoliaire est vide ou anhydre (plutôt pour les kaolinites ou illites).
- 2) **Empilement semi-ordonné** (ou désordre translationnel). Dans ce cas, les feuillets successifs présentent des translations "semi-définies". Ils sont séparés par quelques molécules d'eau, l'épaisseur de la particule est variable et dépend du degré d'hydratation. Ils peuvent glisser latéralement les uns sur les autres.
- 3) **Empilement désordonné** (ou désordre turbostratique). Dans ce cas, des feuillets successifs présentent des translations et/ou des rotations quelconques dans tout l'édifice. Les feuillets sont séparés par un film d'eau permettant une libre rotation autour d'un axe perpendiculaire au plan de la particule .

Il existe un nombre important de termes pour désigner les particules. Le plus petit élément cristallin (le plus petit volume cohérent) produisant des interférences dans un phénomène

de diffraction X a été appelé par **Mering** "particule primaire". La particule plus grossière, obtenue après une dispersion dans certaines conditions, constituée par l'association de plusieurs particules primaires, a été désignée par les mêmes auteurs par le terme de "particule libre". La montmorillonite est généralement constituée par l'association de plusieurs particules primaires, dont l'extension latérale est particulièrement importante . Ces auteurs avaient été amenés à concevoir une juxtaposition, par les bords, des cristallites présentant une légère désorientation les unes par rapport aux autres. Toujours dans le cas de la montmorillonite, avaient introduit la formation, par chevauchement face-face à partir de particules libres ou primaires, d'édifices à extension latérale considérable : les "domaines".

Si nous nous limitons à la dimension des particules dans la direction perpendiculaire au plan des feuillets, l'épaisseur de ces particules a été évaluée, par l'analyse classique aux Rayons X des réflexions 001, à une dizaine de feuillets maintenus par les forces électrostatiques attractives entre les ions compensateurs et les feuillets. Elle fait généralement 8 à 10 nanomètres d'épaisseur (**figure III.5**). La taille des particules est à peu près constante, c'est-à-dire que lorsqu'une montmorillonite est gonflée, l'espace interfoliaire est augmenté et il y a moins de feuillets dans une particule [**Mering; Le Pluart (2002)**].

D'autre part, la montmorillonite présente des substitutions isomorphes de type dioctaédrique .Ce type de localisation des charges empêche les cavités hexagonales de deux feuillets adjacents de se superposer. L'arrangement global des feuillets, au sein d'une particule primaire de montmorillonite, est donc turbostratique. Ils présentent un désordre dans le plan latéral mais sont tous perpendiculaires à la direction z .

Cela a été bien confirmé dans le cas des montmorillonites calciques fortement hydratées en utilisant l'analyse de la diffusion aux petits angles et la microscopie électronique à transmission .Ces auteurs ont défini la particule comme étant un empilement parallèle quel que soit le degré d'ordre dans la répétition de ces feuillets à l'intérieur de l'empilement. Comme nous le verrons plus loin, ces particules constituent les "parois" du réseau de pores développé au sein de l'échantillon et ont une épaisseur extrêmement variable en fonction de la teneur en eau de l'échantillon.

Dans la littérature, on trouve souvent des travaux sur des bentonites constituées par des minéraux non homogènes dites "interstratifiées" [**Caillère et al. (1982)** ; **Laribi et al. (2005)**]. Ces particules d'argile sont constituées par la superposition de feuillets qui sont :

- 1) Soit de nature différente (illite-smectite, vermiculite-smectite, etc..),
- 2) Soit de même nature mais qui diffèrent par leurs remplissages interfoliaires comme le cas de la montmorillonite hydratée où l'espace interfoliaire peut contenir une, deux, trois ou quatre couches d'eau,
- 3) Ou par la nature et le remplissage interfoliaire à la fois, comme le cas de l'illite-smectite avec des feuillets de smectite dans des états d'hydratation variables .

Parmi ces minéraux, les interstratifiés illite/smectite sont les plus étudiés. On les trouve dans des bentonites couramment utilisées dans les boues de forage [Laribi *et al.* (2005)].

Dans le cas des minéraux interstratifiés, l'empilement se caractérise essentiellement par le mode de succession des feuillets de nature différente suivant la normale à leur plan. Ainsi si on considère un minéral interstratifié qui contient deux types de feuillets A et B, on peut envisager essentiellement trois types d'interstratifiés :

- **Ségrégés** : une particule donnée présente des séquences AAABBB (**figure II.5.a**). Le diagramme de diffraction X est la superposition des diagrammes produits par chacun des constituants,
- **Réguliers** : une particule donnée comporte des séquences ABABAB...AB (**figure II.5.b**). Une période de surstructure perpendiculairement au plan des feuillets égale à la somme des épaisseurs des deux feuillets apparaît ($D_t = D_a + D_b$). Le diagramme de diffraction X comporte alors des réflexions basales de surstructure correspondant à D_t ,
- **Aléatoires** : tous les cas intermédiaires entre les deux décrits précédemment (**figure II.5.c**). Dans ce cas, les diagrammes de diffraction X présentent des réflexions (001) irrationnelles [Mering] et leur interprétation est très délicate.

II.5.3.L'agrégat :

C'est un ensemble de particules primaires orientées dans toutes les directions. Les agrégats ont une taille qui varie de 0,1 à 10 microns comme il est montré sur la figure III.4 [Le Pluart(2002)].

Il s'agit d'un assemblage de particules dont l'arrangement est gouverné par le type de forces résultant des interactions entre particules (et du degré de compaction).

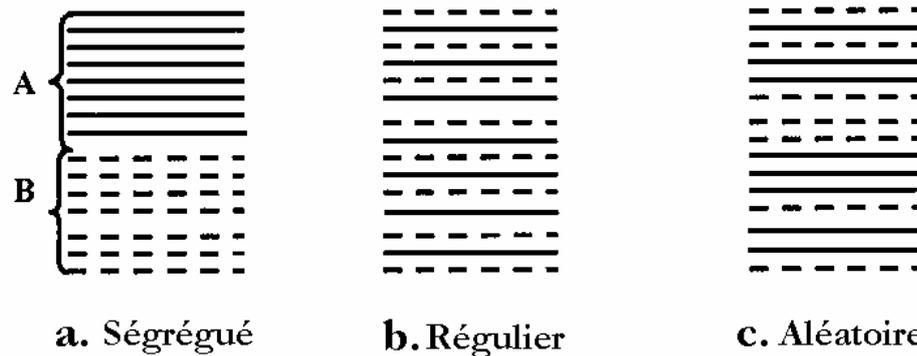


Figure II.5 : Différents modes de succession des feuillets au sein d'une unité interstratifiée. En effet, lorsque les forces répulsives sont dominantes, les particules s'orientent parallèlement et la structure est dite dispersée. Ces particules s'assemblent au sein d'**agrégats**, plus au moins denses selon la texture et le nombre des particules, ainsi que les distances entre celles-ci., en prenant pour référence les données de (**Mering**), portant sur les minéraux expansibles, a proposé une nomenclature pour nommer les différents modes d'association des particules (détaillés plus loin) : l'agrégat constitué de plusieurs particules primaires a été nommé **unité morphologique** ; le dernier niveau d'organisation est constitué par les **super-agrégats**, où se regroupent les agrégats.

Selon la quantité d'eau présente au sein du système et la nature de l'argile considérée, l'organisation sera plus ou moins variée. Il en résulte différents types de structuration comme, par exemple, dans le cas de la montmorillonite, qui possède des unités morphologiques très déformables. Ces déformations sont probablement plus aisées que dans les autres

phyllosilicates, même si elles sont relativement limitées du fait que les particules possèdent une certaine rigidité .

On en conclut que l'organisation de la microstructure de la bentonite (du feuillet à l'assemblage d'agrégats) ne peut être interprétée que si l'organisation de l'espace poral est prise en considération. La dimension, la forme et la distribution des espaces poraux dépendent de la granulométrie de l'argile, de son caractère gonflant et aussi du fluide interstitiel et des contraintes auxquelles la bentonite est soumise. ont décrit l'existence de trois types d'espaces liés à l'organisation de la phase solide dans des argiles (**Figure II.6**) :

- **L'espace interfoliaire** sépare deux feuillets dans un empilement. Il est généralement occupé par les couches d'eau adsorbée (1 à 4) et des cations échangeables, et son épaisseur moyenne est comprise entre 1,5 et 2,5 nm.

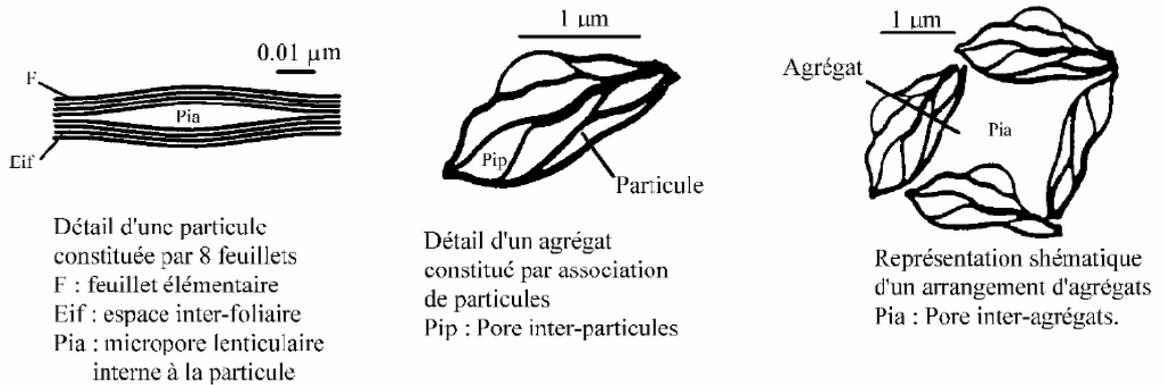


Figure II.6 : Les différents types d'espaces poraux

- **L'espace interparticulaire** séparant les particules argileuses qui forment les agrégats. Il est susceptible de diminuer jusqu'à atteindre la valeur de l'espace interfoliaire pour les argiles fortement compactées . Dans ce type d'espace, la double couche, qui sera traitée en détail plus loin, peut se développer. Les micropores lenticulaires sont intérieurs aux particules, à l'échelle de quelques nm.
- **L'espace interagrégat** a une section moyenne comprise entre 1,6 et 16 nm où l'eau circule librement (eau libre) limitant les effets électrostatiques de la double couche (**figure II.6**).

II.6. Les Suspensions Argileuses

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

Nous définissons dans la suite les propriétés physico-chimiques des suspensions.

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

II.6.1. Définition :

Une suspension ou dispersion est l'état d'un solide divisé, mêlé à la masse d'un liquide sans être dissous par lui. Les suspensions sont omniprésentes dans la vie courante : sang, peinture, céramique, ciment et bien sûr les boues de forage. Le contrôle de la structure des suspensions constitue donc un intérêt capital pour l'industrie. La stabilité et la rhéologie

sont les deux grandeurs qu'il faut maîtriser dans une suspension. La stabilité dépend de la taille des particules mais aussi du contrôle des propriétés physico-chimiques de leurs surfaces.

Cette partie vise à mettre l'accent sur les paramètres physico-chimiques qui permettent de contrôler la stabilité de nos suspensions.

