

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie des procédés
Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master
Filière : Génie des procédés
Spécialité : Génie des procédés des matériaux

Thème

**Les écoulements annulaires des boues de forage dans une conduite
cylindrique**

Préparé par :

Mr. Zennadi Abderaouf

Mmlle.Ouared Douniazed

Encadré par :

Mr. BENSLIMANEA. Hakim

Présidente :

Mm. CHIBANI

Examineur :

Mr.HAMAIDI

Promotion : 2022/2023

Remerciements

Tout d'abord, on remercie Allah le tout puissant, de nous avoir aidé et guidé tout au long de nos études.

On tient à exprimer toutes notre reconnaissance à notre encadrant Mr A. BENSLIMANE pour ses conseils scientifiques, sa patience et pour son aide durant la réalisation de ce modeste travail.

Nos remerciements s'adressent également aux membres de jury qui nous font l'honneur de juger notre travail.

On remercie également tous les enseignants du département de génie des procédés de l'université de Bejaia.

Enfin, nos remerciements vont à nos parents et à nos proches pour leur amour, leur soutien inconditionnel et leur compréhension tout au long de ce parcours académique.

De la part de :

- *Ouared Douniazed*
- *Zennadi Abderaouf*

Dédicace

Je dédie ce mémoire aux être les plus chers :

À mes chers parents,

Pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et leurs encouragements tout au long de mon parcours académique. Votre dévouement et votre soutien indéfectible ont été ma source d'inspiration et de motivation. Ce mémoire est le fruit de votre amour et de votre soutien, et je vous en suis infiniment reconnaissante.

À ma petite sœur Amel, qui a toujours été ma meilleure amie et ma plus grande admiratrice.

À mon cher ami Badis, qui a été à mes côtés tout au long de ce parcours. Ta présence m'a apporté force et confiance en moi, et je te remercie infiniment.

À la mémoire de ma chère grand-mère. Tu as été une source d'amour et de sagesse tout au long de ma vie. Ta bienveillance, ta force et ta persévérance continuent de m'accompagner dans mes réalisations. Je sais que tu es avec moi, fière de mes accomplissements.

Douniazed Ouared

Dédicace

Je dédie ce mémoire à mes parents, pour leur amour, leur soutien et leurs encouragements indéfectibles tout au long de ce parcours.

*À mes chers amis Amer, Zinou, Hadjer et Amal, ainsi qu'à ma merveilleuse sœur
Bouchera,*

Les moments passés ensemble sont gravés dans ma mémoire pour toujours.

Votre amitié sincère et votre soutien inconditionnel ont été des trésors inestimables dans ma vie. Vous m'avez apporté du bonheur, de l'inspiration et des souvenirs inoubliables.

Abderaouf Zennadi

Sommaire

Remerciements

Dédicace

Liste d'abréviation

Introduction générale..... 1

Chapitre I

I.1 Introduction..... 3

I.2 Processus de forage..... 4

I.2.1 Système de forage rotary..... 5

I.3 Les types de forage 7

I.3.1 Forage verticale 8

I.4 Les fluides de forage..... 9

I.5 Composition des différents types de boue de forage. 10

I.5.1 Les fluides de forage à base d'eau 10

I.5.2 Les fluides de forage à base d'huile 12

I.5.3 Les fluides de forage à base de gaz 12

I.6 Les principales actions de boue de forage 13

I.6.1 Nettoyage du puits..... 13

I.6.2 Maintien des déblais en suspension 14

I.6.3 Sédimentation des déblais fins en surface..... 14

I.6.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde..... 14

I.6.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits 15

I.6.6 Dépôt d'un cake imperméable..... 15

I.6.7 Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile..... 16

I.6.8 Augmentation de la vitesse d'avancement 16

I.6.9 Entraînement de l'outil..... 16

I.6.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage 16

I.6.11 Apport de renseignements sur le sondage 17

I.6.12 Contamination des formations productrices..... 17

I.6.13 Corrosion et usure du matériel 17

I.6.14 Toxicité et sécurité 18

I.7 Les actions physico-chimiques de la boue sur le forage..... 18

I.7.1 Interactions physiques 18

I.7.2 Interactions chimiques.....	18
I.7.2.1 Contamination par le gypse et l'anhydrite :.....	19
I.7.2.2 Contamination par les chlorures	19
I.7.2.3 Contamination par le ciment.....	19
I.2.4 Venue d'eau, de gaz ou d'huile	19
I.8 Composition de boue de forage	19
I.8.1 Les boues dont la phase continue est l'eau	19
I.8.1.1 L'eau de fabrication.....	20
I.8.1.2 Les argiles.....	20
I.8.1.3 Les solides inertes.....	21
I.8.2 Les boues dont la phase continue est l'huile	21
I.9 Propriétés d'un fluide de forage.....	21
I.9.1 Densité.....	22
I.9.2 Propriétés de filtration des fluides de forage.....	22
I.9.3 Cake.....	23
I.9.4 La viscosité.....	23
I.9.5 Teneur en sable.....	23
I.9.6 Propriétés rhéologiques	23
I.9. 7 PH.....	24
I.10 Conclusion	24

Chapitre II

II.1 Introduction	25
II.2 Les fluides non newtoniens	26
II.3 Les types des fluides non newtoniens.....	27
II.3.1 Les fluides rhéofluidifiants	27
II.3.2 Les fluides rhéoépaississants	28
II.3.3 Les fluides thixotropes	29
II.4 Rhéologie.....	29
II.4.1 Comportement non-Newtonien.....	29
II.4.1.1 Fluides indépendant du temps	29
II.5 L'équation de Navier Stokes	30
II.5.1 Les écoulements laminaires dans une conduite cylindrique	31
II.5.1.1 Equation de continuité en coordonnées cylindriques est donné par.....	31

II.5.1.2	Equations de Navier-Stokes en coordonnées cylindriques sont données par.....	31
II.5.1.3	Les équations de Navier-Stokes, pour cet écoulement unidirectionnel se résume à	31
II.5.2	Variation de vitesse en fonction du rayon pour un écoulement laminaire.....	32
II.5.2.1	Discussion des résultats.....	33
II.5.3	Écoulements annulaire dans une conduite cylindrique	35
II.5.3.1	Les équations de Navier-Stokes, pour cet écoulement.....	35
II.5.4	Variation de vitesse en fonction du rayon dans un écoulement annulaire	37
II.5.4.1	Discussion des résultats.....	38
II.6	Les lois de puissance	39
II.6.1	Modèle loi de puissance.....	39
II.6.2	Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différents index d'écoulement à $n=0.6, 0.8$ et 1	39
II.6.3	Discussion des résultats	40
II.6.4	Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différentes viscosités (k).	41
II.6.5	Discussion des résultats	41
II.6.6	Le modèle rhéologique d'un fluide rhéofluidifiant.....	42
II.6.6.1	Le modèle rhéologique d'un fluide rhéofluidifiant ($n < 1$).....	42
II.6.7	Variation de vitesse en fonction du rayon à exposant de puissance (n) différent $n_1 = 0.6$; $n_2 = 0.8$ et $n_3 = 1$	44
II.6.7.1	Discussion des résultats.....	45
II.6.8	Variation de vitesse en fonction du rayon a différentes viscosités $k_1 = 0.001$; $k_2 = 0.01$ et $k_3 = 0.1$	46
II.6.8.1	Discussion des résultats.....	48
II.7	Conclusion	49
	Conclusion générale	49
	Référence	
	Résumé	

