

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

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Master en Génie Minier

**Caractérisation rhéologique des fluides de
forage de type inverse Eau/Huile (E/H)**

Ahmed BENADER

Sous la direction de Mr. **Rezki AKKAL** MCA

Présenté et soutenu publiquement le (03/07/2016)

Composition du jury :

Président	Mr. L. CHANANE	MAA	ENP
Promoteur	Mr. R. AKKAL	MCA	ENP
Examinatrice	Mme. A. MERCHICHI	MAA	ENP

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

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Master en Génie Minier

Caractérisation rhéologique des fluides de forage de type inverse Eau/Huile (E/H)

Ahmed BENADER

Sous la direction de Mr. **Rezki AKKAL** MCA

Présenté et soutenu publiquement le (03/07/2016)

Composition du jury :

Président	Mr. L. CHANANE	MAA	ENP
Promoteur	Mr. R. AKKAL	MCA	ENP
Examinatrice	Mme. A. MERCHICHI	MAA	ENP

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes très chers parents qui font le maximum pour leur soutien et encouragement durant toute ma vie.

Aucune dédicace ne serait exprimée à leur juste valeur, mon profond respect et ma gratitude pour tous les efforts que vous avez fourni pour moi.

A mes sœurs pour leurs sacrifices, et qui ont toujours été présentes pour moi, Meriem en particulier.

A mes amis Belkacem, Zaka et Didem avec lesquels j'ai passé les plus beaux souvenirs de ma vie.

A mon team Beka, Roki, Abdou, Mls, Raouf, Amir, Khirou, P'ti et Anouar.

A tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

A toute personne à qui je tiens.

Ahmed (Midou)

Remerciement

Je voudrai avant d'entamer la présentation de ce mémoire, remercier DIEU le tout puissant de m'avoir donné la volonté et le courage de réaliser ce travail.

Je dresse mes plus vifs remerciements à mon promoteur Dr. Rezkí AKKAL pour avoir dirigé ce travail, je le remercie également, pour son aide effective et dont les conseils m'ont été très précieux.

Je remercie très particulièrement Mr. Mohamed KHODJA, Directeur de recherche pour son aide précieuse lors de l'étude expérimentale de mon travail, ainsi que toute l'équipe du Centre de Recherche et Développement de Boumerdès (C.R.D).

Je remercie Mr. L. CHANANE, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.

Je tiens également à remercier Mme. A. MERCHICHI qui m'a honoré en acceptant d'examiner mon travail.

Je remercie tous les enseignants du département Génie Minier, ainsi que tous ceux de l'Ecole Nationale Polytechnique.

Finalement, mes vifs remerciements vont tout droit à ma famille, mes amis, pour leurs soutiens et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma formation, depuis le cycle primaire.

ملخص

الهدف من عملنا هذا هو دراسة السلوك الريولوجي للمستحلبات من نوع الماء في الزيت (م/ز), من خلال تجارب أجريت في مختبر سوناطراك بمركز البحث و التطوير (م.ب.ت) ببومرداس. المنهجية المتبعة تعتمد على دراسة تأثير طبيعة مختلف المكونات المستخدمة في صياغة سوائل الحفر .

أظهرت النتائج أن لسوائل الحفر سلوك غير نيوتوني و الذي يستلزم ضغط معين ليتمكن من التدفق , و أظهرت أيضا أن هذا السلوك يعتمد على مختلف المضافات لسوائل الحفر .

الكلمات المفتاحية : مستحلب (م/ز) , الإستقرار , السلوك الريولوجي .

Abstract :

The aim of our work is to characterize the rheological behavior of di-phasing drilling fluids, of (w/o) emulsion, based on experiments performed in the laboratory of C.R.D of Sonatrach in Boumerdes. The chosen approach depends mainly on the study of the effect of the nature of the ingredients used to formulate the drilling muds.

The obtained results shows that drilling muds have a non-Newtonian behavior, which requires a threshold stress to flow. This rheological behavior is function of various additives used in the formulation of the drilling muds.

Keywords : (W/O) emulsion, stability, Rheological behavior.

Résumé :

Le but de ce travail est de caractériser les fluides de forage bi-phasiques de type émulsion inverse (E/H) de point de vue rhéologique en se basant sur des essais réalisés au laboratoire CRD de Sonatrach à Boumerdès. La démarche retenue pour atteindre ces objectifs repose sur l'étude de l'impact de la nature des ingrédients utilisés pour la formulation d'un fluide de forage.

Les résultats obtenus montrent que ces fluides ont un comportement non newtonien qui exige une contrainte seuil pour pouvoir s'écouler. Ce comportement rhéologique est en fonction des tensioactifs (versamul et versacoat) pour assurer la stabilité ainsi que la nature des deux argiles utilisées dans la formulation de ces fluides afin de donner un comportement visqueux.

Mots clés : Emulsion inverse (E/H), Stabilité, Comportement rhéologique.

Table des matières

Dédicaces
Remerciement
Résumés
Table des figures
Liste des tableaux

INTRODUCTION GÉNÉRALE	9
1 Le forage	11
1 Introduction	11
2 Historique du forage	12
3 Définition du forage	13
4 Principe de forage rotary	14
4.1 Installation de forage	14
4.1.1 Système hydraulique	14
4.1.2 Système d'alimentation	15
4.1.3 Système de rotation	15
4.1.4 Système de suspension	16
4.2 Garniture de forage	16
4.2.1 Trains de tiges (Drill pipes)	17
4.2.2 Masses tiges (Drill Collars)	17
2 Les fluides de forage	18
1 Introduction	18
2 Définition des fluides de forage	18
3 Rôle du fluide de forage	19
3.1 Nettoyage du puits	19
3.2 Maintien des déblais en suspension	19
3.3 Sédimentation des déblais fins en surface	20
3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	20
3.5 Dépôt d'un cake imperméable	20
3.6 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile	20
3.7 Augmentation de la vitesse d'avancement	20
3.8 Prévention des resserrements des parois du puits	21
3.9 Entraînement d'outils (turbine,etc...)	21
3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage	21
3.11 Apport des renseignements sur le sondage	21
3.12 Contamination des formations productrices	21

3.13	Corrosion et usure du matériel	22
3.14	Toxicité et sécurité	22
4	Circulation	22
5	Compositions des différents types	23
6	Paramètres rhéologiques	25
6.1	La densité	25
6.2	La viscosité	26
6.3	Le gel	27
6.4	La filtration	28
3	Etude des paramètres rhéologiques	29
1	Introduction	29
2	Les fluides de forage de type émulsion inverse (E/H)	29
3	Préparation des fluides	30
4	Mesures rhéologiques	31
4.1	Résultats des mesures	33
4.2	Interprétations	35
4.2.1	Effets des tensio-actifs sur les paramètres rhéologiques	35
4.2.2	Effet du type d'argile sur les paramètres rhéologiques	37
5	Conclusion	39
	CONCLUSION GÉNÉRALE	40
	Références Bibliographiques	41

Table des figures

1.1	Différentes phases pour l'extraction et l'acheminement des hydrocarbures	12
1.2	les différents constituants d'un processus de forage(Nguyen, 1993) . .	14
1.3	Pompe à cavité progressive	15
1.4	Top drive	16
2.1	Schéma de circulation de la boue sur le site de forage (Schlumberger, 1997)	22
3.1	Protocole de préparation des fluides de forage	31
3.2	Rhéomètre FANN35	32
3.3	Schématisation de la cellule du Rhéomètre FANN35	32
3.4	Courbes des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement (avant vieillissement)	33
3.5	Courbes des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement (après vieillissement)	34
3.6	Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon les proportions des tensio-actifs avant vieillissement .	36
3.7	Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon les proportions des tensio-actifs après vieillissement .	36
3.8	Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon le type d'argile utilisé (avant vieillissement)	38
3.9	Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon le type d'argile utilisé(après vieillissement)	39

Liste des tableaux

2.1	Classification des fluides de forage suivant la phase continue [5]	24
2.2	Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [10].	25
3.1	Protocole de préparation des fluides de forage	30
3.2	Type d'agent viscosifiant et proportions des additifs utilisés pour la formulation d'un fluide de forage	31
3.3	Résultats des mesures rhéologiques avant vieillissement	34
3.4	Résultats des mesures rhéologiques après vieillissement	34
3.5	Paramètres rhéologiques avant vieillissement	35
3.6	Paramètres rhéologiques après vieillissement	35

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Vue que l'économie algérienne dépend étroitement de la production des hydrocarbures, la maîtrise des conditions de la production des hydrocarbures devient cruciale. Une des principales contraintes qui paralysent cette production est l'endommagement de la formation réservoir.