La figure II.7 représente les trois échelles pertinentes dans l'étude des suspensions :

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

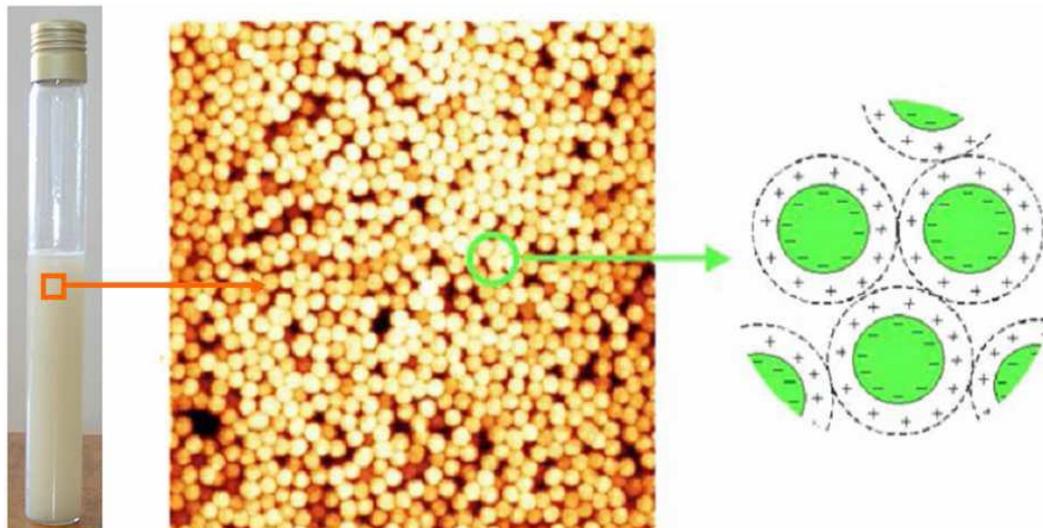


Figure II.7: Trois échelles caractéristiques dans une suspension.

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

II.6.2. Le mouvement brownien et la gravité :

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

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

II.6.3. Interface minéral-solution :

➤ Double couche électrique :

Les particules d'argile en suspension doivent leur stabilité à la répulsion mutuelle quand leurs doubles couches électriques diffuses se mettent en contact agissent l'un sur l'autre à l'approche. Dans les systèmes argile-eau, une double couche se forme à partir de la charge négative de surface et de la charge du cation compensateur (**figure II.8**),

Dans le cas des particules d'argile, la charge négative est une conséquence des imperfections dans l'intérieur du cristal. Les colloïdes d'argile possèdent une charge constante, parce que sa charge extérieure résulte de la substitution isomorphe.

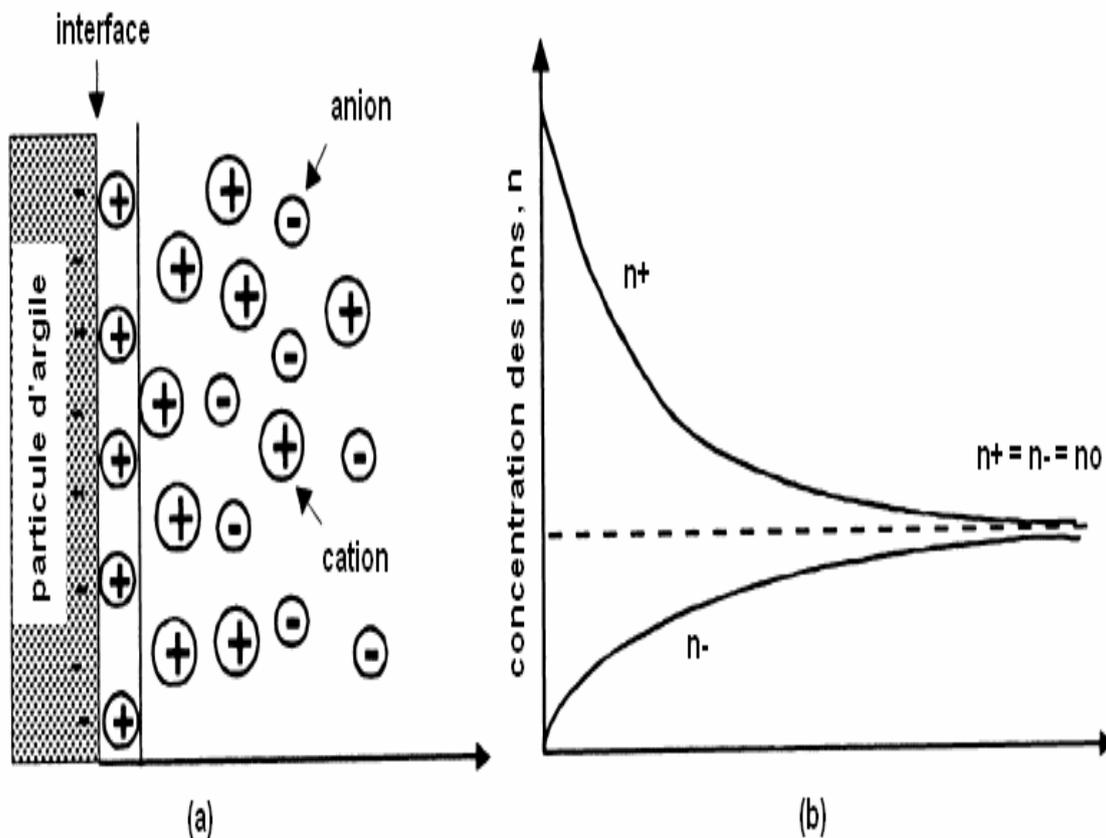


Figure II.8: (a) Structure de la double couche électrique diffuse à la surface d'une particule d'argile, et (b) distribution de la concentration en anions (n^-) et les cations (n^+) en fonction de la distance de la surface avec une concentration $n^+ = n^- = n_0$

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

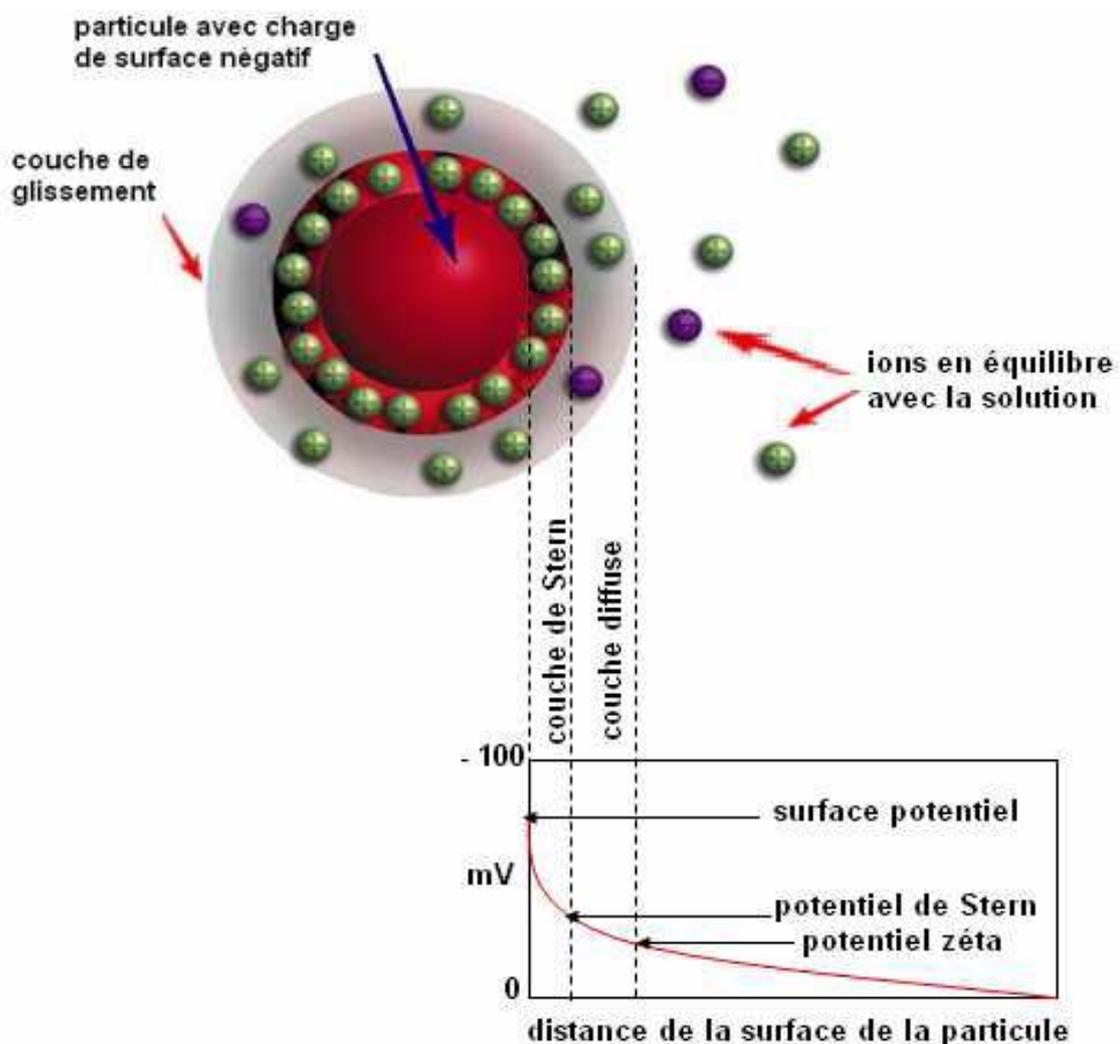


Figure II.9 : Représentation de la double couche électrique

➤ **Adsorption des ions sur la surface du minéral :**

L'adsorption est le phénomène qui consiste en l'accumulation d'une substance à l'interface entre deux phases (gaz-solide, gaz-liquide, liquide-solide, liquide-liquide, solide-solide).

Quand un solide est mis en contact avec une solution, chaque constituant de cette dernière : le solvant et le soluté, manifeste une tendance à l'adsorption à la surface du solide. Il y a donc une compétition en surface entre deux adsorptions qui sont concurrentielles, la qualité de chaque composé adsorbé dépend de sa nature chimique, de sa concentration et de la température.

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

Chapitre III:
Les méthodes expérimentales
d'analyse de la boue

III.2. Introduction

Le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API. Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres: densité, viscosité, filtrat et réactivité. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité). A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue.

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

III.3. Les Caractéristiques Physiques De La Boue

III.3.1. La densité :

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur la formation empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des couches pour ne pas les fracturer et causer des pertes en cours de circulation.

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

$$P = 0.981 \cdot \frac{h \cdot d}{10}$$

Avec :

P : la pression hydrostatique en bar (bar)

h : la profondeur en mètre (m)

d : la densité en (Kgf/dm³)

L'alourdissement des boues s'effectue généralement à l'aide de sulfate de baryum (Barite) ou à l'aide de carbonate de calcium (Stroud, 1925).

III.3.1.1. Rôle de la densité:

La densité est une caractéristique très importante des boues de forage.

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

En conséquence nous serons amenés à augmenter ou diminuer la densité de la boue pour satisfaire ces impératifs.

Alors qu'aucun traitement de boue en cours ne peut affecter la densité

a. un accroissement en cours de forage est indice :

- D'un enrichissement de la boue en particules solides en provenance de la formation.
- D'une venue de fluide de densité supérieur à celle de la boue (eau salée saturée en NaCl,...)

b. une diminution en cours de forage est indice :

- D'une venue de fluide de densité inférieure à celle de la boue (eau, huile, gaz)
- D'un bullage de la boue causé par une prise d'air accidentelle dans le circuit de surface ou par une action secondaire d'un des additifs en présence dans la boue (Garcia et Parigot, 1968).

III.3.1.2. Valeurs de densité utilisées couramment:

Les densités pratiquement mises en œuvre varient de 0.90 à 2.40. Des valeurs inférieures à 0.90 sont utilisées dans le cas de boues aérées et d'autres supérieures à 2.40 dans le cas de venues à très hautes pressions mais, hors de ces valeurs, les expériences sont réduites et relèvent du cas particulier. Ceci d'autant que 2.40 est la densité moyenne au-delà de laquelle les roches sédimentaires 'Craquent' (Peysson, 2004).