Nomenclature

<i>Symboles</i>	<i>Signification</i>	<i>Unité (SI)</i>
P	Pression de la formation	Pa
Hc	Profondeur de la couche traversée	m
D	Densité de la boue	Kg/L
$\frac{\partial v_x}{\partial t}$	Taux de variation du champ de vitesse en fonction du temps à un point donné dans le fluide.	/
$\frac{\partial(P)}{\partial t}$	Taux de variation de la pression par rapport au temps.	/
$\frac{\partial p}{\partial x}$	Gradient de pression (perte de charge)	/
$\frac{\partial v_x}{\partial r}$	Taux de variation du champ de vitesse par rapport à la distance radiale.	/
$\frac{\partial v_x}{\partial x}$	Taux de variation du champ de vitesse par rapport à la position le long de l'axe x.	/
Dr	Pas de rayon	
$V_x(r)$	vecteur vitesse du fluide en fonction de la coordonnée radiale r.	m/s
v_{max}	Vitesse maximale	m/s
Umoy	Vitesse moyenne	m/s
Re	Nombre de Reynolds	/
μ	Viscosité	Pa· S
R ₁ , R ₂ et r	Rayons	m
$\begin{pmatrix} v_r \\ v_\theta \\ v_x \end{pmatrix}$	Vecteur de vitesse	/
ρ	Masse volumique	kg/m ³
A et B	Constantes d'intégration	/
$(\bar{\sigma})$	Tenseur des contraintes	/
τ	Contrainte de cisaillement	/
K:	consistance	Pa. S
$\dot{\gamma} = \frac{\partial V_x}{\partial r}$	Taux de cisaillement	1/s
n	Index d'écoulement composant de puissance	/
$\partial\theta, \partial x, \partial y$	Coordonnées cylindriques	/

Liste d'abréviation

Etc : etcétera

Ex : exemple

g/L : gramme par litre

API : interface de programmation d'application

(Pa) : Pascale

(m) : mètre

(Kg/L) : kilogramme par litre

CST : constante

Table des figures

Figure 1: forage verticale	8
Figure 2: cycle de fluide sur le site de forage	10
Figure 3: Graphique théorique de la viscosité de plusieurs types de fluides en fonction de la contrainte de cisaillement.....	26
Figure 4: Schéma explicatif de taux de cisaillement.	27
Figure 5: Variation de la contrainte de cisaillement et de la viscosité apparente en fonction de la vitesse de cisaillement pour un fluide rhéofluidifiant.	28
Figure 6: Variation de la contrainte de cisaillement et de la viscosité apparente en fonction de la vitesse pour un fluide rhéoépaississant.....	28
Figure7 : Ecoulement laminaire cylindrique.....	31
Figure 8: Variation de la vitesse en fonction du rayon pour les différentes pressions dans un système de canalisation laminaire.....	33
Figure 9: Ecoulement annulaire cylindrique.	35
Figure 10: La vitesse en fonction du rayon à différentes pression dans une canalisation cylindrique annulaire.....	38
Figure 11: Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différents n.	40
Figure 12: Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement a différentes viscosités.	41
Figure 13: Evolution de vitesse en fonction de rayon à différent n.....	45
Figure 14: Evolution de la vitesse en fonction du rayon à différentes viscosités.....	47

Liste des tableaux

Tableau 1: données de la figure 6.....	33
Tableau 2: Les résultats de la vitesse en fonction du rayon à différentes pressions.....	33
Tableau 3: Données de la figure 8.....	37
Tableau 4: Les résultats de la vitesse en fonction du rayon 1 à rayon 2 à différentes pressions.....	37
Tableau 5: Données de la figure 9.....	40
Tableau 6: Données de la figure 10.....	41
Tableau 7: Données de la figure 11.....	44
Tableau 8: Données de la figure 12.....	46

Introduction générale

Le pétrole et les boues de forage sont étroitement liés dans le domaine de l'industrie pétrolière. Le pétrole est une ressource naturelle précieuse et l'un des principaux combustibles fossiles utilisés dans le monde entier. Son extraction nécessite des opérations de forage complexes, au cours desquelles les boues de forage jouent un rôle essentiel. Lorsqu'un puits de pétrole est foré, les boues de forage sont utilisées pour faciliter le processus. Elles servent à lubrifier le foret et à réduire la friction entre celui-ci et la roche, ce qui permet une pénétration plus efficace et moins de dommages potentiels à l'équipement de forage. De plus, les boues de forage aident à maintenir la pression dans le puits, ce qui permet de contrôler les éventuelles éruptions de gaz, de pétrole ou d'eau. Les boues de forage ont également un rôle important dans le transport des débris de forage, tels que les cuttings et permettent de transporter ces cuttings vers la surface, où ils peuvent être récupérés et éliminés de manière appropriée. De plus, les boues de forage contribuent à la stabilité des parois du puits en exerçant une pression hydraulique pour les maintenir en place. Elles aident à prévenir les effondrements ou les éboulements et garantissent ainsi la sécurité des opérations de forage. [1]

Les écoulements laminaire et annulaire sont deux types d'écoulements observés dans les conduites cylindriques lorsqu'on utilise des fluides non newtoniens. Les fluides non newtoniens se distinguent des fluides newtoniens par leur comportement visqueux qui dépend de la contrainte de cisaillement. L'écoulement laminaire se produit lorsque le fluide s'écoule de manière régulière et ordonnée dans la conduite cylindrique. Dans ce type d'écoulement, les particules du fluide glissent les unes sur les autres de manière cohérente, créant des profils de vitesse réguliers. D'autre part, l'écoulement annulaire se produit lorsque deux fluides de viscosités différentes s'écoulent de manière concentrique dans la conduite cylindrique. Ce type d'écoulement peut présenter des profils de vitesse complexes et une interaction entre les deux fluides, ce qui peut entraîner des phénomènes de séparation de phase et une augmentation des pertes de charge dans la conduite. L'étude des écoulements laminaire et annulaire des fluides non newtoniens dans une conduite cylindrique peut être réalisée en utilisant l'équation de Navier-Stokes, qui décrit le comportement des fluides en mouvement. Cette équation, combinée avec les lois de puissance qui décrivent la relation entre la viscosité et la contrainte de cisaillement pour les fluides non newtoniens, permet d'analyser et de prédire le comportement des écoulements. [1]

Le présent mémoire se focalise sur l'étude des écoulements des boues de forage dans une conduite cylindrique. Dans le premier chapitre, nous avons abordé les généralités sur les boues de forage. Nous avons exploré leur composition, leur classification et leur rôle dans le

processus de forage. Cette première partie nous a permis d'acquérir une vision d'ensemble sur les boues de forage et de poser les bases nécessaires à notre étude approfondie.

Le deuxième chapitre se concentre sur les fluides non newtoniens et les écoulements laminaire et annulaire dans une conduite cylindrique, en utilisant l'équation de Navier-Stokes et les lois de puissance. Les fluides non newtoniens se distinguent des fluides newtoniens par leur comportement visqueux qui dépend de la contrainte de cisaillement.

En utilisant l'équation de Navier-Stokes et les lois de puissance, nous avons étudié les écoulements laminaire et annulaire des fluides non newtoniens dans une conduite cylindrique. L'écoulement laminaire se caractérise par des profils de vitesse réguliers et prévisibles, tandis que l'écoulement annulaire se produit lorsque deux fluides de viscosités différentes s'écoulent de manière concentrique dans la conduite. Nous avons analysé mathématiquement l'interaction entre les fluides, les profils de vitesse, et les pertes de charge qui se produisent dans ces écoulements.

Ce mémoire vise à approfondir notre compréhension des écoulements des boues de forage dans une conduite cylindrique en se basant sur des outils théoriques tels que l'équation de Navier-Stokes et les lois de puissance. En étudiant les comportements des fluides non newtoniens et en analysant les écoulements laminaire et annulaire, nous chercherons à identifier les paramètres clés influençant les performances des boues de forage, la stabilité de l'écoulement et les pertes de charge.