Cet endommagement peut être influencé par plusieurs facteurs, parmi lesquels, les caractéristiques primordiales du fluide de forage utilisé lors de l'acheminement des hydrocarbures des réservoirs profonds vers la surface.

Parmi les rôles principaux des fluides de forage est de remonter les déblais du fond du puits vers la surface. La circulation continue de ce fluide doit donc être suffisante pour empêcher une sédimentation de ces déblais dans le courant ascensionnel. Mais cette consistance ne doit pas dépasser certaines limites pour qu'elle demeure compatible avec la puissance des installations de pompage et empêchera la séparation des déblais, après chaque cycle, dans les séparateurs de surface. Evidemment, lors des arrêts de circulation pour manœuvres, les déblais dispersés doivent rester parfaitement en suspension. Ceci implique certaines propriétés rhéologiques qui, toutefois, ne doivent pas empêcher la remise en circulation ni gêner les manœuvres ou avoir d'influences néfastes au cours de celles-ci (surpression lors de la descente des tiges ou dépression lors de la remontée).

Le contrôle des caractéristiques va donc jouer un rôle primordial dans la technique des fluides de forage. Toute variation importante de ces caractéristiques, signe d'une évolution du fluide, sera immédiatement neutralisée. Les propriétés souhaitées seront acquises, en début d'utilisation, due à un choix convenable de la composition, compte tenu des facteurs imposés tels que : l'origine du fluide, la nature des terrains traversés, la température et la pression atteintes dans le puits. Au cours du forage, les traitements consisteront à modifier plus ou moins la composition de départ par addition de produits choisis selon la nature de l'évolution.

Dans la pratique, par suite à des nombreux rôles joués par le fluide de forage qui imposent les différentes propriétés, le choix de la composition permettra d'obtenir un compromis entre les caractéristiques souhaitables.

L'objectif de ce travail est de formuler des fluides de forage bi-phasiques au laboratoire du Centre de Recherche et du Développement de Boumerdès (C.R.D), afin d'étudier la rhéologie des émulsions inverse (E/H) au cours du temps.

Pour atteindre ces objectifs, le travail est agencé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, une description du forage pétrolier et les différents équipements utilisés, ensuite dans un deuxième chapitre nous présenterons les fluides de forage. Et enfin le troisième chapitre sera consacré à l'étude des paramètres rhéologiques des différents fluides de forage.

Chapitre 1

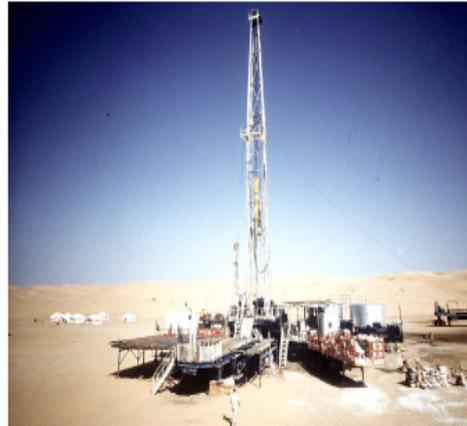
Le forage

1 Introduction

L'exploration pétrolière ou gazière, que celle-ci soit en mer (offshore) ou sur terre (onshore), elle nécessite un processus de forage afin d'atteindre les réservoirs d'hydrocarbures et extraire la matière.

L'acheminement des hydrocarbures impose de connecter leurs réservoirs à la surface à l'aide des canaux reliés à des systèmes de pompage. La production des hydrocarbures passe par le fonctionnement d'un processus de forage dont le plus répandu dans l'industrie pétrolière est le forage rotary (rotatif).

La progression du forage requiert la circulation continue et en boucle fermée d'un fluide dont l'un des objectifs consiste à évacuer les déblais générés vers la surface. La nécessité de rechercher des gisements d'hydrocarbures dans des milieux de plus en plus profonds conduit à forer des puits de plusieurs kilomètres. Cela rend le forage graduel durant lequel plusieurs phases, séparées par la remontée à la surface de la garniture, sont nécessaires. Ces étapes ont pour but de favoriser la maintenance du processus et d'effectuer le tubage et la cimentation de la partie forée. Lorsque les réservoirs contenant les hydrocarbures sont atteints, les oléoducs ou les gazoducs sont installés afin d'acheminer le pétrole ou le gaz vers la surface.[1]

*Installation offshore**Installation onshore**Transport par pipeline**Système de pompage***Figure 1.1:** Différentes phases pour l'extraction et l'acheminement des hydrocarbures

2 Historique du forage

En Aout 1859, le premier puits de pétrole a été foré par le colonel DARKE près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), à une profondeur de vingt-trois mètres (23 m), où il a employé le système de forage par battage au câble qui utilise, afin d'attaquer le terrain, l'impact d'un lourd outil de percussion par masse pour désagréger la roche(trépan), suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier. Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions où ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé, les premiers essais de cette technique semblent avoir été fait sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901, J.F.LUCAS, fora au moyen d'un appareil de rotation le premier puits dans le champ de spendletop près de Beaumont (Texas).[2]

3 Définition du forage

On appelle forage l'ensemble des opérations permettant le creusement de trous généralement verticaux. L'utilisation principale des forages est la reconnaissance et l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz naturel. Les autres utilisations, qui sont nombreuses,[3] comprennent notamment :

- les forages géologiques ou géophysiques pour la reconnaissance des gisements de minerais.
- les forages destinés à la recherche des nappes d'eau profondes, au drainage du gaz ou de l'eau dans les exploitations minières.
- les forages permettant l'injection de gaz dans des formations poreuses et perméables, pour réaliser des stockages souterrains.
- Les forages réalisés dans des dômes de sel, agrandis ensuite par injection d'eau douce et permettant le stockage de gaz liquéfiés comme le propane.

Définition d'un forage pétrolier

On appelle "forage pétrolier", l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques. Ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [4]

4 Principe de forage rotary

La méthode rotary se découpe en deux grands ensembles : l'installation et la garniture de forage. La figure présente les différents constituants d'un processus de forage. [4]

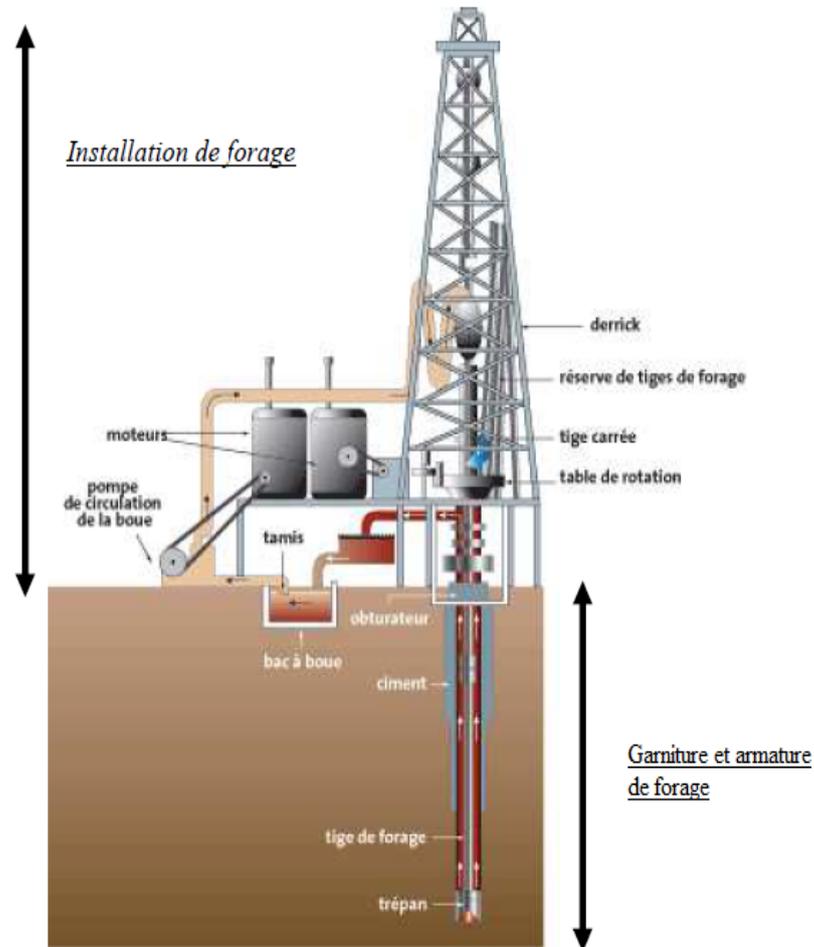


Figure 1.2: les différents constituants d'un processus de forage (Nguyen, 1993)

4.1 Installation de forage

4.1.1 Système hydraulique

La circulation du fluide dans le processus de forage est assurée par une pompe de circulation. La figure présente une pompe connectée à un bac à boue et disposant d'un tamis pour le filtrage des déblais issus du forage avant la réinjection de ce fluide dans le puits. Plusieurs catégories de pompes de circulation existent dont la pompe à cavité progressive.