III.3.1.3. Matériel de contrôle:

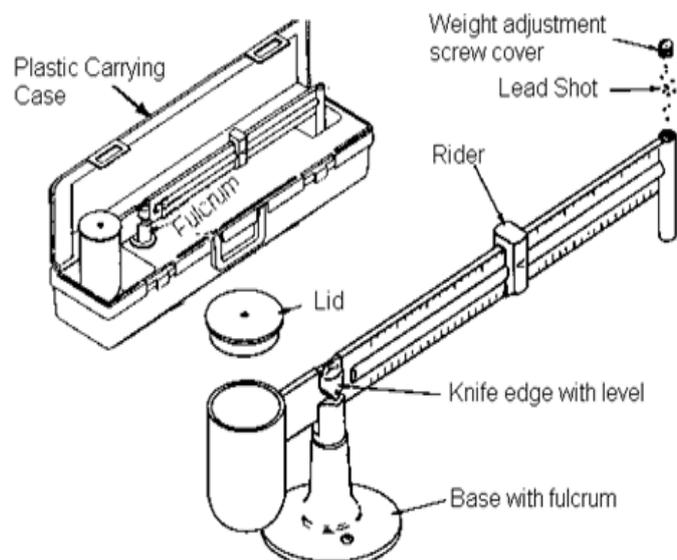


Figure III.2: Densimètre Fann

III.3.2. La rhéologie (viscosité) :

III.3.2.1. Matériel de contrôle :

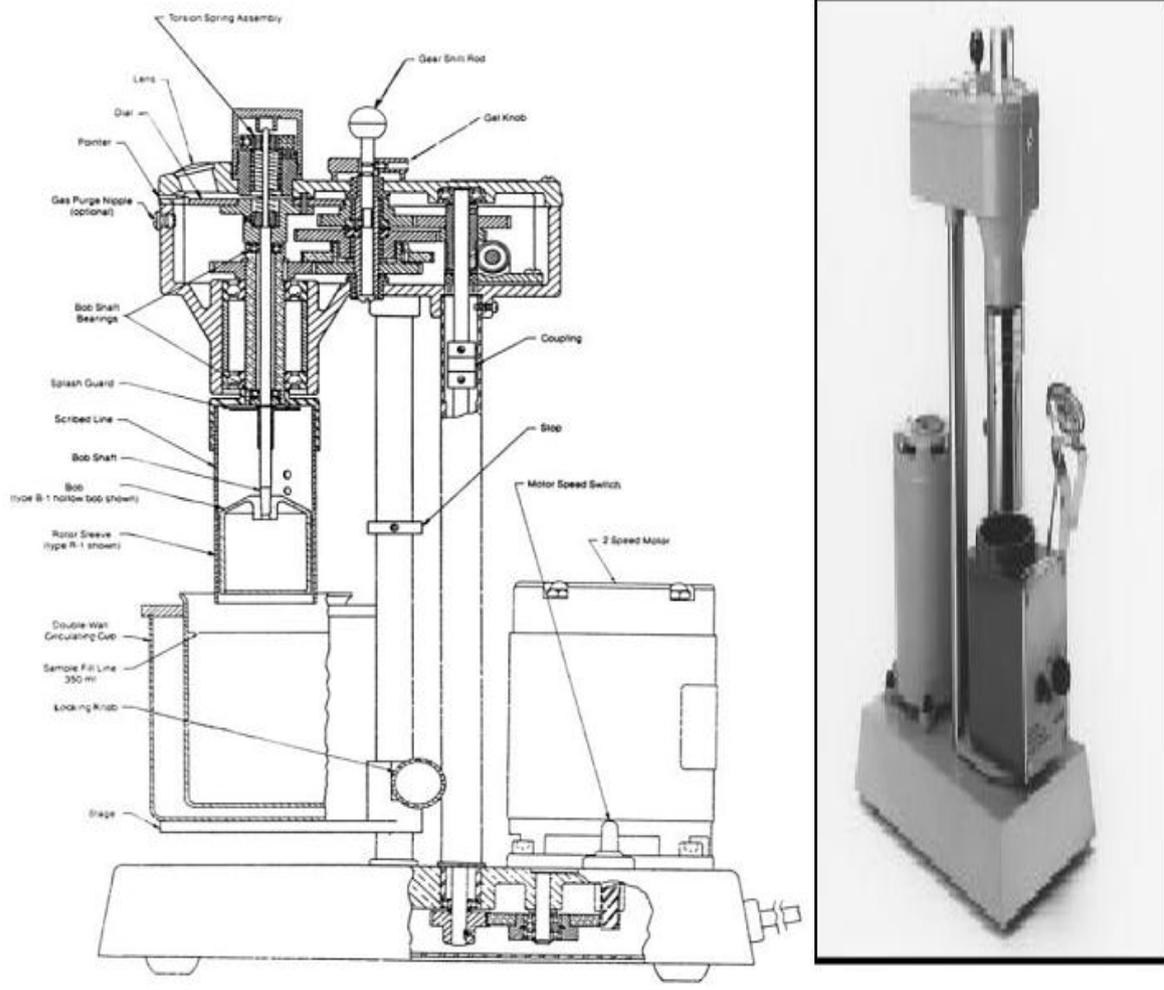


Figure III.3: Viscosimètre Fann

III.3.2.2. Principe:

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Soit deux vitesses de rotation (600 – 300 tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique).
- Soit six vitesses de rotation (600 – 300 – 200 – 100 – 6 – 3 tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique (Nguyen, 1993).

Ces appareils sont normalisés par l'A.P.I

III.3.2. La filtration :

III.3.2.1. Rôle de la filtration:

Les phénomènes de la filtration de la boue sont extrêmement importants car ils conditionnent en partie :

- La vitesse d'avancement du forage
- La tenue des terrains forés
- L'envahissement des couches perméables (Muniz et al., 2004).

III.3.2.2. Matériel de contrôle:

Deux types d'appareils sont normalisés, un filtre-presse dit A.P.I avec lequel la filtration s'opère à basse pression et à la température ambiante et un filtre-presse haute pression et haute température (HPHT).

III.3.2.2.1. Filtre presse A.P.I:

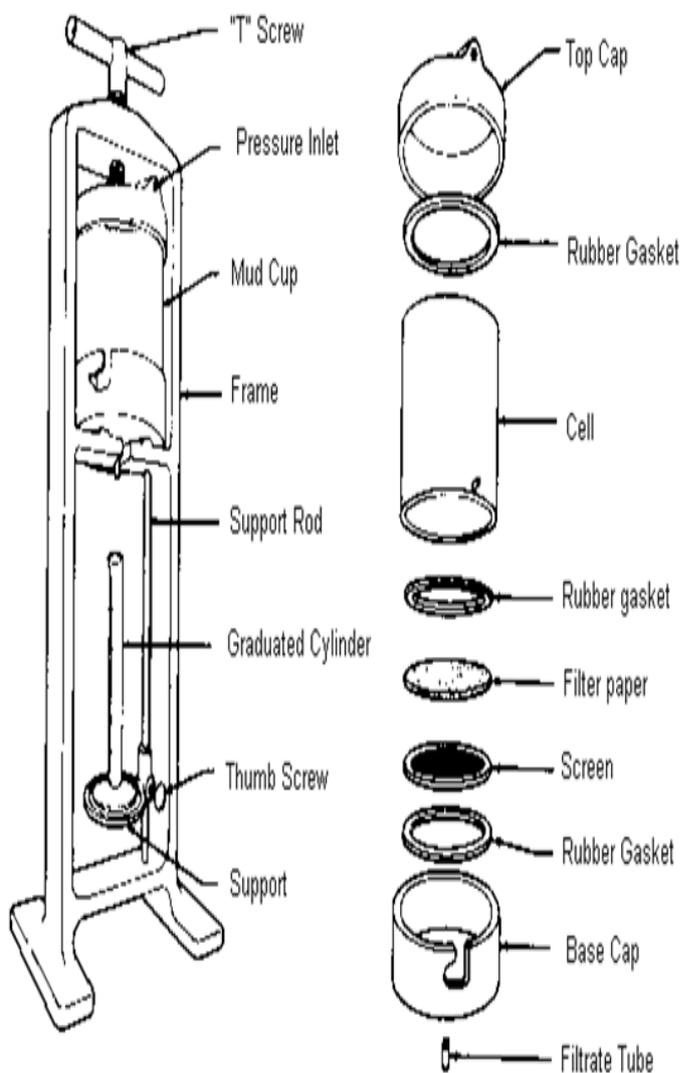


Figure III.4: Schéma de filtre-presse A.P.I BAROID



Figure III.5: Filtre-presse A.P.I BAROID

III.3.3. Teneur en solides, en eau et en huile:

La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile d'une boue est d'une importance considérable, tout particulièrement dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées.

III.3.3.1. Importance de la teneur en solides :

Lorsque les caractéristiques de la boue doivent être modifiées ou ramenées aux valeurs prévues initialement, deux types de traitements sont toujours à envisager :

- Un traitement chimique adapté qui sera déterminé après essai-pilote au laboratoire de chantier.
- Un traitement par dilution permettant de réduire la teneur en solides de la boue.

En règle générale la première solution est la moins onéreuse, à condition qu'elle soit efficace rapidement car le facteur temps est un facteur économique de première importance.

La seconde solution ne fait aucun doute sur le plan d'efficacité mais son prix est souvent tel qu'il est nécessaire de s'assurer de la nécessité avant mise en pratique.

C'est la teneur en solides, eau et huile qui nous permettra de prendre cette décision.

Sur une boue trop chargée en solide, les traitements chimiques sont soit inefficaces soit très temporaires.

D'autre part lorsqu'une boue doit être alourdie, avant toute addition d'alourdissant, il est indispensable de s'assurer que la teneur en solides existante permet ce nouvel apport sans nuire aux caractéristiques rhéologiques et de filtration.

Lorsqu'une boue est émulsionnée, la teneur en huile doit être contrôlée régulièrement.

Dans le cas des boues à l'huile ou à émulsion eau dans huile le rapport eau-huile et la teneur en solides sont des caractéristiques primordiales pour le contrôle du fluide.

III.3.3.2. Matériel de contrôle :

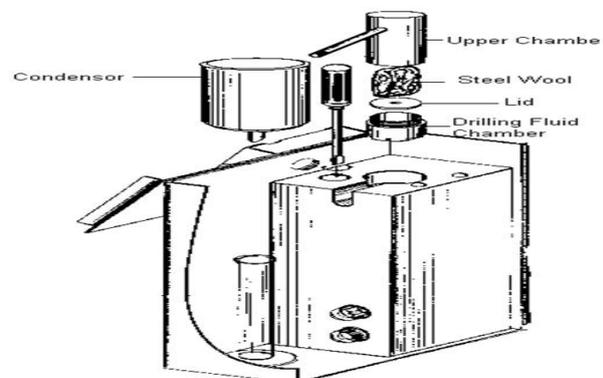


Figure III.6: Distillateur (Retort Kit) Fann

III.3.4. La concentration en sable:

En terminologie boue de forage, on désigne par sable les particules qui ne passent pas par un tamis de 200 mesh, c'est-à-dire les particules dont la section est supérieure à 0.074 mm.

III.3.4.1. Importance de la teneur en sable :

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

- Circuit de surface, conduites, vanne.
- Pompes volumétriques et centrifuges.
- Garniture de forage, tiges, ...
- Outils de forage conventionnels, à jet ou diamant
- Turbine, carottier.

De plus, une concentration élevée en sable augmente la densité de la boue et peut amener une sédimentation dans le puits pendant les arrêts de circulation.