Chapitre 1

I.1 Introduction

Le pétrole est l'une des ressources naturelles les plus précieuses et les plus influentes de notre époque. Depuis des décennies, il joue un rôle crucial dans l'économie mondiale en tant que source d'énergie primaire et en tant que matière première pour de nombreux produits essentiels. Lorsque nous abordons le sujet de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières, il est impossible d'ignorer un sous-produit inévitable et crucial de ces activités : les boues de forage. Les boues de forage sont des mélanges complexes de fluides utilisés lors du processus de forage des puits de pétrole et de gaz. Elles jouent un rôle essentiel dans le succès des opérations de forage. Dans ce chapitre, nous examinerons en détail le processus de forage rotary, les différents types de forages, les fluides de forage, la composition des boues de forage, ainsi que les propriétés clés de ces fluides. [2]

Tout d'abord, nous plongerons dans le processus de forage rotary, qui est l'une des méthodes les plus couramment utilisées pour l'exploration et la production pétrolières. Nous explorerons les principes fondamentaux du forage rotary, y compris le fonctionnement de la table rotative, du train de tiges, des trépan et des fluides de forage. Ensuite, nous passerons en revue les différents types de forages utilisés dans l'industrie pétrolière. Nous explorerons les caractéristiques distinctes du forage vertical, du forage directionnel et du forage horizontal, ainsi que les situations où chaque type de forage est préférable.

Le chapitre se concentrera ensuite sur les fluides de forage, également connus sous le nom de boues de forage. Nous examinerons en détail les types de fluides de forage couramment utilisés, tels que les boues à base d'eau et les boues à base d'huile. Nous discuterons des propriétés spécifiques de ces fluides, telles que la densité, la viscosité, la filtration et la lubrification. La composition des boues de forage sera également explorée. Nous examinerons les différents composants des boues de forage, y compris les fluides de base, les additifs chimiques, les agents de viscosité et les agents de contrôle de la filtration. Nous discuterons des rôles et des fonctions de chaque composant dans le forage efficace des puits et des considérations liées à leur sélection et à leur dosage. Ensuite, nous nous pencherons sur les principales actions des boues de forage et les interactions physico-chimiques entre les boues et le forage. Nous aborderons les principales fonctions de boues de forage et les contaminations physique et chimique.

Enfin, nous examinerons les propriétés clés des fluides de forage. Nous discuterons de la densité, de la viscosité, et de la filtration.

I.2 Processus de forage

Le forage est l'opération qui consiste à extraire de la matière pour réaliser un puits. La majorité des puits modernes sont des puits forés par percussion d'un outil dans le sol ou par l'action rotative d'un outil coupant tournant autour d'un axe vertical ou bien une combinaison des deux actions.

Le processus de forage dépend de nombreux facteurs tels que le type de forage, le terrain, la profondeur, la nature du matériau à forer, etc. Cependant, voici une description générale du processus de forage:

1. Planification : Avant de commencer le forage, une planification minutieuse est effectuée pour déterminer les équipements nécessaires, les ressources, les permis requis et la sécurité du site.
2. Installation de l'équipement : Les machines de forage, y compris les foreuses, les compresseurs d'air, les pompes, les tiges de forage, les trépan et autres équipements nécessaires, sont installées sur le site de forage.
3. Forage du trou pilote : La première étape du forage est la création d'un trou pilote. Le trépan est attaché à l'extrémité des tiges de forage, qui sont ensuite abaissées dans le trou de forage à l'aide de la foreuse. Le trépan coupe la roche ou le sol, créant ainsi le trou pilote.
4. Élargissement du trou : Après la création du trou pilote, les tiges de forage sont retirées et remplacées par des tiges plus grandes et plus larges. Le trépan est également remplacé par un trépan plus grand, qui est utilisé pour agrandir le trou.
5. Injection du fluide de forage : Pendant le processus de forage, un fluide de forage est injecté dans le trou de forage à haute pression pour faciliter la circulation des débris de forage vers la surface et maintenir la stabilité des parois du trou.
6. Collecte des échantillons : Des échantillons de roche ou de sol sont collectés régulièrement pendant le processus de forage pour l'analyse géologique et les tests de qualité.
7. Installation du tubage : Après avoir atteint la profondeur souhaitée, le tubage est installé dans le trou de forage pour le protéger contre l'affaissement des parois.
8. Terminaison : Enfin, le processus de forage est terminé et le site est nettoyé et restauré selon les réglementations locales.

I.2.1 Système de forage rotary

La technique du forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel on applique une force orientée dans la direction d'avancement de l'outil. La rotation, générée depuis la surface par la table de rotation, est transmise jusqu'au fond du puits par l'intermédiaire du train de tiges. Les copeaux générés lors de la destruction de la roche par l'outil sont évacués à la surface par la circulation d'un fluide de forage (boue ou air comprimé).

Un système de forage rotary est composé de deux parties : l'installation de forage et la garniture de forage.

- L'installation de forage c'est la partie située à la surface du sol. Elle comprend une tour, appelée DERRICK ou mat, sur laquelle sont situés les équipements de lavage et de plancher qui permettent la manutention, le visage et dévissage des tiges et le changement de l'outil (trépan).

-La garniture de forage désigne la partie souterraine du système de forage elle est constituée de deux parties principales :

1. La partie haute dorme des trains de tiges.
2. La partie basse formée de l'assemblage de fond désignée l'abréviation par BHA (BottomHoleAssembly).

L'installation de forage possède plusieurs modules : le système hydraulique, le système d'alimentation (moteurs), les obturateurs, la table de rotation, les réserves de tiges de forage ainsi que le système de suspension qui renferme le derrick. Système hydraulique (circulation de la boue) Il assure la circulation de la boue de forage. Il à une station de pompage servant au traitement de fluide du forage, la boue est en effet un mélange d'eau, d'argile et d'additifs chimiques. Une injection continue de boue dans le puits est effectuée pendant toute la durée du forage.

Les pompes à boue aspirent la boue des bassins par l'intermédiaire d'un tuyau flexible placé à l'intérieur du train de tiges et remontant par l'espace annulaire compris entre les tiges et le puits. A 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. La circulation de la boue a une grande utilité pendant l'opération de forage, par ce qu'elle contribue à la lubrification des

pièces en mouvement, à leur refroidissement et à l'excavation par évacuation vers la surface des fragments de roches arrachés par le trépan, mais aussi à l'équilibre hydraulique du puits et éventuellement à alimenter les capteurs embarqués dans la garniture en énergie électrique en tournant une turbine.

- **Système d'alimentation :**

Dans l'industrie pétrolière, les moteurs électriques et hydrauliques sont les sources d'alimentation les plus couramment utilisées. L'énergie produite par ces moteurs est convertie en énergie électrique ou mécanique et est transmise aux différents composants de l'installation, tels que la pompe de circulation, le treuil et la table de rotation. L'utilisation de moteurs embarqués est nécessaire pour réaliser des puits déviés, qui permettent l'accès à des poches latérales contenant des hydrocarbures.

- **Système de suspension :**

Le système de suspension dans le processus de forage a pour tâche de contrôler les déplacements (montée, descente) ainsi que le poids appliqué sur l'outil de forage. Ce système est composé d'un derrick, d'un crochet et d'un treuil motorisé et peut atteindre une hauteur de plus de 80 mètres. Le derrick est une tour métallique qui représente le point culminant de la plate-forme et qui soutient une tige à l'extrémité de laquelle se trouve le trépan. La tige est progressivement rallongée au fur et à mesure que le trépan descend dans le puits de forage.