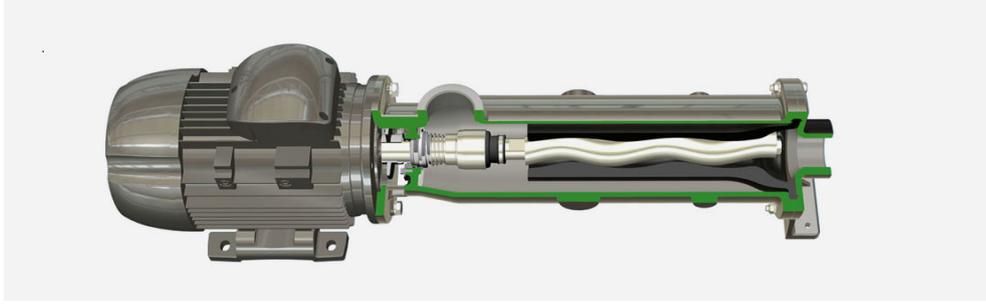


Figure 1.3: Pompe à cavité progressive

La pompe est rotative, volumétrique et constituée d'un engrenage composé de deux éléments : le rotor et le stator. La géométrie de l'ensemble comprend plusieurs séries de cavités séparées. La rotation du rotor dans le stator entraîne le déplacement axial du fluide de cavité en cavité, créant ainsi une action de pompage. [4]

4.1.2 Système d'alimentation

Les moteurs électriques ou hydrauliques sont les sources d'alimentation les plus fréquentes dans l'industrie pétrolière. L'énergie produite est transmise sous forme électrique ou mécanique vers les différents constituants de l'installation : la pompe de circulation, le treuil et la table de rotation. La nécessité de réaliser des puits déviés incite l'utilisation des moteurs embarqués afin d'accéder aux poches latérales contenant des hydrocarbures.[4]

4.1.3 Système de rotation

Le système de rotation regroupe une table de rotation (rotary table) et une tige d'entraînement (Kelly) qui, à partir des nouvelles innovations, sont remplacés par une tête d'injection (Top-Drive Fig 1.4). [4]



Figure 1.4: Top drive

4.1.4 Système de suspension

La tâche dédiée au système de suspension réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un derrick, pouvant présenter une hauteur de plus de 80 mètres, un crochet et un treuil motorisé. Le derrick représente le point culminant de la plateforme. C'est une tour métallique qui soutient une tige au bout de laquelle se situe le trépan. La tige est rallongée au fur et à mesure que le trépan opère. [4]

4.2 Garniture de forage

La garniture désignée aussi par arbre de forage, en raison de la mécanique de liaison qu'elle établit entre la motorisation rotative en surface (table de forage) et le trépan, correspond à la partie opérative dans le puits. Elle effectue plusieurs tâches dont la transmission de l'énergie nécessaire à la désagrégation de la roche, le guide et le contrôle de la trajectoire du puits ainsi que la circulation du fluide. Elle est constituée essentiellement des masses tiges (Drill Collars) et des trains de tiges (Drill pipes). A cela se greffent des accessoires tels que les stabilisateurs des masses tiges, les amortisseurs de choc, les systèmes de mesures etc..... [4]

4.2.1 Trains de tiges (Drill pipes)

Ils sont constitués de tuyaux en acier enchevêtrés les uns aux autres et pouvant s'étaler à des milliers de mètres. Ils transmettent le couple au trépan et servent de support aux masses tiges. [4]

4.2.2 Masses tiges (Drill Collars)

Les masses tiges sont des tubes en acier se situant au-dessus des trains de tiges. Elles contribuent à la création du poids agissant sur le trépan et sont soumises à plusieurs contraintes engendrées par le diamètre du trépan, la production des pertes de charge minimales, la résistance au flambage et la rigidité. [4]

L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les déblais hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

Chapitre 2

Les fluides de forage

1 Introduction

La réussite d'un puits de pétrole et de son coût dépend largement des propriétés du fluide de forage. Le coût du fluide de forage lui-même est relativement faible, mais le choix du fluide adéquat et l'entretien de ses propriétés lors d'un forage profond influent sur les coûts totaux du puits. Par exemple, le nombre de jours de forage requis pour forer la totalité de la profondeur dépend du taux de pénétration de l'outil, et de la prévention des retards due à la perte de la circulation, tube de forage coincé, ...etc, qui sont tous influencés par les propriétés du fluide de forage. En outre, le fluide de forage influe sur l'évaluation de la formation et de la productivité du puits. Il en résulte que le choix d'un fluide de forage approprié et le contrôle quotidien de ses propriétés sont la préoccupation non seulement de l'ingénieur de la boue, mais aussi du superviseur de forage, l'ingénieur de forage et l'ingénieur de production. Le personnel de forage et de production n'a pas besoin d'une connaissance détaillée des fluides de forage, mais ils doivent comprendre les principes de base régissant leur comportement, et la relation de ces principes au forage et à la performance de production. [5]

2 Définition des fluides de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé des 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, ciments, ...) Le fluide de forage a déjà été présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications [5, 6].

Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme étant un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.

3 Rôle du fluide de forage

De nombreuses exigences sont placées sur le fluide de forage. Historiquement, le premier but du fluide de forage était le nettoyage du puits, mais maintenant les applications diversifiées pour les fluides de forage rendent la tâche de certaines fonctions difficile. Lors du forage rotary, les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes [5] :

1. Maintien des déblais en suspension.
2. Sédimentation des déblais fins en surface.
3. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.
4. Dépôt d'un cake imperméable.
5. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.
6. Entraînement de l'outil.
7. Apport de renseignements sur le sondage.
8. Augmentation de la vitesse d'avancement.
9. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.
10. Contamination des formations productrices.
11. Corrosion et usure du matériel.
12. Toxicité et sécurité.
13. Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

3.1 Nettoyage du puits

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

3.2 Maintien des déblais en suspension

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

3.3 Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment, ces deux aptitudes semblent être contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

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

3.5 Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée une couche de filtration sur les parois du sondage, cette couche est appelé "cake". Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

3.6 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

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

3.7 Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage. Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

3.8 Prévention des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc. Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la Colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

3.9 Entraînement d'outils (turbine,etc...)

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

3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage

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

3.11 Apport des renseignements sur le sondage

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

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

3.12 Contamination des formations productrices

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

3.13 Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs. Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

3.14 Toxicité et sécurité

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

4 Circulation

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans l'outil de forage, le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans les bacs à boues ; il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit divers traitements, (dilution, tamisage, ajout de produit, ...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques et rhéologiques. (figure :2.1) [7]

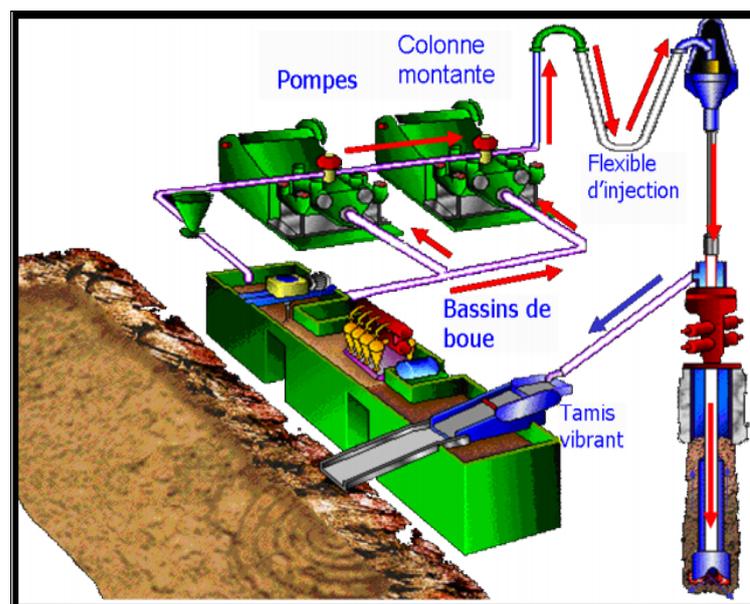


Figure 2.1: Schéma de circulation de la boue sur le site de forage (Schlumberger, 1997)

5 Compositions des différents types

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé " boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base.[8]

Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation : l'air, l'eau ou l'huile.[8, 9]

Les facteurs techniques et économiques nous amènent à choisir dans l'arsenal des produits disponibles, un type de fluide adapté aux problèmes à résoudre. Les boues sont classées en fonction de la nature de leur phase continue et de la phase qui y est dispersée.