Il est recommandé de maintenir la teneur en sable à moins de 1%. Ceci est possible en utilisant des cyclones appropriés et / ou pas sédimentation dans un ou des bacs de décantation.

III.3.4.2. Matériel de contrôle:

III.3.4.2.1. Principe

On filtre de la boue sur un tamis 200 mesh (74 μm) Tyler et on mesure dans une éprouvette conique (élutriomètre) le pourcentage en volume de sable contenu dans la boue. La terminologie 'sable' n'est pas prise dans son sens minéralogique mais indique tous les insolubles d'une section supérieure à 74 microns.

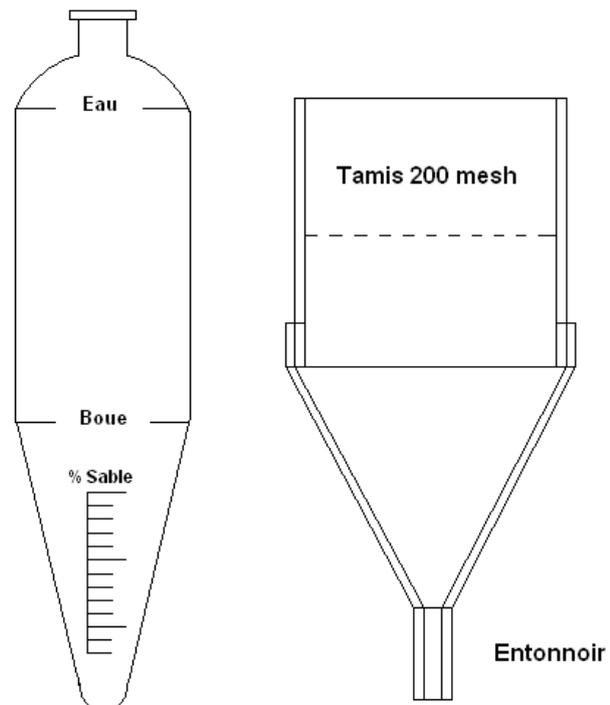


Figure III.7: Schéma d'un Elutriomètre

III.4. Les caractéristiques chimiques de la boue

Les caractéristiques physiques de la boue (densité, rhéologie, filtration,...) sont directement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans la boue. Il en découle la nécessité de contrôler chimiquement la présence et la concentration de ces corps. Ils peuvent provenir de la formation forcée (chlorures, sulfates, ...), dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants.

Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse,...).

Dans tous les cas le technicien des boues doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans la boue et d'en connaître la concentration. Ceci permet de déceler la nature des contaminations, de définir le traitement et / ou de contrôler l'équilibre chimique des boues.

Toutes les méthodes d'analyses qu'on va voir sont des méthodes normalisées par l'A.P.I (American Petroleum Institute) (API 13B – Mars 2005)

III.4.1. La détermination du 'pH':

III.4.1.1. Les indicateurs :

Pour déterminer le pH, la première méthode mise à notre disposition est celle des indicateurs colorés, basée sur la décoloration de certaines substances organiques. Elle est peu précise mais souvent suffisante sur chantier.

Cette méthode consiste à mettre au contact de la boue ou du filtrat une bande de papier qui prend rapidement une certaine teinte qu'il faut comparer avec une gamme colorimétrique étalon pour obtenir la valeur de pH.

III.4.1.1.1. pH mètre électronique:

C'est un indicateur de concentration en ions H^+ avec lequel on mesure le potentiel électrique d'une pile ou s'effectue une réaction faisant intervenir les ions H^+ .

C'est un appareil fonctionnant sur pile ou secteur. On lit directement sur un cadran la valeur du pH de la solution (boue ou filtrat).

Le principe général consiste à immerger une ou deux électrodes dans la solution à mesurer.

III.4.2. La mesure de l'alcalinité:

L'alcalinité ou pH des filtrats ou des boues est due à la présence des ions hydroxyle (OH^-), carbonate (CO_3^{2-}) ou bicarbonate (CO_3H^-). Les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques peuvent y contribuer mais à un degré moindre.

La présence de ces ions est due :

- A la soude ($NaOH$) et au carbonate de sodium (Na_2CO_3) seuls ou associés.

- Au carbonate et au bicarbonate de sodium (NaHCO_3).
- A la chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Pratiquement on mesure trois alcalinités :

Pf et Mf sur le filtrat et Pb sur la boue

P signifie phénolphtaléine, M signifie méthylorange, f filtrat et b boue.

Le virage de phénolphtaléine se fait à $\text{pH} = 8.3$

Le virage de méthylorange se fait à $\text{pH} = 4.3$

Le méthylorange est fréquemment remplacé par le bleu de bromophénol dont le point de virage est très voisin de celui du méthylorange mais apparaît avec plus de netteté surtout si le filtrat est coloré.

III.4.3. La teneur en ions chlorures Cl^- :

Cette méthode normalisée consiste à doser l'ensemble des chlorures présents dans le filtrat ou la boue elle-même et à exprimer les résultats en chlorure de sodium. Ceci explique que dans certains cas, en présence de chlorure de calcium et / ou magnésium par exemple le résultat obtenu, exprimé en NaCl , atteint des valeurs supérieures à la solubilité du NaCl .

III.4.3.1. Principe:

On précipite les chlorures sous forme de chlorure d'argent, en présence d'un indicateur, le chromate de potassium.

Lorsque tous les chlorures sont précipités le chromate de potassium jaune est transformé en chromate d'argent rouge **Chenevert (1989)**.

L'apparition de coloration rouge sera l'indication de l'approche de la fin de dosage.

Remarque

Ce dosage doit être effectué en milieu neutre car en milieu acide il y a dissolution du chromate d'argent et, en milieu alcalin il y a précipitation d'oxyde d'argent ou de carbonate d'argent.

III.4.3.2. Mode opératoire :

III.4.3.2.1. Les boues à base d'eau:

- Réactifs nécessaires :
- Eau distillée privée de CO_2 par ébullition
- Acide nitrique (HNO_3) N/50 ou acide sulfurique N/50
- Carbonate de calcium
- Solution de chromate de potassium
- Solution de phénolphtaléine

Chapitre III: Les méthodes expérimentales d'analyse de la boue

- Solution titrée de nitrate d'argent (AgNO_3) : 4.791 g/L (0.282 N)
- Dosage :
 - Pipeter 1 cm^3 de filtrat et verser dans un erlenmeyer propre.
 - Ajouter 2 à 3 gouttes de phénolphthaléine
 - S'il y a apparition de la couleur rose. Ajouter gouttes à gouttes de l'acide jusqu'à la disparition de la couleur rose, si non ajouter 2 cm^3 d'acide puis ajouter 1 g de carbonate de calcium
 - Ajouter de 25 à 50 cm^3 d'eau distillée
 - Ajouter de 2 à 3 gouttes de chromate de potassium
 - Faire couler le nitrate d'argent contenu dans la burette en maintenant le récipient sous agitation, jusqu'à le virage du jaune au rouge orangé et que la couleur reste stable pendant 30 secondes.
- Expression des résultats :

$$[\text{Cl}^-] (\text{g/L}) = 10 V_{\text{NA}}/V_{\text{F}}$$

V_{NA} : volume de nitrate d'argent

V_{F} : volume de filtrat (**Clark et al., 1976**).

III.4.3.2.2. Les boues à base de huile:

Sur le même échantillon de mesure de Pb, on va faire le dosage de chlorure.

- Réactifs nécessaires :
 - Acide nitrique (HNO_3) N/50 ou acide sulfurique N/50
 - Solution de chromate de potassium
 - Solution titrée de nitrate d'argent (AgNO_3): 4.791 g/L (0.282 N)
- Dosage :
 - Ajouter à l'échantillon de mesure de Pb 10 à 20 gouttes d'acide
 - Ajouter de 2 à 3 gouttes de chromate de potassium
 - Faire couler le nitrate d'argent contenu dans la burette en maintenant le récipient sous agitation, jusqu'à le virage du jaune au rouge orangé et que la couleur reste stable pendant 30 secondes.
- Expression des résultats :

$$[\text{Cl}^-] (\text{g/L}) = 10 V_{\text{NA}}/V_{\text{B}}$$

V_{NA} : volume de nitrate d'argent

V_{B} : volume de la boue

III.4.4. La teneur en ions calcium Ca^{2+}

III.4.4.1.Principe

La méthode au EDTA est basée sur la formation de complexes stables avec les ions Ca^{2+}

III.4.4.2. Mode opératoire

III.4.4.2.1.Les boues à base d'eau

- Réactifs nécessaires
 - Eau distillée
 - Noir bleu au chrome
 - Solution tampon de soude 5N
 - Solution titrée de EDTA N/100
- Dosage
 - Pipeter 1 cm^3 de filtrat et le verser dans un erlenmeyer propre.
 - Ajouter 30 à 40 cm^3 d'eau distillée
 - Ajouter une pincée de noir bleu de chrome
 - Ajouter goutte à goutte la solution tampon de soude jusqu'au virage au rouge.
 - Faire couler l' EDTA N/100 contenu dans la burette jusqu'au virage au bleu.
- Expression des résultats

$$[\text{Ca}^{2+}] \text{ (g/L)} = 0.4 V_{\text{EDTA}}/V_{\text{F}}$$

V_{EDTA} : volume de nitrate d'argent

V_{F} : volume de filtrat (Howard, 1995; van Oort et al., 1996a).

III.5.Caractérisation des argiles du champ de Hassi Messaoud (HMD)

III.5.1.Composition minéralogique:

Les compositions minéralogiques de quelques échantillons prélevés dans les formations traversées sont présentées dans le **Tableau III.1**. Dans les cuttings de Hassi Messaoud, l'illite est prédominante jusqu'à 90% et présente une tendance à la dispersion . La kaolinite se trouve en moindre proportion avec la chlorite, dans certains échantillons à l'état de traces. Le fort pourcentage en interstratifiés illite-montmorillonite surtout dans le lias est généralement expliqué par le fait que les argiles sont présentes dans le sel qui préserve leur humidité et les rend plastiques donc plus aptes à amortir les contraintes.

En effet, le sel constitue un ralentisseur de la diagenèse car il rend les argiles imperméables.