- **Système de rotation**

Le système de rotation dans le processus de forage comprend une table de rotation (rotary table), une tige d'entraînement (Kelly) et une tête d'injection (top drive). Ces composants sont utilisés pour faire tourner la tige de forage et ainsi faire descendre le trépan dans le puits de forage. La table de rotation permet de maintenir la tige de forage en place tandis que la tige d'entraînement transmet le mouvement de rotation à la tige de forage. La tête d'injection, quant à elle, peut être utilisée pour faire tourner la tige de forage sans avoir besoin d'utiliser la table de rotation.

- **Système de sécurité (Blow Out Preventer)**

Les blocs obturateurs de puits, également appelés Blow Out Preventer (BOP), sont des valves de sécurité cruciales utilisées sur les équipements de forage dans l'industrie pétrolière. Installés en surface, ces dispositifs représentent le dernier recours en cas d'éruption sur un puits. Les obturateurs de sécurité permettent une réponse rapide en cas de début d'éruption et sont indispensables pour effectuer les opérations nécessaires sur le puits. Compte tenu de la

complexité du processus de forage, il est primordial de prendre toutes les mesures de sécurité nécessaires afin de garantir la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement.

I.3 Les types de forage

Ce paragraphe décrit les différentes méthodes de forage utilisées dans l'industrie pétrolière. Bien que le forage vertical soit la méthode la plus courante et la plus simple, de nouvelles techniques ont été développées pour améliorer la productivité. Cependant, ces méthodes nécessitent des compositions plus complexes de boues de forage et l'utilisation de nouveaux produits tels que des polymères hydrosolubles biodégradables pour protéger les couches traversées. L'inclinaison du puits augmente les pertes de charge au niveau des singularités, ce qui provoque des turbulences et un ralentissement de l'écoulement. Le forage initial pour l'exploration est généralement vertical, tandis que le forage dévié est une variante du forage incliné, qui est souvent utilisé pour décrire un puits qui s'est dévié de sa trajectoire initiale pendant le forage. Le forage horizontal est utilisé pour drainer une couche de roche imprégnée de pétrole sur une plus grande distance que ne le permettrait un forage vertical, ce qui augmente la productivité.

Le forage circulation inverse est une méthode de forage utilisée pour récupérer les débris de forage et les échantillons de roche du fond d'un puits de forage. Dans cette méthode, un fluide de forage est injecté dans le trou de forage à haute pression à travers le trépan de forage, qui se déplace ensuite vers le bas à travers l'anneau annulaire entre le trépan de forage et le forage, et remonte à la surface à travers le centre du forage.

Cette circulation de fluide de forage à haute pression aide à éliminer les débris de forage et à maintenir la stabilité des parois du puits de forage. Les échantillons de roche sont collectés en utilisant un outil spécial appelé carottier, qui coupe un cylindre de roche et l'emmène à la surface pour être étudié. Le forage circulation inverse est couramment utilisé dans les industries pétrolière et minière pour le forage de puits profonds.

Le forage directionnel est utilisé dans les cas suivants :

- quand la zone de forage est inaccessible ou urbanisée
- pour contourner un obstacle tel qu'un dôme de sel
- après un accident de forage
- et surtout en mer afin d'économiser un déplacement de la plate-forme.

I.3.1 Forage verticale

Le forage vertical est une méthode de forage dans laquelle un trou vertical est percé dans le sol pour atteindre une couche de roche ou de sol spécifique. Cette méthode est souvent utilisée pour l'installation de puits de captage d'eau souterraine, de puits géothermiques pour la production d'énergie géothermique, ou pour le forage de puits d'exploration pétrolière ou gazière.

Le forage vertical peut être réalisé de différentes manières, selon les besoins spécifiques du projet. Les méthodes les plus courantes comprennent le forage rotatif, le forage à la tarière, le forage à la boue, et le forage au marteau-piqueur.

Le forage vertical peut être une méthode efficace pour atteindre des ressources souterraines ou pour explorer des gisements de pétrole et de gaz, mais il peut également être coûteux et prendre du temps. Il est important de travailler avec des professionnels expérimentés pour s'assurer que le forage est effectué en toute sécurité et efficacement.[3]

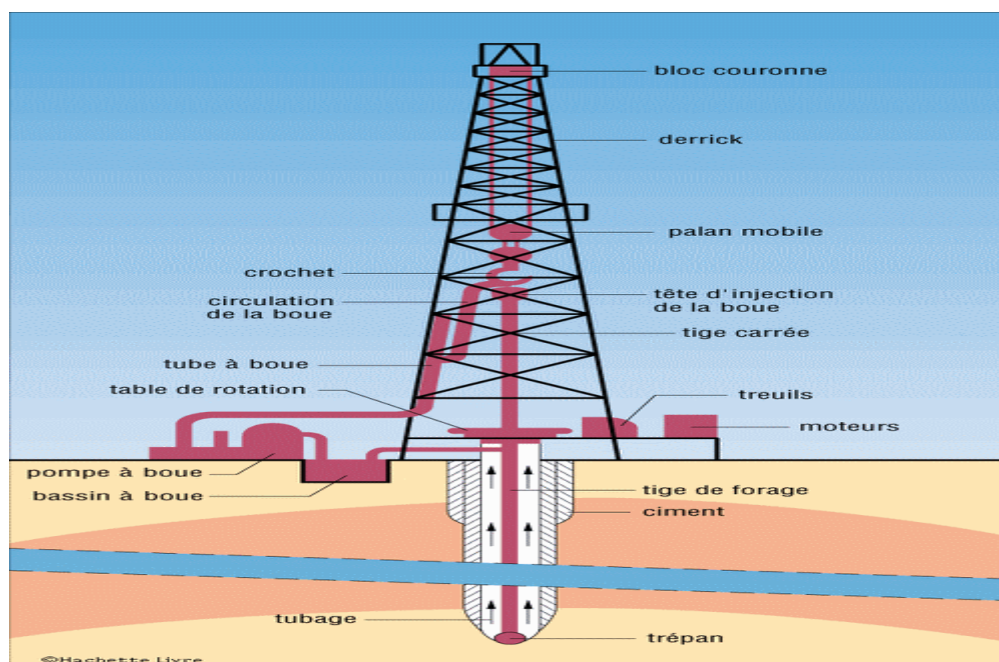


Figure 1: forage verticale [4]

Au-dessus de chaque plate-forme de forage se dresse à plus de 35 mètres la pyramide métallique du derrick (Figure 1). Il soutient le poids de la tige de forage qui creuse le sol à des milliers de mètres de profondeur. Au bout de la tige se trouve l'outil de forage ou trépan, durant le forage une boue chimique est injectée par le centre de la tige, elle descend jusqu'au fond du puits où elle sort par les ouvertures du trépan et remonte le long des parois du puits à mesure que le trépan s'enfonce dans le sol, de nouvelles sections de tige longues d'environ 10

mètres sont ajoutées à la surface. Au sommet de la tige de forage, ronde et creuse, on fixe la tige carrée ou hexagonale d'entraînement qui la fait tourner, une table de rotation produit ce mouvement. Le trépan s'use suivant la dureté des sols, tel qu'au bout de 30 heures en moyenne, il doit être remplacé. Différents trépans sont utilisés selon les sortes de roches :

- pour les roches meubles : trépan à pales
- pour les roches dures : trépan à molettes
- pour les roches très dures : trépan à pointe de diamante.