Nous allons donc rencontrer [5] :

- Boue à base d'eau (Water Based Mud) : Les particules solides sont en suspension dans l'eau ou de la saumure. L'eau est appelée la phase continue.
- Boue à base d'huile (Oil Based Mud) : Les particules solides sont en suspension dans l'huile, où l'huile est la phase continue.
- Gaz : Les déblais de forage sont éliminés par un courant d'air ou de gaz naturel à haute pression. Les agents moussants sont ajoutés pour éliminer les faibles entrées d'eau.

Dans les boues à base d'eau, les matières solides se composent d'argiles organiques et de colloïdes ajoutés pour obtenir les propriétés de viscosité et de filtration nécessaires, des minéraux lourds (généralement barytine, ajoutée afin d'augmenter la densité lorsque cela est nécessaire) et des particules solides de la formation qui se dispersent dans la boue au cours du forage. L'eau contient des sels dissous, dérivant d'une contamination par l'eau de formation ou ajoutée à des fins diverses. Pour plus de détails, voir le tableau 2.1

Les particules solides peuvent être classées en trois groupes suivant leurs tailles :

- a) Les colloïdes : De 0.005 jusqu'à 1 micron, qui confèrent des propriétés de viscosité et de filtration.
- b) Le limon et la barytine : De 1 à 50 microns, qui fournissent la densité que nous venons de discuter, mais qui sont autrement nuisibles.
- c) Le sable fin : De 50 à 420 microns, qui en dehors de combler de grandes ouvertures dans certaines formations très poreuses, est inacceptable en raison de ses qualités abrasives.

Gaz	Eau	Huile
Gaz sec : Gaz naturel, air, gaz d'échappement, gaz de combustion	Eau douce	Gas-oil
<p>Buée : Gouttelettes d'eau ou de boue transportés dans le courant d'air.</p> <p>Mousse : Des bulles d'air entouré par un film d'eau contenant un agent tensioactif stabilisateur de mousse.</p> <p>Mousse stable : Mousse contenant des matériaux de film de renforcement, tels que les polymères organiques et la bentonite.</p>	<p><u>Solution</u> : Vrai et colloïdale, à savoir, les solides ne se séparent pas de l'eau dans le courant prolongée. Solides en solution avec de l'eau comprennent :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les sels (Chlorure de sodium, chlorure de calcium) 2. Les agents tensioactifs (Détergents, floculants) 3. Les colloïdes organiques (les polymères acryliques et celluloses) <p><u>Emulsion</u> : Un liquide huileux maintenu en petites gouttelettes dans l'eau par un agent émulsifiant (Gas-oil et un agent tensioactif de film stabilisant)</p> <p><u>Boue</u> : Des particules solides en suspension (Les argiles, la barytine, ...) dans un quelconque des liquides ci-dessus, avec des additifs chimiques nécessaires pour modifier les propriétés physicochimiques.</p>	<p>La boue d'huile : Fluide de forage à base d'huile stable contenant :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Agents émulsifiant de l'eau. 2. Agents de suspension. 3. Agents de contrôle de filtration contenant les déblais de formations.

Tableau 2.1: Classification des fluides de forage suivant la phase continue [5]

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

Tableau 2.2: Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [10].

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires. Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées.[10]

6 Paramètres rhéologiques

La rhéologie est une science utilisée actuellement dans diverses applications dans le domaine industriel tels que l'industrie agro-alimentaire, en cosmétique, en génie civil ainsi que l'industrie pétrolière. Les fluides de forage qu'ils soient émulsion, suspensions ou mousses doivent présenter un caractère rhéofluidifiant.

Dans les fluides de forage, le paramètre fondamental à mesurer est la viscosité qui mesure la résistance de la matière aux forces de déformations. En raison de l'importance de ces paramètres dans le domaine des fluides de forage, il est utile de présenter les grandeurs fondamentales de la rhéologie en citant quelques modèles les plus couramment utilisés.

6.1 La densité

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être élevée suffisamment pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz. Cependant, elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer, ce qui provoquerait une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la baryte ($BaSO_4$) et la calcite (CaO)

ont été utilisés dès 1922. Cette propriété peut affecter le taux d'avancement des travaux de forage (ROP).

6.2 La viscosité

C'est une caractéristique de la matière, quel que soit son état physique : gazeux, liquide ou à la limite solide, sans oublier tous les états poly-phasiques. Elle intervient fréquemment dans les équations de la mécanique des fluides. Elle traduit la résistance d'un fluide à l'écoulement. Elle exprime les forces attractives existant entre les molécules de la boue, ce sont les contraintes de cisaillement (τ). Lorsque le fluide est soumis à l'écoulement, les forces appliquées sont appelées force de cisaillement (γ). L'équation rhéologique générale pour un fluide newtonien s'écrit :

$$\tau = \eta \times \gamma \quad (2.1)$$

Où :

τ : La contrainte de cisaillement [Pa];

γ : La déformation [s^{-1}];

η : La viscosité [Pa.s].

Pour les fluides non-newtoniens, la viscosité varie pour des vitesses de cisaillement constantes et l'écoulement est caractérisé généralement par un modèle en loi de puissance donnée par Ostwald (1925) [11] tel que :

$$\tau = K \times \gamma^n \quad (2.2)$$

K et n sont des caractéristiques intrinsèques du matériau.

Ce type de fluide se caractérise par l'existence d'une contrainte seuil d'écoulement (τ_s), le matériau se comporte comme un fluide pour une contrainte supérieure à (τ_s), alors qu'avec une contrainte inférieure à (τ_s), il se comporte comme un solide. Il existe différents modèles dépendant de la contrainte seuil, les plus couramment utilisés sont :

Le modèle de Bingham :

$$\tau = \tau_s + \gamma \cdot \eta_{pl} \quad (2.3)$$

Le modèle de Casson :

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_s} + \sqrt{\beta \gamma} \quad (2.4)$$

Le modèle de Herschel-Bulkley :

$$\tau = \tau_s + K.\gamma^n \quad (2.5)$$

Où :

η_{pl} : La viscosité plastique.

K, β, n : Les paramètres intrinsèques du matériau.

τ_s : La contrainte seuil.

La contrainte seuil mesure la résistance interne du fluide à l'écoulement initial, elle dépend du type, de la taille et de la quantité des particules. Elle conditionne l'efficacité de la boue à faire remonter en surface les débris forés au fonds du puits.

Ces fluides sont soit plastiques (dit de Bingham), dilatants et pseudo-plastiques, la viscosité varie en fonction de la contrainte imposée. Le comportement sous écoulement est obtenu grâce à des rhéomètres de type couette, Fann et autres. En pratique, deux mesures sont nécessaires pour évaluer la viscosité : une viscosité apparente (η_{app}) et une viscosité plastique (η_{pl}) liées à la taille des particules et à leur forme [12].

$$\eta_{pl} = L_{600} - L_{300} \quad (2.6)$$

$$\eta_{app} = \frac{L_{600}}{2} \quad (2.7)$$

L_{300} et L_{600} sont les lectures sur le rhéomètre, correspondantes respectivement à 300 et 600 tr/min.

Au cours du forage, il est parfois nécessaire de maintenir la viscosité dans l'intervalle qui convient aux conditions de forage telles que la pression, la température, la nature de la formation traversée...

6.3 Le gel

Cette propriété mesure les forces électriques attractives entre les particules dans le fluide de forage sous conditions statiques, elle est évaluée sous les conditions spécifiées par l'API.

Le gel doit être maintenu dans un intervalle favorable pour les raisons suivantes :

- Pour de faibles valeurs de gel, la boue de forage ne peut pas maintenir en suspension les débris, ce qui nécessite l'ajout d'autres additifs qui vont rendre la boue encore plus coûteuse.

- Pour des valeurs élevées du gel, une forte pression est nécessaire pour faire écouler la boue, ce qui peut augmenter les fractures au niveau des formations fragiles.

6.4 La filtration

La filtration est un phénomène qui a été largement étudié. L'ampleur de la filtration au cours des opérations de forage est liée directement au taux d'avancement, à la nature de la formation traversée, à l'endommagement de la formation dans les réservoirs sensibles à l'eau et à la différence de pression entre le fluide et la formation. Les propriétés de filtration doivent être contrôlées par des tests selon les normes standards de l'API, qui consistent à mesurer la filtration en régime statique en utilisant un filtre presse sous hautes températures et pressions.