Chapitre III: Les méthodes expérimentales d'analyse de la boue

Tableau III.1 : CEC et Composition minéralogique des échantillons de HMD

Echant. profond.(m)	CEC (méq./100g)	Minéraux argileux (%)				Minéraux non argileux (%)							
		K	Chl	I	I-Mt	Quartz	Calcite	Dolomite	Feldspath	Barite	Anhydrite	Halite	
815	16	tr	-	Tr	-	1	45	37	-	1	13	1	
900	18	tr	-	Tr	Tr	1	81	7	-	1	2	6	
920	24	25	25	35	15	1	4	20	-	tr	69	2	
1060	21	-	-	75	25	25	6	17	-	1	15	2	
2693	15,3	30	25	35	10	70	13	2	3	-	3	-	
2843	14,7	30	50	10	10	60	4	-	1	-	-	-	
2903	11	30	40	20	10	84	2	2	-	-	-	-	
Turonien Top	5,65-28,2	13	Tr	45	-	tr	30	2	-	-	3	tr	
Turonien Medium	6,3-22	-	-	-	-	3	38	19	-	4	36	-	
Turonien Bottom	3,4-18	-	Tr	-	-	tr	81	18	-	-	1	tr	
Cénom. Top	6-14	-	Tr	-	-	tr	-	23	-	-	77	tr	
Cénom. Bottom	5-12	-	Tr	-	-	tr	Tr	12	-	-	88	-	
Albien Top	27,5	tr	Tr	80	-	16	Tr	2	tr	tr	2	tr	
Albien Bottom	24	14	11	47	-	28	-	Tr	tr	tr	tr	tr	
Aptien Top	25,5	8	4	66	-	15	-	7	tr	tr	tr	tr	
Aptien Bottom	26	-	19.1	48	-	2	-	30	-	tr	tr	1	
Barém. Bottom	23,4	tr	Tr	90	-	3	-	1	-	tr	6	-	
Barém. Top	29,6	12	6.2	43	-	35	Tr	3	tr	-	tr	tr	
Néocom.	23	-	4.45	84	-	9	-	2	-	tr	tr	tr	
Dogger argileux	21	-	Tr	-	-	8	4	2	-	tr	tr	tr	
Réf.	13	5	5	70	20	19	6	8	-	30	13	30	

III.6. Caractéristiques physico-chimiques de la boue étudiée

- PH=11 (on utilise la méthode de dosage PH métré)
- $P_M=1.6\text{cc}$
- $P_F=0.8\text{cc}$
- $M_F=1.5\text{cc}$
- $MBT=90\text{Kg/m}^3$ (Pourcentage de bentonite)
- $Cl^- = 1.4\text{ g/l}$
- $Ca^{++}=0.32\text{cc}$

Tableau III.2 : les caractéristiques de la boue de forage étudiée

Type De Fluide	Profondeur De Forage (m)	Diamètre De Section (Inch)	Densité De Fluide (Kg/m^3)	Yield point ($\text{lb}/100\text{ft}^2$)	Filtra 100PSI (ml/30min)	Ph	Duré de forage jours
Boue Bantonitique	88	17.5	1.05	44	7.2	11	7

III.7. Influence de l'addition de bentonite sur la rhéologie

La bentonite utilisée est la bentonite algérienne de Maghnia avec une teneur en argile de 83% dont 95% de montmorillonite et 5% d'illite. Les minéraux non argileux sont principalement du quartz (13%) et de la calcite (4%) avec des traces de feldspaths et de dolomite.

La composition chimique globale est: SiO_2 (46,12), Al_2O_3 (18,03), Fe_2O_3 (1,62), Na_2O (1,19), MgO (0,87), K_2O (0,65), MnO (0,16) avec une perte au feu de 28%. Le test de conformité réalisé selon la norme **API (2004)** est positif, avec une viscosité plastique de 12 cP, un rendement (Yield) de 25 et un filtrat API inférieur à 15 mL (11 mL). Sa capacité d'échange cationique est de 80 méq/100 g d'argile. La suspension de bentonite présente un caractère basique (**Figure III.8a**) surtout pour la suspension concentrée (30 g/L). Les valeurs ont tendance à diminuer avec le temps de vieillissement, mais restent toujours dans le domaine basique pour se stabiliser aux environs d'un pH de 9,5-10 (**Figure III.8a**).

Une augmentation de la concentration en bentonite induit une augmentation de charges et de la stabilité pour les différentes concentrations pouvant être liée à des interactions particules-particules et ions-particules. Le potentiel zêta diminue après vieillissement (**Figure III.8b**). Dans une suspension aqueuse diluée, les particules d'argile sont dispersées : ceci est dû aux interactions de la double couche diffuse. En présence d'électrolyte, les particules peuvent se rapprocher et finir par flocculer. La concentration critique d'électrolyte est liée à la valeur critique de flocculation, 'critical flocculation value' (**Luckham et Rossi, 1999**).

Les propriétés rhéologiques (contrainte de cisaillement en fonction du gradient de vitesse) visualisent la variation des caractéristiques en fonction du temps (**Figures III.9a, b et c**). Les contraintes sont presque similaires à concentration équivalente, voire légèrement plus faible pour le système bentonite + xanthane. Pour l'ensemble des concentrations en KCl de 1 à 5% (**Figure III.9c**), les contraintes de cisaillement assez proches sont les plus faibles des trois séries étudiées.

Mais aux faibles vitesses de cisaillement (moins de 50 s⁻¹), on note une faible croissance en fonction de la concentration en KCl. L'agrégation des feuillets assez flexibles conduit à la formation d'un réseau faiblement connecté et donc faiblement flocculé.

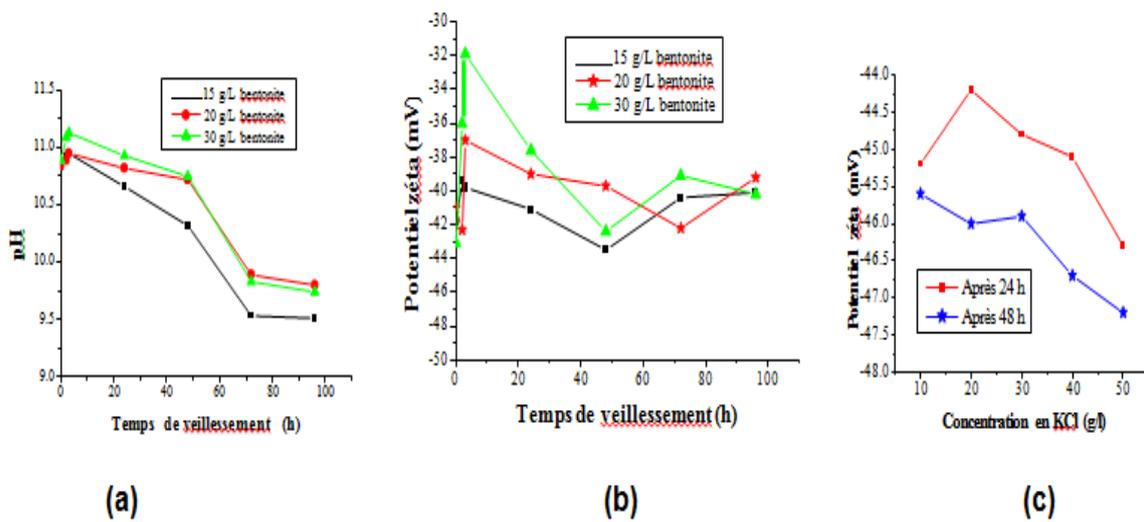


Figure III.8: Variation du pH et du potentiel Zéta en fonction du vieillissement (a et b) et en fonction de la concentration en KCl pour 30 g/L de Bentonite (c)

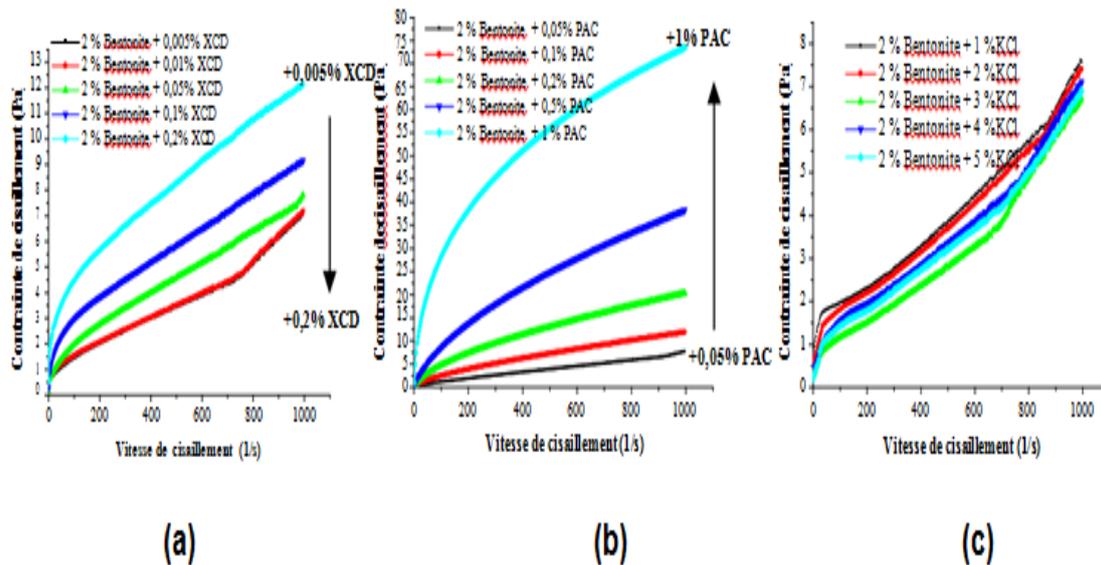


Figure III.9: Rhéogrammes des suspensions de bentonite à 2% en présence de xanthane (a), PAC (b) et KCl (c)

✓ Interpréter les résultats trouvés:

Ces résultats confirment ceux de **Gungor (2004)** et de **Rushing et Hester (2004)**, qui ont montré que les interactions entre les polymères et les argiles affectent la viscosité des solutions de polymères qui est fonction de la masse moléculaire, de la structure du polymère, et de la qualité des interactions entre le polymère et le solvant.

Les pores lenticulaires ainsi formés par l'agrégation des feuillets ont été observés par plusieurs auteurs (**Loeber, 1992 ; Li, 1996**) sur les cakes de filtration en présence de sels et de polymères. Par ailleurs, **Lafuma et al. (1988)** ont montré que la densité de charge et la conformation spatiale semblent être les paramètres importants contrôlant la floculation des argiles par les polysaccharides. La dimension moyenne des particules de bentonites en solution évolue donc avec l'augmentation du pH. **Wanko et Bekkour (2003)** ont montré qu'une suspension de bentonite à 3% s'écoule dès l'application d'une contrainte (pas de contrainte seuil).

L'ajout de CMC se traduit par l'apparition, puis par une augmentation très sensible d'une contrainte seuil et surtout de la viscosité avec la concentration. Avec l'ajout de 1% de CMC à une suspension de bentonite à 3%, ils ont obtenu une viscosité comparable à celle d'une suspension de bentonite à 6% (sans CMC) avec une contrainte seuil beaucoup plus faible. Pour des gradients de vitesse élevés, un point d'inflexion est observé : la solution passe d'un comportement rhéofluidifiant à un comportement rhéoépaississant, montrant une modification structurale dans ces conditions.

Plus récemment, **Dolz et al. (2007)**, étudiant le comportement des mélanges bentonite - CMC, ont montré que la contrainte de cisaillement est fonction de la concentration en bentonite et en CMC, du gradient de vitesse et du temps d'agitation. **Labille et al. (2005)** ont étudié l'effet de la localisation de la charge sur les propriétés rhéologiques des suspensions argiles - polymères. Le comportement rhéologique est ainsi lié à l'augmentation de taille des particules, qui est la conséquence des interactions face-face, bord-face et bord-bord (**Jada et al., 2006**). **Benchabbane et Bekkour (2004)** ont montré que lors de l'addition de la CMC à une suspension de bentonite calcique, le polymère couvre les particules argileuses et empêche la réorganisation des agglomérats par la connexion face - face.

Chapitre IV:
Etude de l'efficacité de la
boue de forage

IV.1. Etude de l'efficacité de la boue de forage

La boue de forage a une importance capitale pour la réalisation d'un forage.

Le succès technique et économique d'une opération de forage d'un puits pétrolier dépend par une large part de la qualité du fluide de forage utilisé.

Le coût de fluide de forage proprement dit est relativement faible par rapport au coût de globale des opérations, mais l'optimisation de la composition de fluide en fonction des caractéristiques de la formation a foré réduire efficacement le coût de puits.

Le fluide de forage joue également un rôle déterminant vis à vis du problème de la stabilité des parois.

L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage.

Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de la boue afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité.

Un programme de boue a pour but de déterminer les types des boues, la qualité et les techniques adoptées aux exigences du forage considéré, afin d'avoir le prix de revient le plus possible.