La boue injectée dans la tige de forage jaillit du trépan, elle le refroidit, le lubrifie et ramène à la surface des parcelles de roches où l'on détecte la présence de pétrole. Le poids de la boue contribue aussi à éviter l'éruption du pétrole. En effet, si la roche réservoir est atteinte, le poids de la boue l'empêche de jaillir. L'éruption du pétrole en un geyser violent pourrait tuer le personnel foreur et détruire le derrick (Figure 1). Pour empêcher cette éruption, en protection supplémentaire, des vannes de sécurité sont placées au-dessus du puits. Elles comportent de robustes obturateurs qui ferment automatiquement le puits s'il y a un risque d'éruption par suite d'une pression trop forte du pétrole. Le tubage d'acier glissé dans le puits est maintenu par du ciment, celui-ci est injecté par le milieu et refoulé depuis le fond entre le tubage et les parois, un contrôle par les ondes sonores vérifie s'il a bien durci. [5]

I.4 Les fluides de forage

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, ciments, ...)

Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications. 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 un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, 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 01). A 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.

Les fluides de forage ont un rôle très important dans le succès du forage. L'accès à la roche réservoir se fait après le passage de l'outil à travers les différentes couches géologiques. La perforation avec injection de boue implique une connaissance des couches géologiques percées qui amène le foreur à ajuster les propriétés des boues injectées à celles des couches. La réalisation d'un forage nécessite des études poussées, essentiellement géologiques pour déterminer la productivité de la zone et le type des formations traversées qui conditionneront les composants de la boue, une main d'œuvre qualifiée et des données précises du terrain.[6]

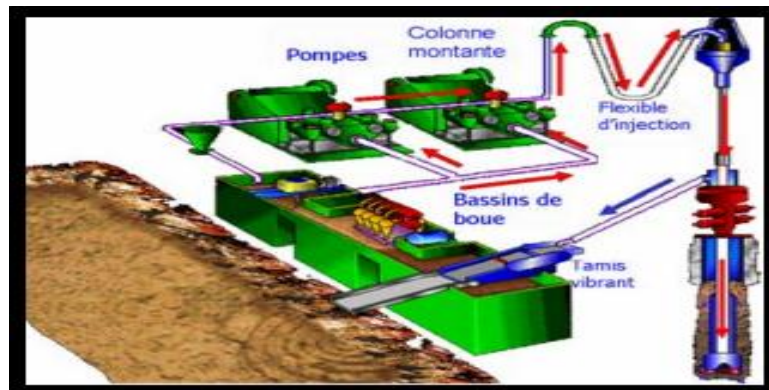


Figure 2: cycle de fluide sur le site de forage [7]

I.5 Composition des différents types de boue de forage

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

A l'origine, la boue de forage était simplement formée par la dispersion dans l'eau, des débris du terrain et contenait donc une certaine proportion d'argile. Puis, au fur et à mesure de l'augmentation du nombre de puits à forer et de la diversification des conditions de forage, est apparue la nécessité d'utiliser des boues plus élaborées. C'est ainsi, par exemple, qu'on constate certaines évolutions dans la technique des boues à base d'eau et d'argile, celles-ci devant résister à des températures de plus en plus élevées dans des forages de plus en plus profonds. De même, dans des cas particuliers, l'emploi d'une boue à base d'huile peut être préféré. Récemment encore, une nouvelle boue à base d'eau et, non plus d'argile, mais de polymère a été proposée et semble obtenir une certaine faveur sur les chantiers de forage.

I.5.1 Les fluides de forage à base d'eau

Ce sont les fluides les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Ces fluides sont souvent désignés par "Water-BasedMuds" ou WBM. Ils sont dans la plupart

des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères.

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

Les fluides de forage ont plusieurs fonctions clés dans le processus de forage. Selon les manuels, ces fonctions peuvent varier de 10 à 20, mais les principales fonctions sont les suivantes : [8]

- Évacuer les déblais du fond du puits vers la surface en utilisant un fluide visqueux qui circule dans l'espace annulaire. Les déblais recueillis donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage.
- Maintenir les déblais en suspension en cas d'arrêt de la circulation, afin d'éviter la sédimentation et de faciliter le redémarrage du forage sans coincement. Cela est possible grâce à la nature thixotrope du fluide.
- Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- Maintenir la stabilité des parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement. Le fluide permet également de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées en formant un film appelé "cake de filtration" sur la paroi. Ce film permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation. Toutefois, le cake ne doit pas être trop épais pour éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil.
- Éviter la corrosion, l'abrasion et la toxicité pour l'équipement et le personnel, ainsi que les risques d'incendie.

Dans les années 1950, l'utilisation de produits soumis à des spécifications rigoureuses a permis de développer la chimie des fluides de forage. Cependant, la complexité des problèmes liés aux argiles a rendu difficile la résolution des problèmes de forage uniquement à travers les fluides. Depuis les années 1990, l'intérêt s'est porté sur de nouveaux types de fluides, en raison des contraintes environnementales et des restrictions gouvernementales limitant l'utilisation de produits toxiques et non biodégradables. [9]

I.5.2 Les fluides de forage à base d'huile

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute.

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-BasedMuds" ou OBM.

Ces fluides sont souvent utilisés dans des environnements où les fluides de forage à base d'eau ne sont pas efficaces, comme les formations géologiques poreuses et perméables.[10]

I.5.3 Les fluides de forage à base de gaz

Les fluides de forage à base de gaz sont utilisés pour forer des puits dans des formations géologiques instables et poreuses. Ils sont généralement composés de gaz naturel ou d'azote, ainsi que d'additifs tels que des polymères, des agents de viscosité et des agents de filtration. Les fluides de forage à base de gaz sont souvent utilisés pour minimiser les perturbations de la formation géologique lors du forage. Citons brièvement les fluides gazeux utilisés :

► Forage à l'air

L'air est le fluide de forage qui possède la plus basse densité et le prix de revient le moins élevé, mais le forage à l'air qui a commencé en 1940, devient difficile lors de venues importantes d'eau. Il apporte une solution à des problèmes compliqués parfois impossibles à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle. Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que dans le forage des couches productrices sous faible pression. En Algérie, les premiers forages à l'air ont été réalisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tébessa sur les puits Djebel Foua, Djebel Onk suite aux pertes importantes rencontrées dans la région. D'autres forages ont été réalisés en 1970 à Djebel Lazreg. D'une façon générale, le forage à l'air a réduit le coût du forage de 50 à 60% par rapport au forage à la boue dans le bassin (Hannachi, 1972).[11]

► Forage à la mousse

Les mousses sont des dispersions d'un volume de gaz (relativement) important dans un volume de liquide relativement faible. Elles sont utilisées comme fluides de forage lorsque les terrains traversés sont fracturés, ou lorsque le forage à l'air est impossible parce que la pression nécessaire ne peut être fournie sur le chantier. L'avantage du forage à la mousse se résume par sa faible pression hydrostatique au fond et par son excellent pouvoir de remontée des déblais à moins que la mousse ne refroidisse pas convenablement les terrains traversés ainsi que le train de sonde et ne contrôle pas la tenue des parois du puits (pas de cake). Des problèmes de sécurité au sujet de l'utilisation de la mousse en réservoir sont à signaler, notamment des explosions dans le cas où le volume d'hydrocarbures gazeux est compris entre 3 et 10% par rapport à l'air. C'est le cas en 1992, du puits RB-13 en Algérie, où lors d'une opération de reprise de puits (de "work-over") avec une boue à la mousse pour éviter les pertes de circulation, une explosion s'est produite suite à une contamination de la boue par une venue d'huile ou de gaz. [12]

► Forage à la boue aérée

Le forage à la boue aérée est utilisé afin d'éviter les pertes de circulation et pour avoir un fluide de forage plus léger. Les avantages sont une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé, une tendance aux pertes de circulation fortement réduite et une vitesse d'avancement plus grande, une assez bonne capacité de refroidissement des terrains traversés et du train de sonde, à moins que la stabilité de la boue aérée ne soit liée à une circulation effective des fluides.