Chapitre 3

Etude des paramètres rhéologiques

1 Introduction

Lors de l'étude expérimentale de l'endommagement de la formation réservoir (détaillée dans le mémoire de l'ingénieur), plusieurs fluides de forage de compositions différentes ont été formulés pour être injectés à travers des échantillons en provenance du champ de Hassi-Messaoud. Dans ce chapitre, nous étudierons la rhéologie de ces fluides en faisant varier les paramètres qui semblent influencer l'écoulement d'un fluide de forage à savoir la contrainte de cisaillement et la vitesse de cisaillement en utilisant un viscosimètre de type Fann.

2 Les fluides de forage de type émulsion inverse (E/H)

Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage à émulsion inverse. Ces fluides sont désignés par "Oil-Based Muds" (OBM). La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole (Diesel), mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou synthétiques ne contenant plus de composés aromatiques. Plusieurs additifs sont recommandés pour favoriser la stabilité de l'émulsion (tableau 2.2). [13].

Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, en raison de leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole.

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 rhéologiques : densité, viscosité, le gel et la filtration. Certaines mesures sont réalisées systématiquement au cours du forage (viscosité et densité) et d'autres en fonction des besoins (la filtration). 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.

3 Préparation des fluides

Dans cette partie, nous avons préparé des émulsions inverses (de type eau dans l'huile (E/H)) en utilisant un émulsifiant (Versamul), un agent mouillant (Versacoat), un agent viscosifiant (l'argile organophile VG69 ou la bentonite), un réducteur de filtrat (Versatrol) et de la chaux (CaO), selon le protocole présenté dans le tableau 3.1 :

Produit	Ordre d'ajout	Quantité [%]	Temps d'agitation [min]
Huile (Gazole)	1	90	/
Emulsifiant (Versamul)	2	(*)	20
Agent mouillant (Versacoat)	2	(*)	
Saumure	3	10	30
Agent viscosifiant (**)	4	3	40
Réducteur de filtrat (Versatrol)	5	1.5	15
Chaux	6	1	15

Tableau 3.1: Protocole de préparation des fluides de forage

(*) : La quantité des tensio-actifs utilisée se diffère d'un fluide à l'autre (tableau 3.2) afin d'étudier l'influence de cette dernière sur la stabilité des fluides de forage.

(**) : Pour étudier l'influence du type d'argile sur la stabilité du fluide, nous avons utilisé deux types d'argiles à savoir l'argile organophile VG69 et la bentonite selon le tableau 3.2.

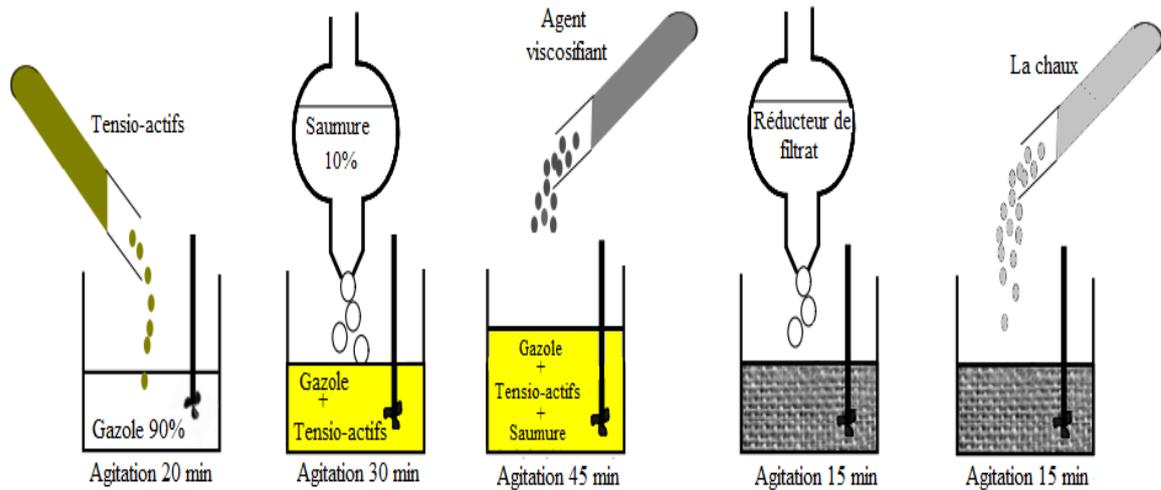


Figure 3.1: Protocole de préparation des fluides de forage

Fluide de forage	Agent viscosifiant	Tensio-actifs (%)	
		Versamul	Versacoat
1	Argile Organophile VG69	1.5	0.5
2		1	1
3		0.5	1
4		1	0.5
5	La bentonite	1	1

Tableau 3.2: Type d'agent viscosifiant et proportions des additifs utilisés pour la formulation d'un fluide de forage

4 Mesures rhéologiques

Avant l'étude de l'endommagement (détaillée dans le mémoire d'ingénieur), chaque fluide de forage est divisé en deux parties, l'une fera l'objet de certaines caractérisations avant et après un vieillissement de 16h pour simuler les conditions de circulation de la boue dans le puits.

Dans le but d'étudier l'influence de la composition du fluide sur sa stabilité, nous avons effectué des mesures des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement.

Afin d'effectuer ces mesures rhéologiques, nous avons utilisé un viscosimètre de type Fann recommandé par l'API pour ce genre de fluide de forage (Figure 3.3).

Le viscosimètre FANN35 est un appareil de chantier pour mesurer les propriétés rhéologiques des boues. Il comporte six vitesses de rotation fixes (600, 300, 200, 100, 6 et 3 tr/min).



Figure 3.2: Rhéomètre FANN35

Son principe de fonctionnement est simple, le fluide est introduit entre deux cylindres coaxiaux de rayon R_1 et R_2 et de hauteur h selon la Figure 3.3. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire ω_0 et l'autre cylindre demeurant immobile.

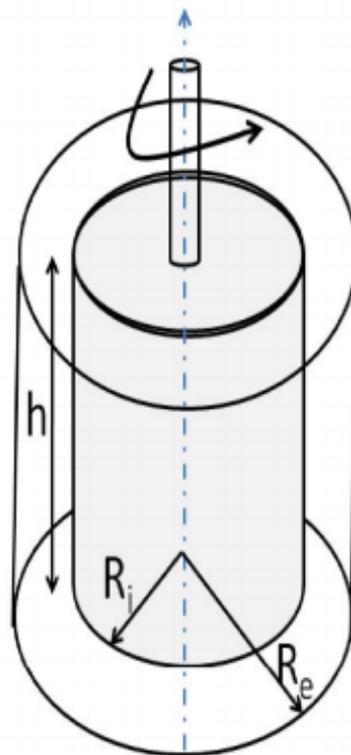


Figure 3.3: Schématisation de la cellule du Rhéomètre FANN35

Les normes de l'"American Petroleum Institute" (A.P.I) le considèrent comme l'appareil de référence pour les tests rhéologiques. Le protocole A.P.I de mesure est le suivant : l'opérateur doit réaliser les mesures de contraintes aux six vitesses de rotation, il en extrait un rhéogramme, à partir duquel on calcul la viscosité plastique η_{pl} (selon l'Equation 2.6) et la viscosité apparente η_{app} (selon l'Equation 2.7).

4.1 Résultats des mesures

Après les mesures, nous avons pu obtenir les résultats présentés dans la Figure 3.4 et la Figure 3.5, ainsi que dans le tableau 3.3 et le tableau 3.4.