IV.1.1. Les principales fonctions d'un fluide de forage :

La boue de forage utilisée doit assurer les principales fonctions suivantes :

- Maintenir les parois de trou ;
- Empêche les venues de fluide de formation ;
- Nettoyage de trou, remontée des déblais ;
- Maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation ;
- Lubrification et refroidissement de l'outil ;
- Transmission de la puissance au moteur de fond ;
- Diminuer les frottements de la garniture avec les parois de trou ;
- Allègement de la garniture et de tubage lors de la descente (poussée d'Archimède) ;
- Réduire au minimum les dommages de réservoir .

IV.1.2. Classification des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisé en deux groupes :

- Fluide de forage dont la phase continue est l'eau ;
- Fluide de forage dont la phase continu est l'huile ;

IV.1.2.1. fluide de forage dont la phase continu est l'eau :

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

- **Phase liquide** : elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, la salinité des fluides de forage dépend de la salinité de l'eau de fabrication.
- **Phase colloïdale** : cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers ont deux fonctions dont une est primaire qui représente la viscosité offerte par l'argile, et l'autre est secondaire telle la réduction de filtrat ;
- **Phase solide** : les solides ajoutés au fluide de forage telle que la barytine $BaSO_4$ (connu par le Barite) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insolubles dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse ;

IV.1.3. Choix de fluide de forage :

La recommandation d'un fluide de forage doit être basée sur les capacités du fluide pour réaliser les fonctions essentielles et pour réduire au minimum des problèmes prévus du puits.

Bien que ces fonctions puissent fournir des directives pour le choix de boue, elles ne devraient pas être fondées sur une base large d'expérience, la connaissance et les considérations locales de meilleure technologie disponible.

Alors que la prévision sur les problèmes du puits aide à choisir un fluide de forage, particulier pour un puits de détail. Cependant, d'autres considérations peuvent exister que l'utilisation de précepte, d'un système différent. Le coût, la disponibilité des produits et des facteurs environnementaux sont toujours les considérations importantes.

L'établissement du programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage.

Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions économiques, tout en respectant certaines données à cet effet la boue de forage est choisie en fonction de la nature de formation, de l'architecture du puits et des objectifs de sondage. C'est pour ce la que les performances de forage ont évolué grâce au progrès techniques sur la nature physico-chimique des fluides de forage (MILPARK-CKS, 1993).

IV.1.3.1. Boue de démarrage (bentonite) :

La bentonite est un fluide de forage qui permet de commencer le forage des terrains de surface, généralement mal consolidés, le choix de fluide de départ dépend de la nature de terrain, en générale on ajoute de 50 à 100 Kg de bentonite par m^3 d'eau douce

La bentonitique, donc est une boue à base d'eau à gel élevé, utilisée dans les premières phases de forage (36" et 26").

✓ **But de choix :**

- Filtrat élevé pour formation de cake consolidant la formation et colmatant les sables ;
- Viscosité élevée pour le bon nettoyage de trou ;
- Faible densité ce qui implique une faible pression hydrostatique donc moins de pertes ;
- Fabrication simple et coût faible ;
- Rhéologie facilement ajustable ;

✓ **Les B.D.O. (Bentonite-Diesel-oil):**

Le mélange bentonite-gas-oil forme instantanément, dès qu'il est en contact avec l'eau de formation ou l'eau de la boue, un composé plastique impompable capable d'obstruer des crevasses très importantes. Il est utilisé généralement comme préalable à l'injection d'un bouchon de ciment dont il sert de support.

Mode de fabrication et mise en place :

Il est préférable d'utiliser une unité de cimentation car il faut que tout le circuit soit rigoureusement privé d'eau.

a) Formulation d'un B.D.O.(à titre d'exemple)

- Bentonite 1 200 kg par mètre cube de gas oil soit un volume final de 1 460 litres.
- Le choix du volume de B.D.O. sera fonction de la hauteur qu'il occupera dans l'espace annulaire.

b) Mise en place

- Pompage dans les tiges d'un bouchon de tête de gas-oil (son volume sera déterminé comme le volume du B.D.O.)
- Pompage ensuite du B.D.O.
- Pompage d'un bouchon de queue dont le volume sera déterminé comme le bouchon de tête.
- Déplacement de ce mélange avec de la boue à l'eau ou de l'eau jusqu'à ce que le B.D.O. arrive au bas des tiges, soit :
 - $\text{volume chasse} = \text{volume tiges} - (\text{vol. B.D.O.} + \text{vol. bouchon de queue})$
- Fermeture des B.O.P.
- On chasse le B.D.O. des tiges en pompant un volume au moins égal au volume B.D.O. et en même temps on pompe dans l'annulaire un débit de l'ordre du 1/4 du débit précédent (Copyright 2006).

IV.1.4. Description de différentes phase de fluide de forage:**IV.1.4.1. Phase 26 " :**

La boue de cet intervalle sera construite en utilisant la bentonite pré hydraté. L'eau de mixage devrait être examinée et traitée pour assurer la dureté, où la dureté dépend de la présence de calcium dans l'eau. La cendre de soude est employée pour traiter hors du calcium; Le traitement de magnésium avec la soude caustique devrait précéder le traitement de calcium (**Khodja.M**).

La bentonite sera alors ajouté à l'eau traitée dans une concentration de 70 - 100 Kg/m³ pour former une boue visqueuse (**ENTP**).

Tableau IV.1: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 26 "

Bentonite (ocma)	90-100 kg/m ³
Sode caustique	(NaOH) 1.5 kg/m ³
Carbonates de sodium (Na ₂ CO ₃)	± 0.5 kg/m ³ (à maintenir < 400 mg)
almidon	6-9 (à la fin de l'intervalle)

Tableau IV.2: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 26 "

densité	1.05 SG (avant d'atteindre les tamis)
Viscosité fann	60 à 80 sec/qt
YP	40-60 lbs/100ft ²
Gels 10 sec/10min	20 / 40 lbs/100 ft ²
Filtrat API	± 20cc's et < à 20cc'sau dessous de tubage
pH	9.5-11

IV.1.4.2. Phase 16 " :

La boue utilisé dans cette phase est une boue émulsionné inversement.

Tableau IV.3:La composition de la boue de forage de Phase 16 "

GAZ OIL	0.591	M ³
EAU	0.259	M ³
INVERMUL NT(émulsifiant)	13	Kg/M ³
EZMUL NT(émulsifiant)	7	Kg/M ³
GELTONE II	12	Kg/M ³
CHAUX	30.00	Kg/M ³
SEL	95.07	Kg/M ³
BARITE	280.19	Kg/M ³

Tableau IV.4: Propriétés physico-chimique du fluide de forage de Phase 16 ".

DENSITE DE LA BOUE	1.25 SG (au top de l'Albian)
VISCISITE FANN	50 - 55 sec/qt.
YELD VALUE à 150o F	18 – 24 lbs/100 ft2.
LSYP at 150o F	8 – 13
GEL 10 (lbs/100 ft2)	12 –18 Ibs/100ft2
HT-HP@ 200o F & 500 psi	> 10 cc's
STABILITE ELECTRIQUE	> 600 volts
NaCl (%)dans L'EAU	25-26 % (saturated NaCl brine)
ALCALINITE (PoM)	2.0 - 2.5 cc's de 0.1 N H2SO4
LGS (%) en volume	< 5
RAPPORT HUILE EAU H/E	70/30 à 85/15 à la fin de l'intervale

IV.1.4.3.Phase 121/4 " :

C'est une boue de type Relaxed Versadril 85/15(OBM)

Tableau IV.5: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 121/4 ".

GAZ OIL	0.514m3
Eau	0.094 m3
INVERMUL NT (émulsifiant)	10 kg/m3
AZMUL NT (émulsifiant)	12 kg/m3
SEL	34.56 kg/m3
CHAUX	30 kg/m3
NaCl Brine(26%)	0.107 kg/m3
BARITE	1396.18kg/m3

Tableau IV.6: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 121/4 ".

DENSITE DE LA BOUE	2.04 SG
VISCISITE FANN	50 - 55 sec/qt.
YELD VALUE à 150o F	10 –14 lbs/100 ft2.
LSYP at 150o F	8 – 13
GEL 10 (lbs/100 ft2)	12 – 16 Ibs/100ft2
HT-HP @ 200o F & 500 psi	< 10 cc's
STABILITE ELECTRIQUE	> 1000 volts
NaCl (%)dans L'EAU	26 %

ALCALINITE (PoM)	2.0 - 2.5 cc's de 0.1 N H ₂ SO ₄
LGS (%) en volume	< 5% en volume
RAPPORT HUILE EAU H/E	85/15 à 85/15 à la fin de l'intervale

IV.1.4.4. Phase 83/8 " :

C'est une boue de type Relaxed Versadril 90/10(OBM).

Tableau IV.7: caractéristique massique de différent type de fluide de forage de Phase 83/8 ".

GAZ OIL	0.715m ³
Eau	0.081 m ³
INVERMUL NT (émulsifiant)	10 kg/m ³
EZMUL NT (émulsifiant)	8 kg/m ³
GELTONE II	12 kg/m ³
CHAUX	30 kg/m ³
NaCl	29.55 kg/m ³
BARITE	619.86kg/m ³

Tableau IV.8: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 83/8 ".

DENSITE DE LA BOUE	1.40 SG
VISCISITE FANN	50-55 sec/qt.
YELD VALUE à 150o F	10 – 12 lbs/100 ft ²
LSYP at 150o F	8 – 12
GEL 10 (lbs/100 ft ²)	08 – 12 lbs/100ft ²
HT-HP @ 250o F & 500 psi	< 10 cc's
STABILITE ELECTRIQUE	> 1000 volts
NaCl (%)dans L'EAU	26 %
ALCALINITE (PoM)	2.0 - 2.5 cc's de 0.1 N H ₂ SO ₄
LGS (%) en volume	< 5% en volume
RAPPORT HUILE EAU H/E	90/10 à la fin de l'intervale

IV.1.4.5.Phase 6 " :

La phase 6 " sera foré horizontalement dans le grès de réservoir approximativement de 3390mVD à la profondeur 4459mMD.

Une boue de type CONVENTIONAL VERSADRIL 95/05 (**Ouggad meftah 2012**).

Tableau IV.9: caractéristique massique de différent type de fluide de forage utilisé de Phase 6 " .

GAZ OIL	0.8813 m ³
Eau	0.0535 m ³
INVERMUL NT (émulsifiant)	11 kg/m ³
EZMUL NT (émulsifiant)	5 kg/m ³
GELTONE II	23 kg/m ³
CHAUX	24 kg/m ³
NaCl Brine(26%)	0.0535 kg/m ³
VIS PLUS(if needed)	4-8 kg/m ³

Tableau IV.10: Les propriétés rhéologique de fluide de forage de Phase 6 " .

DENSITE DE LA BOUE	0.86-0.88 SG au maximum
VISCISITE FANN	40-45 sec/qt
YELD VALUE à 150o F	12 lbs/100 ft2.
LSYP at 150o F	8 – 10
HT-HP @ 250o F & 500 psi	< 5 cc's
STABILITE ELECTRIQUE	> 1000 volts
NaCl (%)dans L'EAU	26 %
ALCALINITE (PoM)	1 -1.5 cc's de 0.1 N H2SO4
LGS (%) en volume	< 3% en volume
RAPPORT HUILE EAU H/E	95/05

IV.1.5.Calcul des volumes de boue :

Le circuit de boue est le volume nécessaire pour effectuer l'opération forage en meilleures conditions. Le circuit de boue est composé de trois volumes qui sont :

- **Volume de surface :** c'est le volume des équipements de surface : au niveau de la goulotte, tamis et bacs.
- **Volume de trou :** c'est le volume trouvant à l'intérieur du puits, du fond jusqu'en surface, lorsque la garniture est en surface.
- **Volume de réserve :** c'est le volume nécessaire en cas de perte.