I.6 Les principales actions de boue 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. 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.6.1 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.

I.6.2 Maintien des déblais en suspension

La boue utilisée pour le forage doit non seulement éliminer les débris du puits lors de la circulation, mais également les maintenir en suspension pendant les périodes d'arrêt. Pendant longtemps, il était considéré que seules les boues ayant des propriétés épaississantes élevées pouvaient empêcher la sédimentation des débris ou des particules plus lourdes présentes dans la boue. Cependant, cette idée n'est plus d'actualité et il est désormais possible de produire des boues sans propriétés épaississantes qui peuvent maintenir les particules en suspension sans risque de sédimentation.

I.6.3 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.6.4 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 antifrictions et des lubrifiants extrêmes pressions 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 manœuvre.

I.6.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

Pour maintenir le diamètre nominal de l'outil, la boue doit avoir des propriétés physiques et chimiques appropriées. Différents phénomènes peuvent provoquer des pertes de diamètre, tels que des éboulements, la dissolution du sel en l'absence d'une saturation en chlorures, la dispersion des argiles en raison d'une alcalinité excessive, une érosion due à la circulation de la boue sur des formations fragiles, etc. Les resserrements, quant à eux, peuvent être causés par une pression hydrostatique insuffisante de la colonne de boue pour équilibrer la pression géodynamique des roches. Une densité accrue de la boue peut remédier à cette situation. Certains resserrements sont causés par des formations gonflantes, généralement en raison d'une valeur de filtration trop élevée, qui peut être corrigée en réduisant le filtrat et en modifiant la composition électrolytique de la phase aqueuse. En outre, une épaisseur excessive du cake peut également entraîner des resserrements, qui peuvent être résolus en réduisant le filtrat.

I.6.6 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 physicochimique du fluide.

I.6.7 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.

I.6.8 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 manœuvre, 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.6.9 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 (comatants entre autres).

I.6.10 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.

I.6.11 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.6.12 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.6.13 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 anticorrosifs.

I.6.14 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.[13]

I.7 Les actions physico-chimiques de la boue sur le forage

Durant l'exécution d'un forage, les boues peuvent perdre leurs propriétés, soit par adjonction d'un corps dont l'apparition est due à l'approfondissement du forage, soit par un changement des conditions physiques dans lesquelles elles se trouvent. Le forage exerce deux actions essentielles sur la boue :

- interactions physiques.
- interactions chimiques.

I.7.1 Interactions physiques

Les interactions physiques ou contaminations physiques de la boue sont dues aux facteurs suivants :

- teneur en solides inertes élevée.
- teneur en solides colloïdaux élevée.
- formation gonflante et/ou fluente.
- fortes pressions (venue d'eau, de gaz ou d'huile).
- faibles pressions (pertes de circulation).

I.7.2 Interactions chimiques

Les interactions chimiques ou contamination chimique de la boue sont dues à la présence des éléments suivants :

- gypse et anhydrite.
- chlorures.

- ciment.
- venue d'eau, de gaz ou d'huile.

I.7.2.1 Contamination par le gypse et l'anhydrite :

Cette contamination résulte de l'apport de l'ion sulfate qui change défavorablement les caractéristiques rhéologiques des boues. Il y a aussi l'apport des ions calcium, dans ce cas il rend instable les colloïdes organiques créant ainsi un déséquilibre des échanges de cations dans l'argile.

I.7.2.2 Contamination par les chlorures

Une teneur élevée en chlorures provenant des couches forées peut provoquer le cavage des formations et dans de rares cas, néanmoins envisageables, des éboulements.

I.7.2.3 Contamination par le ciment

Cette contamination se fait lors du forage des ciments mis en place pour un tubage suite à des pertes, des déviations ou autres. Cette contamination se traduit par l'apport de la chaux libérée par le ciment au moment de la prise qui est environ de 20% pour le Portland, de 6% pour la diamantait et de 4% pour le fondu. Dans ce cas, il est préférable d'utiliser un ciment à prise rapide qui permet de réduire le temps de prise donc la réduction des pertes. Les ciments conseillés sont :

- Un ciment au gypse.
- Un ciment Portland ordinaire accéléré au Cl_2Ca (4%).

I.7.2.4 Venue d'eau, de gaz ou d'huile

Une venue d'eau peut constituer un contaminant selon le type de boue utilisée. Pour la boue à l'huile, une venue d'eau est dangereuse contrairement aux boues à eau qui supportent bien une arrivée fortuite d'eau. Une venue d'huile de la formation va augmenter la viscosité des boues à eau. La contamination par le gaz entraîne une chute des alcalinités.

I.8 Composition de boue de forage

I.8.1 Les boues dont la phase continue est l'eau

Les boues à l'eau sont formulées à base de saumures additionnées d'agents viscosifiants (polymères hydrosolubles), et d'inhibiteurs d'hydrate (alcools). Ces boues sont

d'usages fréquents dans les forages peu profonds. 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.

I.8.1.1 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.8.1.2 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 le cutting 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 attapulgites (de Attapulgis en Géorgie USA).

I.8.1.3 Les solides inertes

Ils 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 ($Ba\ So_4$) 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.

I.8.2 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... [14]

I.9 Propriétés d'un fluide de forage

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). 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. [15]

I.9.1 Densité

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

Cependant elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite (BaSO₄) a été utilisée dès 1922. La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante :

$$P = H_c * D / 10L.l$$

Avec :

P : Pression de la formation (Pa)

H_c : Profondeur de la couche traversée (m)

D : Densité de la boue. (Kg/L)

I.9.2 Propriétés de filtration des fluides de forage

La filtration du fluide de forage est causée par une pression différentielle entre le fluide et la formation, lorsque le fluide se trouve en contact avec une paroi poreuse et perméable.

En raison de la pression plus élevée dans le puits par rapport à celle de la formation, du liquide s'infiltre dans la formation et les solides dans la boue se déposent, formant un gâteau ou un cake. Pendant le forage, deux types de filtration se produisent : la filtration statique, lorsque la circulation du fluide est interrompue, et la filtration dynamique lors de la circulation du fluide, qui peut entraîner une érosion du cake formé. Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être évaluées et contrôlées à l'aide de tests standardisés, tels que les tests en régime statique utilisant un filtre-presse, conformément aux recommandations de

l'API. Ces mesures peuvent être réalisées dans des conditions de haute pression et de haute température.

La filtration du fluide de forage à travers les parois du puits peut avoir des conséquences significatives, notamment sur la stabilité des parois du puits, l'avancement de l'outil, le coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées. De plus, lorsque le réservoir est atteint, la filtration peut endommager les zones productrices, ce qui peut entraîner une augmentation de la durée de forage ou une diminution de la productivité, avec des conséquences économiques défavorables.

I.9.3 Cake

Lorsque les boues de forage sont pompées dans le puits, elles forment une couche de matériau solide, appelée croûte (cake), sur les parois du puits. Cette croûte aide à empêcher les fluides de la boue de pénétrer dans la formation géologique environnante. La composition et l'épaisseur de la croûte peuvent varier en fonction des caractéristiques des boues de forage utilisées.

I.9.4 La viscosité

La viscosité est une mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Les boues de forage doivent avoir une viscosité appropriée pour transporter efficacement les déblais de forage et maintenir la stabilité du trou de forage.

I.9.5 Teneur en sable

Lors des opérations de forage, il est fréquent que des particules de sable et d'autres déblais solides soient entraînées dans les boues. La teneur en sable fait référence à la quantité de particules de sable présentes dans les boues de forage.