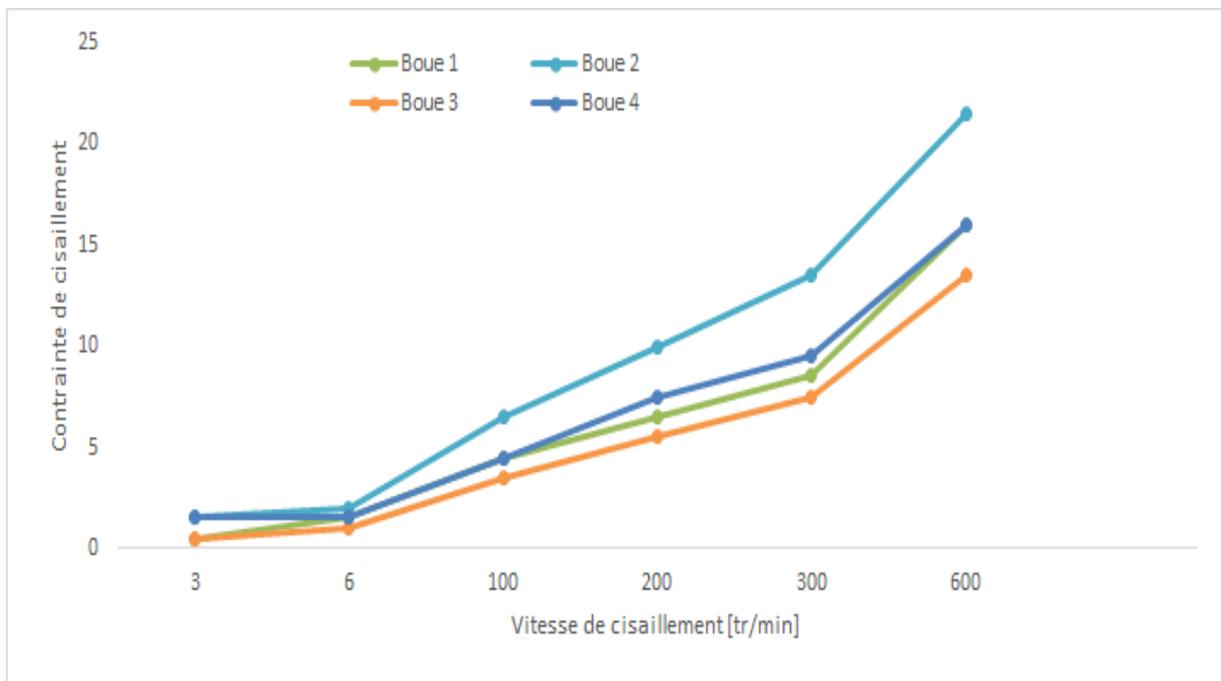


Figure 3.4: Courbes des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement (avant vieillissement)

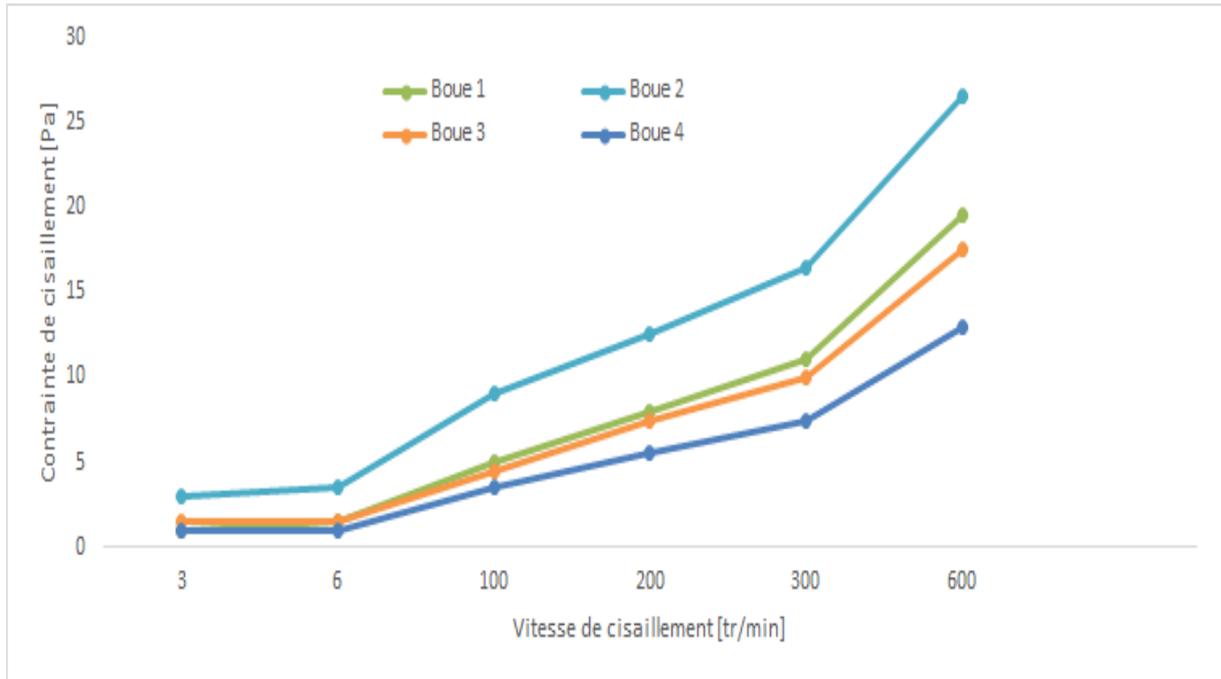


Figure 3.5: Courbes des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement (après vieillissement)

Vitesse de cisaillement	Contraintes de cisaillement				
	Boue 1	Boue 2	Boue 3	Boue 4	Boue 5
3	0.5	1.5	0.5	1.5	7
6	1.5	2	1	1.5	7.5
100	4.5	6.5	3.5	4.5	13.5
200	6.5	10	5.5	7.5	17.5
300	8.5	13.5	7.5	9.5	21.5
600	16	21.5	13.5	16	31.5

Tableau 3.3: Résultats des mesures rhéologiques avant vieillissement

Vitesse de cisaillement	Contraintes de cisaillement				
	Boue 1	Boue 2	Boue 3	Boue 4	Boue 5
3	1	3	1.5	1	3
6	1.5	3.5	1.5	1	3.5
100	5	9	4.5	3.5	7
200	8	12.5	7.5	5.5	9
300	11	16.5	10	7.5	12
600	19.5	26.5	17.5	13	17

Tableau 3.4: Résultats des mesures rhéologiques après vieillissement

A partir des deux figures (Figure 3.4 et Figure 3.5), nous remarquons que la contrainte de cisaillement est proportionnelle à la vitesse de cisaillement pour tous les fluides de forage, que ce soit avant ou après vieillissement, malgré qu'elle diffère d'un fluide à un autre. Cela est dû aux différentes proportions des tensio-actifs, ainsi que le type d'argile utilisé dont nous allons étudier leur influence par la suite.

Après l'obtention de ces mesures, nous avons ainsi pu calculer la viscosité plastique η_{pl} et la viscosité apparente η_{app} , avant et après vieillissement, les résultats sont donnés dans le tableau 3.5 et le tableau 3.6).

Fluide de forage	Boue 1	Boue 2	Boue 3	Boue 4	Boue 5
Viscosité plastique (η_{pl})	7.5	8	6	6.5	10
Viscosité apparente (η_{app})	8	10.75	6.75	8	15.75

Tableau 3.5: Paramètres rhéologiques avant vieillissement

Fluide de forage	Boue 1	Boue 2	Boue 3	Boue 4	Boue 5
Viscosité plastique (η_{pl})	8.5	10	7.5	5.5	5
Viscosité apparente (η_{app})	9.75	13.25	8.75	6.5	8.5

Tableau 3.6: Paramètres rhéologiques après vieillissement

4.2 Interprétations

Afin d'étudier l'influence des proportions des tensio-actifs et le type d'argile utilisé sur le comportement des différents fluides de forage formulés au sein de laboratoire CRD, nous avons varié les contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement pour l'ensemble des fluides de forage.

4.2.1 Effets des tensio-actifs sur les paramètres rhéologiques

Dans le but d'étudier l'effet de la concentration du couple des tensio-actifs (Versamul et Versacoat) sur le comportement rhéologique des fluides de forage, nous avons formulé 4 type de fluides à savoir les fluides 1, 2, 3 et 4 selon le tableau 3.1 et le tableau 3.2. Les résultats obtenus sont donnés sur les figures 3.6 et 3.7.