Le volume de circuit est calculé comme suit :

$$V_c = V_{tr} + V_s + V_{rés}$$

Avec :

V_c : volume de circuit de la phase considérée ;

V_s : volume de surface ; $V_s = 80 \text{ m}^3$;

V_{tr} : volume de trou ;

$V_{rés}$: volume de réserve ;

1) $V_{rés} = 1/2 V_{tr}$ le cas où il n'y a pas des pertes.

2) $V_{rés} = V_{tr}$ le cas où il y a des pertes.

IV.1.5.1. Application numérique :

On applique les calculs lorsque les tiges de forage sont en surface.

I.5.1.1. Phase 26" :

$H = 500 \text{ m}$

1-) Volume de surface :

$V_s = 80 \text{ m}^3$

2-) Volume de trou :

$V_{tr} = S * H * K$

$S = D_{tr}^2 / 4$

$D_{tr} = 0.66 \text{ m}$

$S = 0.342 \text{ m}^2$

K : coefficient de majoration ; $K = 1.25$;

$V_{tr} = 0.342 * 500 * 1.25$

$V_{tr} = 213.75 \text{ m}^3$

3-) Volume de réserve :

$V_{rés} = V_{tr} = 213.75$

$V_{rés} = 213.75 \text{ m}^3$

4-) Volume de circuit :

$V_c = 80 + 213.75 + 213.75$

$V_c = 507.5 \text{ m}^3$

IV.1.5.1.2. Phase 16" :

1-) Volume de surface :

$V_s = 80 \text{ m}^3$

2-) Volume de trou :

$V_{tr} = V_{int-csg} + V_{oh}$

2-a-) Volume à l'intérieur de tubage:

$V_{int-csg} = (\bullet * D_2 \text{ int-csg} / 4) * H_{csg}$

Dint-csg : diamètre intérieur de tubage ; Dint-csg = 0.45 m

Hcsg : la hauteur de tubage ; Hcsg = 500m

Vint-csg : volume de boue à l'intérieur de tubage

$$V_{\text{int-csg}} = 79.48 \text{ m}^3$$

2-b-) Volume à l'intérieur de trou ouvert :

$$V_{\text{oh}} = (\pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K$$

K : coefficient de majoration ; K = 1.25 ;

Dtrou: diamètre de trou ; Dtrou = 0.40m

Htrou : la hauteur de trou ouvert ; Htrou = 1844m

$$V_{\text{oh}} = 289.51 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{tr}} = 289.51 + 79.48$$

$$V_{\text{tr}} = 369 \text{ m}^3$$

3-) Volume de réserve :

$$V_{\text{rés}} = 1 / 2 * V_{\text{tr}}$$

$$V_{\text{rés}} = 1/2 * 369$$

$$V_{\text{rés}} = 184.5 \text{ m}^3$$

4-) Volume de circuit :

$$V_{\text{c}} = 80 + 369 + 184.5$$

$$V_{\text{c}} = 633.5 \text{ m}^3$$

IV.1.5.1.3.Phase 12"1/4 :

1-) Volume de surface :

$$V_{\text{s}} = 80 \text{ m}^3$$

2-) Volume de trou :

$$V_{\text{tr}} = V_{\text{int-csg}} + V_{\text{oh}}$$

2-a-) Volume à l'intérieur de tubage:

$$V_{\text{int-csg}} = (\pi * D_{\text{int-csg}}^2 / 4) * H_{\text{csg}}$$

Dint-csg : diamètre intérieur de tubage ; Dint-csg = 0.315 m

Hcsg : la hauteur de tubage ; Hcsg = 2344m

Vint-csg : volume de boue à l'intérieur de tubage

$$V_{\text{int-csg}} = 182.58 \text{ m}^3$$

2-b-) Volume à l'intérieur de trou ouvert :

$$V_{\text{oh}} = (\pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K$$

K : coefficient de majoration ; K = 1.25 ;

Dtrou: diamètre de trou ; Dtrou = 0.311m

Htrou : la hauteur de trou ouvert ; Htrou = 926m

$$Voh = 87.88 \text{ m}^3$$

$$Vtr = 182.58 + 87.88$$

$$Vtr = 270.46 \text{ m}^3$$

3-) Volume de réserve :

$$Vrés = 1 / 2 * Vtr$$

$$Vrés = 1/2 * 270.46$$

$$Vrés = 135.23 \text{ m}^3$$

4-)Volume de circuit :

$$Vc = 80 + 270.46 + 135.23$$

$$Vc = 485.69 \text{ m}^3$$

IV.1.5.1.4.Phase 8''3/8 :

1-)Volume de surface :

$$Vs = 80 \text{ m}^3$$

2-) Volume de trou :

$$Vtr = Vint-csg + Voh$$

2-a-) Volume à l'intérieur de tubage:

$$Vint-csg = (\pi * D2 \text{ int-csg} / 4) * Hcsg$$

Dint-csg : diamètre intérieur de tubage ; Dint-csg = 0.216 m

Hcsg : la hauteur de tubage ; Hcsg = 3270 m

Vint-csg : volume de boue à l'intérieur de tubage

$$Vint-csg = 119.76 \text{ m}^3$$

2-b-) Volume à l'intérieur de trou ouvert :

$$Voh = (\pi * D2 \text{ trou} / 4) * Htrou * K$$

K : coefficient de majoration ; K = 1.25 ;

Dtrou: diamètre de trou ; Dtrou = 0.212 m

Htrou : la hauteur de trou ouvert ; Htrou = 96m

$$Voh = 4.23 \text{ m}^3$$

$$Vtr = 119.76 + 4.23$$

$$Vtr = 124 \text{ m}^3$$

3-) Volume de réserve :

$$Vrés = 1 / 2 * Vtr$$

$$Vrés = 1/2 * 124$$

$$Vrés = 62 \text{ m}^3$$

4-)Volume de circuit :

$$V_c = 80 + 124 + 62$$

$$V_c = 266 \text{ m}^3$$

IV.1.5.1.5.Phase 6" :**1-)Volume de surface :**

$$V_s = 80 \text{ m}^3$$

2-) Volume de trou :

$$V_{tr} = V_{int-csg} + V_{oh}$$

2-a-) Volume à l'intérieur de tubage:

$$V_{int-csg} = (\pi * D_{int-csg}^2 / 4) * H_{csg} + (\pi * D_{int-liner}^2 / 4) * H_{liner}$$

$D_{int-csg}$: diamètre intérieur de tubage ; $D_{int-csg} = 0.216 \text{ m}$

$D_{int-liner}$: diamètre du Liner = 0.154 m

H_{csg} : la hauteur de tubage ; $H_{csg} = 2568 \text{ m}$

H_{liner} : la hauteur de Liner ; $H_{liner} = 798 \text{ m}$

$V_{int-csg}$: volume de boue à l'intérieur de tubage

$$V_{int-csg} = 108.9 \text{ m}^3$$

2-b-) Volume à l'intérieur de trou ouvert :

$$V_{oh} = (\pi * D_{trou}^2 / 4) * H_{trou} * K$$

K : coefficient de majoration ; $K = 1.25$;

D_{trou} : diamètre de trou ; $D_{trou} = 0.152 \text{ m}$;

H_{trou} : la longueur de trou ouvert ; $H_{trou} = 1093 \text{ m}$;

$$V_{oh} = 24.78 \text{ m}^3$$

$$V_{tr} = 108.9 + 24.78$$

$$V_{tr} = 133.68 \text{ m}^3$$

3-) Volume de réserve :

$V_{rés}$: dans cette partie on travaille on prend la même chose que la colonne de surface, car on a le réservoir qui est une formation poreuse, donc :

$$V_{rés} = V_{tr}$$

$$V_{rés} = 133.68 \text{ m}^3$$

4-)Volume de circuit :

$$V_c = 80 + 133.68 + 133.68$$

$$V_c = 347.36 \text{ m}^3 \text{ (ENTP).}$$

Le programme de boue est résumé dans le tableau suivant :

Tableau IV.11: Résultat d'analyse de la boue final de différents phases

phase	Type de fluide	densité	Filtrat cc/30 min	Viscosité sec	Volume m ³
26"	bentonitique	1.04-1.05	+/- 20	60 à 80	507.5
16"	Boue à émulsion inverse	1.25	–	50 à 55	333.5
12"1/4	Boue à émulsion inverse	1.98-2.02	–	50 à 55	485.69
8"3/8	Boue à émulsion inverse	1.40	–	50 à 55	266.00
6"	Boue à émulsion inverse	0.86-0.88	–	40 à 45	347.36

IV.2.Conclusion

Nous pouvons déduire de cette étude que le forage va marquer des gains après l'amélioration du fluide de forage. Notre puits sera protégé de l'abandonnement et va marquer le minimum de pertes de fluide au cours du forage, et sa durée de forage sera moins longue, ce qui permet au puits d'assurer une continuité .

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Conclusion Générale:

L'étude qui a été entreprise dans ce travail, concerne la détermination expérimentale et la modélisation théorique de l'efficacité d'argiles.

Ce travail nous a permis tout d'abord de nous familiariser avec le secteur pétrolier, et ensuite de comprendre l'importance de chaque paramètre dans une opération de forage, et en particulier les boues de forages et leurs caractéristiques.

Les boues bentonitiques contribuent pour une large part à la réussite des chantiers de tunneliers, de microtunneliers et de forages dirigés en sites difficiles (terrain meuble, éventuellement aquifère, à faible profondeur, milieu sensible urbain ou passage d'obstacles naturels).

Afin de proposer une solution à la problématique que nous avons eu à résoudre, nous avons vérifié deux propriétés importantes qui sont la densité de fluide et le filtrat qui peuvent causer le phénomène dû à la présence des argiles.

Nous avons ainsi conclu ce qui suit :

- Il faut élever légèrement la densité de fluide pour que la pression hydrostatique soit inférieure à la résistance des roches en tout point du découvert, donc il faut que la densité soit égale dans la couche.
- Nous devons aussi diminuer le filtrat afin d'éviter l'abandonnement de puits. Car le cas élevé correspond à un cake épais qui réduit ainsi le diamètre du sondage (conduisant à l'abandonnement du puits).
- Pour éviter le phénomène de gonflement des argiles, nous avons ajouté quelques inhibiteurs d'hydratation à des concentrations adéquates qui sont, respectivement : Glydril (10 kg/m³) et KCl (5.5 kg/m³).

Pour illustrer l'importance des résultats et solutions acquises, nous avons mené une étude économique qui a montré l'intérêt acquis au moment où nous appliquons les solutions que nous avons proposé dans cette étude.

Après avoir effectué puits dans le champ HASSI MESSAOUD, nous recommandons donc de prendre en considération les paramètres relatifs au changement géologique des formations argileuses ainsi que les caractéristiques de la boue de forage telle que cela a été initié dans ce travail afin d'optimiser qualitativement et quantitativement et surtout économiquement l'exploitation des gisements pétroliers nationaux.