I.9.6 Propriétés rhéologiques

Les boues de forage peuvent présenter des comportements rhéologiques complexes, tels que la thixotropie (modification de la viscosité sous cisaillement) ou la dilatance (augmentation de la viscosité lors de l'application d'une contrainte). Ces propriétés sont importantes pour maintenir l'intégrité du trou de forage.

I.9.7 PH

Le PH permet d'indiquer l'acidité ou l'alcalinité de la boue. Une boue dont le PH <7 provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le PH >10 indique une contamination par le ciment ou par l'eau l'aquifère. [16]

I.10 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a fourni une vue d'ensemble complète du processus de forage, en mettant l'accent sur les boues de forage et leur importance dans le forage des puits. Nous avons exploré les différentes étapes du forage rotary, les types de forages, la composition des boues de forage et les propriétés clés des fluides de forage. Comprendre ces concepts et leur relation permet aux professionnels de l'industrie pétrolière de prendre des décisions éclairées concernant la sélection des fluides de forage, la gestion des boues de forage et l'optimisation des opérations de forage.

En continuant à développer des techniques et des technologies avancées, l'industrie pétrolière peut continuer à améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations de forage, tout en minimisant l'impact sur l'environnement. En adoptant des pratiques de gestion des boues de forage responsables et en investissant dans la recherche et le développement, l'industrie peut progresser vers une utilisation plus durable des ressources énergétiques et préserver notre environnement pour les générations futures.

Chapitre II

II.1 Introduction

Un fluide est une matière parfaitement déformable. Cela comprend les gaz, les liquides, même certains solides. Les fluides existants sont nombreux et nous entourent au quotidien. Les fluides, tels que l'eau, sont des fluides newtoniens. Cela veut dire que nous pouvons facilement prédire leurs mouvements. Cependant, nous observons que d'autres fluides qui nous entourent ont des comportements très divers et étonnant. Ce genre de fluides on les appelle des fluides non-newtoniens. Ce sont des fluides plus complexes, car ils possèdent une propriété particulière, qui est que leur viscosité dépend de la contrainte (force) qu'on leur applique. [17]

Les fluides non newtoniens sont des fluides dont le comportement visqueux diffère de celui des fluides newtoniens classiques. Leur étude revêt une importance capitale dans de nombreux domaines de l'ingénierie, tels que l'industrie pétrolière, la médecine et l'industrie alimentaire. Dans ce chapitre, nous examinerons les propriétés des fluides non newtoniens et leur impact sur les écoulements laminaire et annulaire dans une conduite cylindrique. Pour cela, nous utiliserons l'équation de Navier-Stokes et les lois de puissance comme outils d'analyse. [17]

Tout d'abord, nous explorerons les caractéristiques fondamentales des fluides non newtoniens. Contrairement aux fluides newtoniens, ces fluides présentent une viscosité qui dépend de la contrainte appliquée, de la vitesse d'écoulement ou d'autres facteurs. Ensuite, nous nous pencherons sur les écoulements laminaire et annulaire des fluides non newtoniens dans une conduite cylindrique. L'écoulement laminaire se caractérise par un déplacement régulier des particules de fluide avec des profils de vitesse bien définis. Nous utiliserons l'équation de Navier-Stokes pour analyser l'impact de la viscosité variable des fluides non newtoniens sur les profils de vitesse, les pertes de charge et la stabilité de l'écoulement laminaire. Nous représenterons graphiquement ces courbes pour mieux comprendre les variations de la vitesse en fonction de rayon à différentes pressions.

Nous étudierons également les écoulements annulaires, qui se produisent lorsque deux fluides de viscosités différentes s'écoulent dans une conduite cylindrique avec un écoulement concentrique. En utilisant l'équation de Navier-Stokes, nous analyserons mathématiquement l'interaction entre les fluides et nous représenterons les courbes de vitesse en fonction de rayon à différentes pression, index d'écoulement ou à différentes viscosités. Ces courbes nous aideront à comprendre les profils de vitesse et les pertes de charge associés à l'écoulement

annulaire des fluides non newtoniens. En intégrant les lois de puissance dans l'équation de Navier-Stokes, nous pourrions également décrire plus précisément le comportement des fluides non newtoniens et leurs écoulements dans une conduite cylindrique. Les lois de puissance fournissent une relation entre la contrainte de cisaillement et la vitesse d'écoulement, permettant ainsi de caractériser les propriétés rhéologiques des fluides non newtoniens de manière plus complète.

En résumé, ce chapitre abordera les fluides non newtoniens et leur influence sur les écoulements laminaire et annulaire dans une conduite cylindrique. En utilisant l'équation de Navier-St

II.2 Les fluides non newtoniens

Un fluide est appelé non-newtonien lorsque sa viscosité est variable en fonction de la vitesse à laquelle un objet se déplace à l'intérieur, ainsi qu'aux contraintes auxquels il est soumis. Ils ont la particularité de se solidifier ou de se liquéfier en fonction de la contrainte soumise. [18]

En effet, la viscosité de certains fluides non-newtoniens augmente lorsque l'on exerce une force sur eux. Ces fluides s'appellent les fluides rhéoépaississants, car ils « s'épaississent » lorsqu'ils sont soumis à une contrainte (ex : miel).

D'autres fluides non newtoniens voient leur viscosité diminuer lorsqu'ils sont soumis à une contrainte. Ces fluides sont appelés les fluides rhéofluidifiants (ketchup, moutarde).

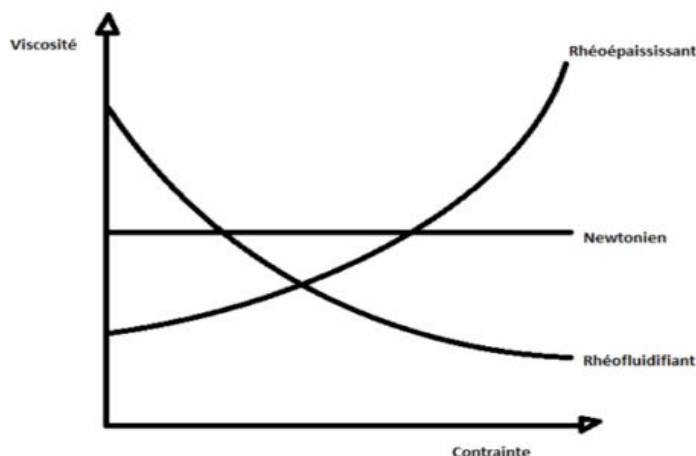


Figure 3: Graphique théorique de la viscosité de plusieurs types de fluides en fonction de la contrainte de cisaillement. [18]

On note que la contrainte de cisaillement représente la force parallèle exercée à la surface du fluide par rapport à sa surface (Pa). Le taux de cisaillement est la vitesse maximale du fluide (celle de la surface où l'on applique la force) par rapport à la hauteur du volume de fluide. La viscosité est enfin le rapport entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.

Schéma explicatif :

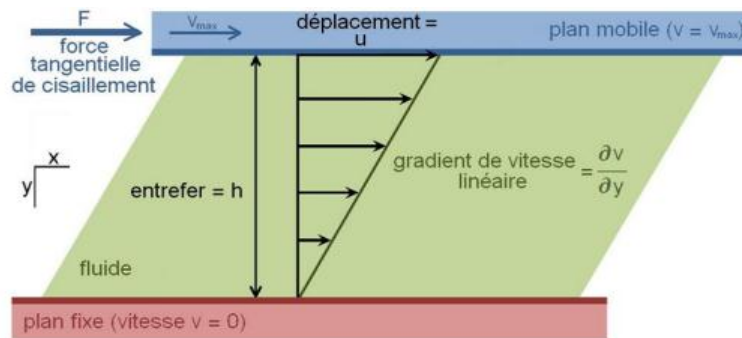


Figure 4: Schéma explicatif de taux de cisaillement. [19]

II.3 Les types des fluides non newtoniens

II.3.1 Les fluides rhéofluidifiants

90% des fluides non-newtoniens sont des rhéofluidifiants. La viscosité du fluide diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement.