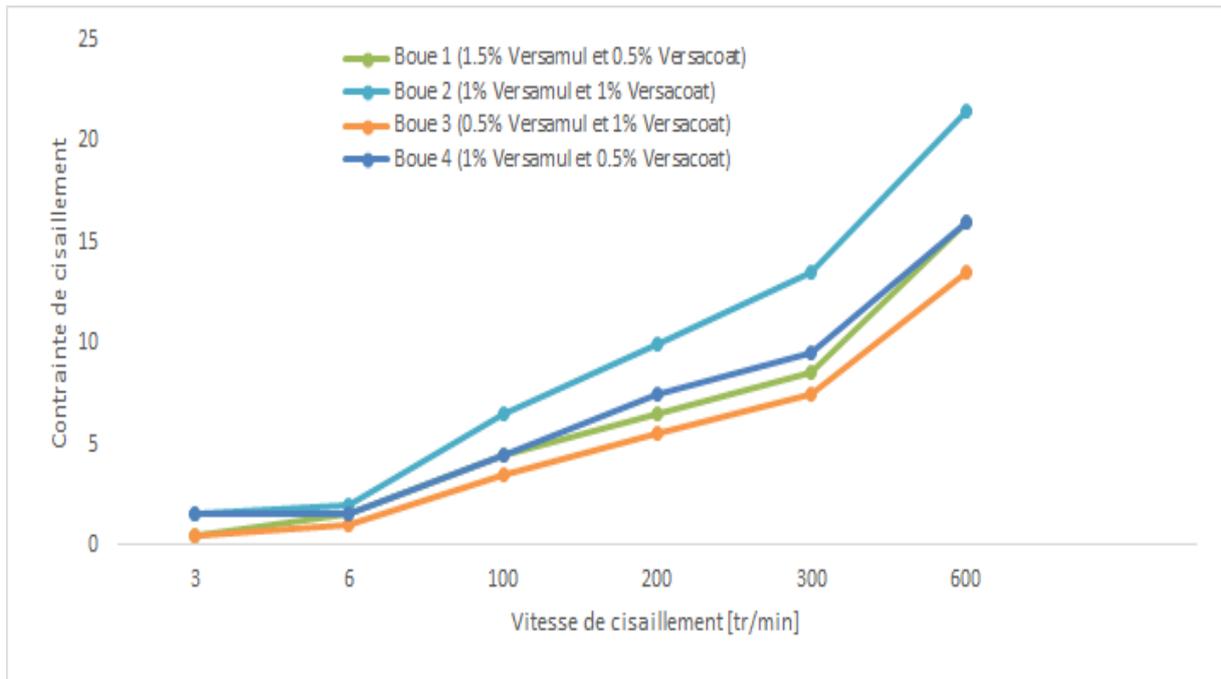


Figure 3.6: Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon les proportions des tensio-actifs avant vieillissement

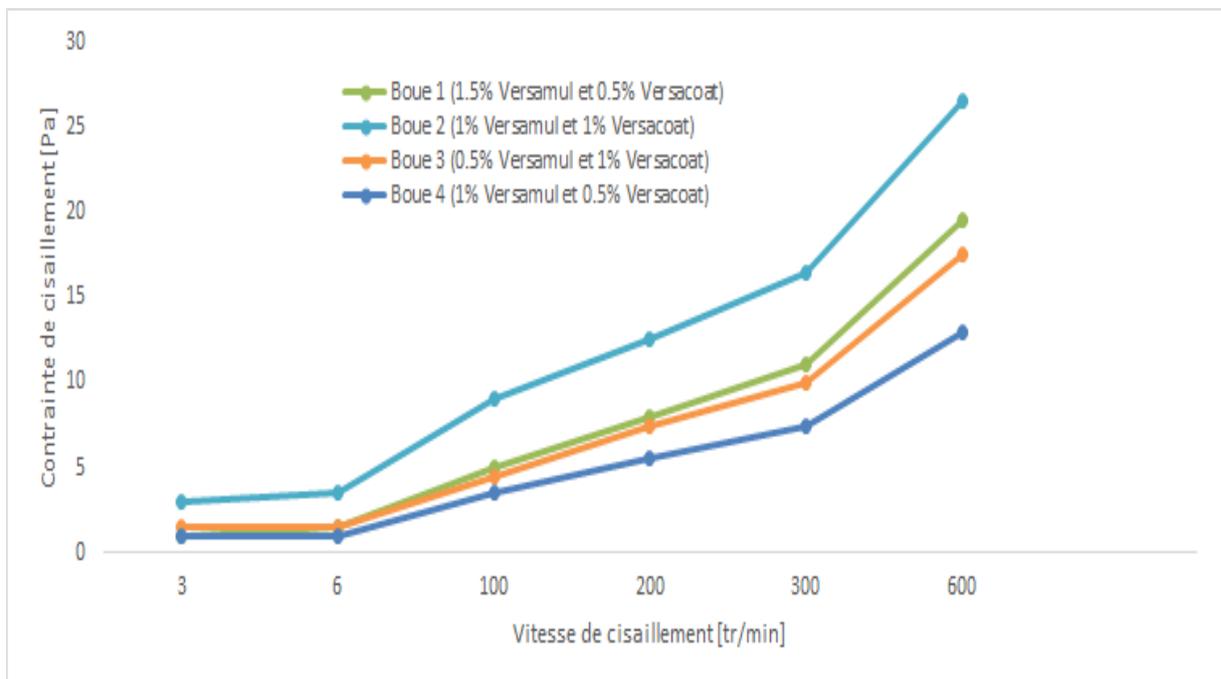


Figure 3.7: Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon les proportions des tensio-actifs après vieillissement

A partir de la Figure 3.6, nous remarquons que :

- Le fluide de forage 2 contenant un couple de tensio-actifs (Versamul et Versacoat) à parts égales exige une contrainte élevée pour s'écouler.
- Les fluides de forage 1, 3 et 4 montrent un comportement rhéologique très proche.

Ceci est expliqué par le fait que le fluide 2 qui contient une quantité de 2% du couple des tensio-actifs à parts égales est plus stable montrant ainsi une viscosité plastique et apparente plus élevée. La diminution de la quantité du tensio-actif Versamul de 1% à 0.5% ainsi que son augmentation à 1.5% ont baissé la viscosité du fluide. En abaissant aussi la quantité du tensio-actif Versacoat de 1% jusqu'à 0.5%, cela fait diminuer les contraintes de cisaillement à différentes vitesses. Une quantité de Versamul plus grande que celle de Versacoat permet de diminuer davantage la viscosité du fluide. Ceci confirme que plus de Versacoat que de Versamul permet d'augmenter les paramètres rhéologiques.

A partir de la Figure 3.7, nous remarquons après vieillissement que :

- Le fluide de forage 2 demeure exigeant une contrainte plus élevée que celle avant le vieillissement pour s'écouler.
- Les fluides de forage 1, 3 montrent un comportement rhéologique très proche, avec une augmentation des contraintes de cisaillement.
- Le fluide forage 4 montre un comportement rhéologique proche à celui avant le vieillissement, mais avec une diminution des contraintes de cisaillement.

Ceci explique bien qu'une diminution de la quantité du couple des tensio-actifs fait abaisser les propriétés rhéologiques du fluide, alors que la diminution de l'un ou de l'autre donne pratiquement les mêmes propriétés rhéologiques.

Il est à noter aussi que le fait de laisser le fluide vieillir pendant une durée de 16h, ceci va permettre au tensio-actifs de bien s'adsorber sur les surfaces des particules argileuses en diminuant la tension des charges ce qui est expliqué par une augmentation des paramètres rhéologiques (Viscosités plastique et apparente), c-à.-d., le vieillissement joue un rôle important dans la stabilité des fluides de forage.

4.2.2 Effet du type d'argile sur les paramètres rhéologiques

Afin d'investiguer l'influence du type d'argile sur la stabilité du fluide de forage, nous avons formulé deux fluides de forage 2 et 5 contenant la même quantité du couple des tensio-actifs, mais qui se différencient par le type d'argile utilisé comme le montre le tableau 3.2.

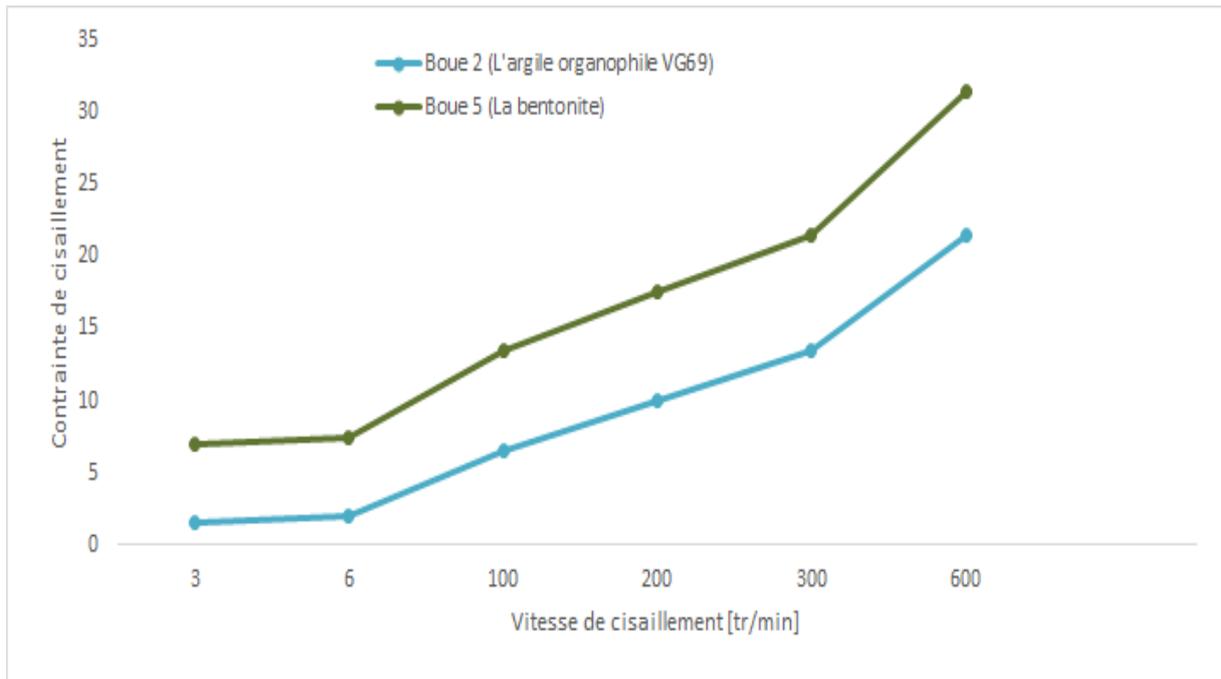


Figure 3.8: Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon le type d'argile utilisé (avant vieillissement)