Références

Bibliographique

Références Bibliographiques

- Abid, D. (1995) Synthèse sur les fluides de forage, rapport 419/94. Sonatrach/CRD Boumerdès, Algérie
- Achi, B. (2004) "A Preliminary Assessment of Production Performance & Decline of Horizontal Wells in Hassi Messaoud Reservoir", Forum des puits Horizontaux, 6-7 Avril, Hassi Messaoud, Algérie, 2004
- API (2003) Recommended Practice for Field Testing of water-based Drilling Fluids 13B-1, Third Edition, December, ANSI/API 13B-1/ISO 10414-1
- API (2004) Specification 13A, Sixteenth Edition, February, ISO 13500:1998 (Modified), Petroleum and natural gas industries, Drilling fluid materials, specifications and tests
- AVA Algérie, 2011, (Les boues de forage) Formation AVA Algérie, 2011.
- Benchabbane, A. et Bekkour, K. (2004) Etude de l'effet d'un polymère anionique sur le comportement rhéologique de suspension de bentonite . 39ème colloque annuel du GFR, Mulhouse, France
- BENAIDA Ahmed –drilling waste management for environmental protection in HASSI Messaoud Field.
- Beihoffer, T.W., Dorrough, D.S. et Schmidt, D.D. (1990) the development of an inhibitive cationic drilling fluid for slim-hole coring applications. Paper IADC/SPE 19953 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Houston, February 27– March 2
- Besq, A., "Ecoulements laminaires de suspensions de bentonite industrielles. Caractérisation rhéométrique - Ecoulements en conduites axisymétriques. Applications aux activités du Génie Civil," Thèse de doctorat de l'Université
- Poitiers (2000). Bruton, J., Mercer, R. et Paul, D., (2000) The application of new generation CaCl₂ mud systems in the Deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE Drilling Conf., New Orleans, February. SPE 59051
- Chenevert, M.E. (1969) Shale Hydration Mechanics, SPE Paper 2401
- Caillère, S., S. Hénin and M. Rautureau, "Minéralogie des argiles" Masson, Tomes 1 et 2, (1982) 184 et 189.
- Capron, I., Brigand, G. et Muller, G. (1997) about the native and renatured conformation of xanthan exopolysaccharide, Polymer, vol. 38, 5289-5295

Références Bibliographiques

- Chenevert, M.E. (1989) Glycerol mud additive provides shale stability. Oil Gas J., 60– 64, Juillet 17
- Chenevert, M.E. et Pernot, V. (1998) Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Bas Muds, SPE Paper 49263, Presented at 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, Louisiana, Septembre 27-30
- Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam
- Copyright 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training
- Clark, R. K., Scheuerman, R. F., Rath, H. et Van Laar, H. G. (1976) Polyacrylamide-Potassium-Chloride Mud for Drilling Water-Sensitive Shales, paper SPE 5514, Journal of Petroleum Technology, Juin, pp. 719–727
- Darley, H.C.H. et Gray, G.R. (1988) Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 630p
- Dolz, M., Jiménez, J., Jesús Hernández, M. Delegido, J. et Casanovas, A. (2007) Flow and thixotropy of non-contaminating oil drilling fluids formulated with bentonite and sodium carboxymethyl cellulose. Journal of Petroleum Science and Engineering 57, 294–302
- ENTP laboratoire d'analyse.
- Garcia, C. et Parigot, P. (1968) Boues de Forage, Institut Français du Pétrole (I.F.P), Société des éditions Technip, France
- Gungor, N. (2004) Effect of the adsorption of surfactants on the rheology of Na - Bentonite slurries. J. Appl. Polym. Sci. 75, 107-110
- Herzhaft, B. (2001) Les fluides de forage : un exemple de fluides complexes industriels, 36^{ème} colloque annuel du Groupe Français de Rhéologie (GFR 2001), Marne-la-Vallée France, 10-12 Octobre
- Himes, R.E., Vinson, E.F., et Simon, D.E. (1991) Clay stabilisation in low-permeability formations. SPE 252, Aout
- Howard, S.K. (1995) Formate brines for drilling and completion: state-of-the-art. Paper SPE 30498 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition , Dallas, 22–25 Octobre
- IDF (1988) Product data manual

Références Bibliographiques

- Jada, A., Debih, H et Khodja, M. (2006) Montmorillonite surface properties modifications by asphaltenes adsorption. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , Volume 52, Issues 1-4, Page 305-316 (Jun)
- Kelly, J. (1968) Drilling problem shales 1: Classification simplifies mud selection. *Oil and gas J.* (3 Juin), vol. 66, N23 pp.67-70
- Khodja.M., *Etude des performances et Considérations environnementales*». Université Louis Pasteur Strasbourg - France, 2008.
- Kraus, Richard S. (1991) La prospection et l'extraction pétrolières. *Encyclopédie de sécurité et de santé au travail.* 17^{ème} édition
- Labille, J., Thomas, F., Milas, M. et Vanhaverbeke, C. (2005) flocculation of colloidal clay by bacterial polysaccharides : effect of macromolecule charge and structure. *Journal of colloid and interface science*, 284.
- Lafuma, F., Wang, T.K., Durand, G. et Audebert, R. (1988) *Colloids surf.* 31, 255
- Langmuir, I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. *Journal of the American Chemical Society.* 40 (1918) 1361.
- Laribi, S., J.-M. Fleureau, J.L. Grossiord and N. Kbir-Arighuib, "Comparative yield stress determination for pure and interstratified smectite clays" *Rheol. Acta* 44 (2005) 262.
- Le Pluart, L., "Nanocomposites Epoxyde/amine/montmorillonite : Rôle des interactions sur la formation, la morphologie aux différents niveaux d'échelle et les propriétés mécaniques des réseaux," Thèse de doctorat de L'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon (2002).
- Loeber, L. (1992) Etude de la structure des cakesz d'argile formés sur les parois des puits au cours du forage. Thèse Doctorat de l'Université d'Orléans
- Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. *Journal of petroleum technology*, Novembre
- Lummus, J. L. et Azar,J.J. (1986) *Drilling fluids optimization, a practical field approach*, p.3-5, penn well books, Tulsa, Oklahoma
- Luckham, P. F. et Rossi, S. (1999) The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. *Advances in Colloid and Interface Science.* 82, 43-92
- MESSOUDI Amir Faysal, *Évaluation des impacts de l'activité forage sur le champ de HASSI MESSOUD*, 2010/2011- université M'hamed Bougara Bumerdas.
- Mering, J. gonflement, dispersion et hydratation des argiles, Ints-Nations, de

Références Bibliographiques

- recherche chimiques appliquée, France, bull. Gr. Fr. Argiles. 14 (1978) 115.
- MILPARK-CKS, Edition 1993;Manuel technique des fluides de forage.
 - Muniz, E.S., Fantoura, S.A.B et Lomba, R.F.T. (2004) Development of equipment and testing methodology to evaluate rock-drilling fluid interaction. GulfRocks04, The 6th North America rock mechanics symposium (NARMS), Houston, Texas, paper 599, 8p.
 - Nguyen J., P.(1993) Le forage, Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip
 - Ouggad meftah, Etude des fluides de forage dans le forage verticale .Université Kasdi merbah ouargla 2012.
 - Peysson, Y. (2004) Solid/Liquid Dispersions in Drilling and Production. Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 1, pp. 11-21
 - Reid, P.I., Elliott, G.P., Minton, R.C., Chambers, B.D. et Burt, D.A. (1993) Reduced environmental impact and improved drilling performance with water - based muds containing glycols. Paper SPE 25989 presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Mars 7 – 10
 - Ryaen, C., G. et Chillingar, V. (1996) Drilling fluids : state of the art, Journal of petroleum science and engineering 14, 221-230
 - CD Schlumberger (1997) Oil Well Drilling "Mud circulation and treating equipment", Vol.4. Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international. Inc.
 - Stroud, B.K. (1925) Use of barytes as a mud laden fluid, oil weekly (Juin 5). P 29-30
 - Tiab, D. (2000) Advanced Well test Analysis, SPE 6553 Lectures notes
 - van Oort, E. (2003) On the physical and chemical stability of shales . Journal of Petroleum Science and Engineering 38, 213–235
 - Young, S.Y. et al. (2001) Novel polymer chemistry increases shale stability, Drilling Technology, American Association of Drilling Engineers, 27-29 mars Houston

Les Annexes

Les Annexes

Annexe 01 : informations de les caractéristiques de la boue de forage

Properties		Fluid Type:		spud mud	
Sample from	m	FL			
Depth	43				
Flowline Temp.	4:00				
Test Temp.	68				
Density in	90				
Density out	92				
Funnel Viscosity / Fann Readings					
Funnel Viscosity	sec/quil	74			
Fann 600 rpm		68			
Fann 300 rpm		56			
Fann 200 rpm		48			
Fann 100 rpm		42			
Fann 6 rpm		29			
Fann 3 rpm		26			
Gel 10 min.	lbs/100ft ²	18			
Gel 30 min.	lbs/100ft ²	28			
Mud Rheology					
Apparent Viscosity	cp	34.0			
Plastic Viscosity	cp	12			
Yield Point	lbs/100ft ²	44			
Low Shear Rate	lbs/100ft ²	23			
n		0.28			
k	lbs/ft/100ft ²	9.77			
Fluid Loss					
API Filtrate	ml /30 min	NC			
API Filtrate	psi	100			
Filtrate Cake	1/32				
Solids Analysis					
Oil	%	97			
Water	%	3.00			
Solids	%	0.5			
Oil / Water Ratio	%	2			
Sand In	%	2.87			
ASGS	sg	2.3			
LGS	%	0.47			
LGS (CaCO ₃)	%	2.74			
HGS	%				
Corrected Solids	%				
Chemistry					
Pm	cc	12.0			
Pm	cc	1.6			
0.1N EDTA	cc	0.08			
0.1N AgNO ₃	cc	0.40			
Ca ⁺⁺ whole mud	g/l	0.32			
CF whole mud	g/l	1.42			
NaCl whole mud	g/l	1.4			
CF Water Phase	g/l	0.9			
Brine	g/l	1.4			
Brine Density	sg	1.00			
NaCl by weight insoluble NaCl	%	0.1			
CaCO ₃	g/l	0.0			
Pf	cc	0.8			
Mt	cc	1.5			
MBT	Kg/m3	100.0			
KCl	%				
Pump Data					
Pump 1 make / Model	1400-PT				
Size (in)	Sik length	Eff %	Liter / stk	SPM	
6.5	10	96	16		
Pump 2 make / Model					
Size (in)	Sik length	Eff %	Liter / stk	SPM	
6	9	97	12.1		
Flow Rate	l/min	Press. psi			
gals Time					
BHA / String					
OD (in)	ID (in)	Length m			
Annular Velocity					
Capacity m	Total length	0.00			
Annular Section	A Vol /ftm				
Solid Control Equipment					
Shakers					
Shaker 1	screens				
Shaker 2					
Shaker 3					
Shaker 4					
Desander					
Model :	cones:				
DERRICK					
Mud cleaner/Desilter					
Model	Cones (in) Screens				
DERRICK					
Centrifuges					
RPMT (r/min) Q (m ³ /hr)	sg in	sg out			
Degasser					
Model					
Shakers Observation					
%	Cavings	Cuttings			
Shape		100			
wet / dry					

Les Annexes

Annexe 02 : Les conditions opératoires de forage de puits

Interval Properties	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	6"
Type of Fluids	Spud Mud PHB	KCL/Polymer/ PHPA	KCL/Polymer	KCL/Polymer
Density SG	1.05 - 1.08	1.25 - 1.30	1.35 - 1.40	1.20-1.25
Funnel Viscosity Sec/qt	70 - 80	40 - 45	40 - 45	40 - 45
Plastic Viscosity cps	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
Yield Point lb/100 ft ²	35 - 45	20 - 24	18 - 20	18-20
LSYP lb/100 ft ²	20 - 30	8 - 10	8 - 10	8-10
API FL cc's/30 min.	N/C	<4	<3	<3
HT/HP cc's/30 min.	-			
KCL % By Wt.	-	5 - 6	4-5	4-5
Gel 10s/10m	-	8/12	8/12	8/12
Oil/W % Vol				
Electric Stability mv				
LGS (Safe-carb) % by Vol. or kg/m ³	<5%	<5%	<5%	<5%
Chloride mg/l		40 - 60 K	30 K	30 K
Total Hardness mg/l	<400	<400	<400	<400
PH	10.0 - 10.5	9 - 10	9 - 10	9 - 10
MBT, Kg/Cum	<50	<28	<28	<28