Avant vieillissement et selon la Figure 3.8, nous remarquons que le fluide 5 contenant la bentonite montre un comportement rhéologique plus important comparé avec le fluide 2 contenant l'argile organophile VG69. Ceci est expliqué par la différence dans la nature et dans la structure des deux argiles.

Après vieillissement, à partir de la Figure 3.9, nous remarquons dans ce cas que le fluide de forage contenant la bentonite montre un comportement plus visqueux par rapport à celui contenant l'argile VG69.

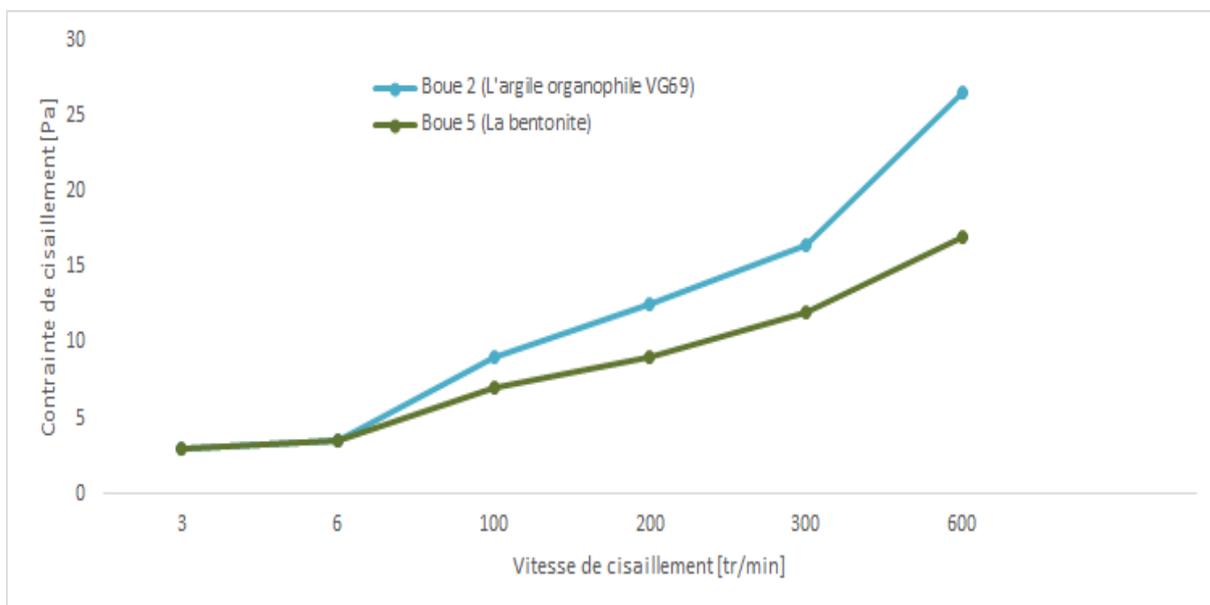


Figure 3.9: Variation des contraintes de cisaillement en fonction des vitesses de cisaillement selon le type d'argile utilisé(après vieillissement)

Ceci peut être expliqué par l'influence des différentes interactions entre les particules argileuses et les tensio-actifs au cours du temps.

5 Conclusion

Dans le but d'étudier la stabilité des fluides de forage, nous avons préparé cinq fluides de type inverse (E/H), stabilisés par les différentes concentrations en tensio-actifs (Versamul et Versacoat) ainsi que deux types d'argiles, à savoir l'argile organophile VG69 et la bentonite. Nous avons suivi la stabilité de ces fluides au cours du temps (avant et après vieillissement). Les résultats des mesures rhéologiques montrent que les fluides les plus stables sont ceux qui contiennent une quantité d'argile organophile VG69 de 3% et 2% du couple des tensio-actifs (Versamul et Versacoat) à parts égales.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Ce travail a été conduit afin de comprendre la relation entre la composition d'un fluide de forage bi-phasique de type inverse (E/H), chargé en argiles organophile et stabilisé par des tensioactifs, et ses paramètres rhéologiques (viscosité plastique et apparente). La partie expérimentale a été entamée par la préparation des fluides de forage de type inverse (E/H), stabilisés par les différentes concentrations en tensio-actifs et deux types différents d'argiles. Nous avons suivi la stabilité de ces fluides au cours du temps ç-à-d avant et après vieillissement.

Sur la base des mesures rhéologiques basées sur les recommandations d'API, nous avons pu conclure qu'une diminution de la quantité du couple des tensio-actifs abaisse les propriétés rhéologiques du fluide de forage, alors que la diminution de l'un ou de l'autre (Versamul ou Versacoat) donne pratiquement les mêmes propriétés rhéologiques. Après vieillissement de 16 heures, les fluides de forage deviennent plus stable surtout pour ceux contenant des quantités de tensioactifs de 2% (versamul et versacoat)

Dans une deuxième partie, nous avons pu constater que le fluide de forage contenant la bentonite est plus visqueux qui nécessite une contrainte, plus que le fluide contenant la VG69, pour pouvoir circuler. Après vieillissement, le fluide de forage contenant la VG69 a montré un comportement rhéologique marqué par une contrainte seuil élevée.

Sur la base des résultats rhéologiques obtenus au laboratoire, nous pouvons conclure que les fluides les plus stables sont ceux qui contiennent une quantité de (3 %) d'argile organophile VG69 et de (2 %) des tensio-actifs à parts égales.

Références bibliographiques

- [1] James L Lummus and Jamal J Azar. Drilling fluids optimization : a practical field approach. 1986. [11](#)
- [2] Olivier. LAVOISY. Premier puits de pétrole. *Encyclopaedia Universalis*. [12](#)
- [3] Alexandre BRIGANT, Didier. LEBLOND. Forages. *Encyclopaedia Universalis*. [13](#)
- [4] Jean-Paul NGUYEN. *Le forage*, pages 1–12. TECHNIP, 1993. [13](#), [14](#), [15](#), [16](#), [17](#)
- [5] H.C.H. Darley and George R. Gray. {CHAPTER} 1 - {INTRODUCTION} {TO} {DRILLING} {FLUIDS}. In H.C.H. Darley, , and George R. Gray, editors, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Fifth Edition)*, pages 1 – 37. Gulf Professional Publishing, Boston, fifth edition edition, 1988. [iv](#), [18](#), [19](#), [23](#), [24](#)
- [6] Johannes Karl Fink. *Reactive polymers fundamentals and applications : a concise guide to industrial polymers*. William Andrew, 2013. [18](#)
- [7] Landriot G. *Fluide de Forage*. 1968. [22](#)
- [8] Fred Growcock and Tim Harvey. Drilling fluids. *Drilling Fluids Processing Handbook*, 2005. [23](#)
- [9] C. G. Chillingar Ryaen. Drilling fluids : state of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pages 221–230, 1996. [23](#)
- [10] M. J. Economides. *Petroleum well construction*. 1988. [iv](#), [25](#)
- [11] Otswald.W. *About the rate of the viscosity of dispersed systems*, volume 36. Kolloid-Z, 1925. [26](#)
- [12] Barnes.H.A. Rheology of emulsions - a review. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 91(0) :89 – 95, 1994. A selection of papers presented at the First World Congress on Emulsions. [27](#)
- [13] Schramm.L.L. *Surfactants : Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Surfactants : Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. Cambridge University Press, 2000. [29](#)