Ceci s'explique au niveau microscopique : ces liquides sont constitués de macromolécules entremêlées qui vont se séparer avec la pression et s'aligner sous l'effet de la vitesse de cisaillement. [20]

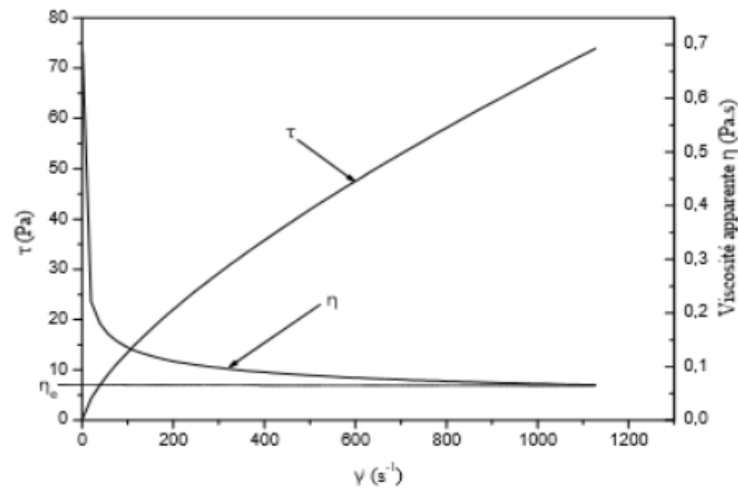


Figure 5: Variation de la contrainte de cisaillement et de la viscosité apparente en fonction de la vitesse de cisaillement pour un fluide rhéofluidifiant. [20]

II.3.2 Les fluides rhéoépaississants

Les fluides rhéoépaississants sont des fluides dont la viscosité apparente augmente en fonction de la vitesse de cisaillement.

Quand on les agite, ils deviennent plus visqueux, plus difficiles à mélanger, ils se figent parfois.

C'est le cas d'une solution d'alcool polyvinylique dans l'eau : au-delà d'une certaine concentration, quand on agite fortement la solution liquide, celle-ci devient plus visqueuse et peut même se gélifier.

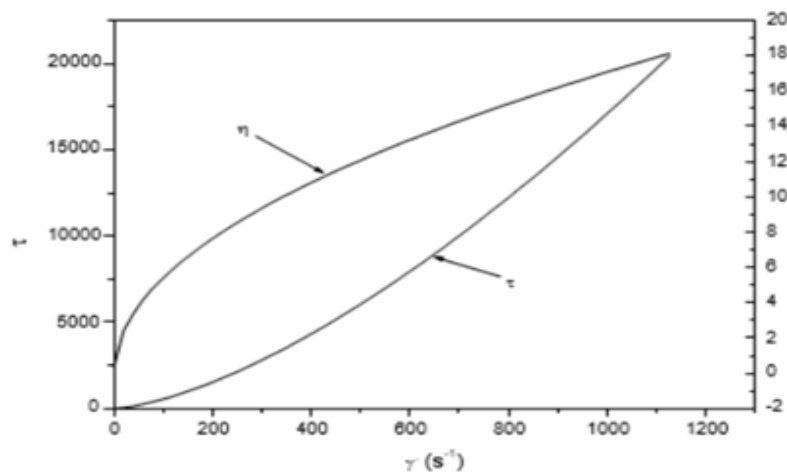


Figure 6: Variation de la contrainte de cisaillement et de la viscosité apparente en fonction de la vitesse pour un fluide rhéoépaississant.

II.3.3 Les fluides thixotropes

Proche des fluides rhéofluidifiants, mais à ne pas confondre, car là il s'agit d'un passage de l'état solide, gélifié ou liquide très visqueux à un état liquide moins visqueux, lorsqu'une contrainte est appliquée pendant un certain temps. Il s'agit donc d'une variation de viscosité dans laquelle le temps de la contrainte intervient : une contrainte appliquée ne peut provoquer le passage à l'état liquide qu'après un certain temps. Exemples : les sables mouvants, ou certaines argiles, peuvent devenir liquides si on les soumet à des vibrations ou mouvements. [21]

II.4 Rhéologie

La rhéologie est la science des déformations et écoulements de la matière, des contraintes qui en résultent et des efforts qu'il faut appliquer pour les obtenir. Cette science repose sur les bases de la mécanique des milieux continus, dont l'objet est de déterminer les contraintes et les déformations en chaque point d'un milieu continu. Elle consiste à déterminer la relation qui relie la contrainte de cisaillement au taux de déformation. Cette relation peut être linéaire ou non-linéaire dans le cas d'un fluide complexe.

II.4.1 Comportement non-Newtonien

On dit d'un fluide qu'il est non-Newtonien lorsque sa courbe d'écoulement est non linéaire, c'est-à-dire que la viscosité n'est plus constante mais dépend des conditions d'écoulement, du taux de cisaillement et parfois même de l'histoire de l'élément fluide. La caractérisation rhéologique d'un fluide consiste à établir la relation qui existe entre sa déformation et la contrainte qui lui est appliquée. En fonction de sa réponse, il sera dit dépendant du temps ou non :

- Fluides indépendants du temps : le comportement rhéologique est indépendant de l'histoire mécanique antérieure de l'échantillon.
- Fluides dépendant du temps : le comportement rhéologique dépend en outre de la durée de cisaillement et de l'histoire de l'échantillon

II.4.1.1 Fluides indépendant du temps

En cisaillement simple, le comportement de l'écoulement de cette classe de matériaux peut être décrit par des relations de la forme : [22]

$$\tau = f(\dot{\gamma})$$

C'est des fluides pour lesquels le taux de cisaillement en un point quelconque n'est déterminé que par la valeur de la contrainte de cisaillement à ce point à cet instant. Et le type de comportement de fluide non-Newtonien indépendant du temps le plus commun est les fluides rhéofluidifiants qui sont caractérisés par une viscosité apparente qui diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement. À la fois à des vitesses de cisaillement très faibles et très élevées. [22]

II.5 L'équation de Navier Stokes

L'équation de Navier-Stokes est une équation fondamentale en mécanique des fluides qui décrit le mouvement des fluides, en particulier des fluides newtoniens. Elle a été formulée par le mathématicien et physicien français Claude-Louis Navier et le mathématicien et ingénieur irlandais George Gabriel Stokes.

L'objectif principal de l'équation de Navier-Stokes est de prédire et de décrire le comportement d'un fluide en mouvement, en prenant en compte les forces qui agissent sur celui-ci. Elle permet de déterminer la vitesse et la pression du fluide dans différents points de l'espace en fonction des conditions initiales et des forces externes appliquées.

L'équation de Navier-Stokes est basée sur les principes fondamentaux de conservation de la masse (équation de continuité) et de conservation de la quantité de mouvement (équation de conservation de la quantité de mouvement ou équation d'Euler). Elle tient également compte des effets de la viscosité du fluide, qui représente sa résistance aux déformations et aux changements de vitesse.

En résolvant l'équation de Navier-Stokes, on peut obtenir des informations précieuses sur le comportement du fluide, telles que la distribution de la vitesse, les profils de pression, les forces exercées sur les surfaces, les tourbillons, etc. Ces informations sont essentielles dans de nombreux domaines, tels que l'ingénierie aéronautique, l'hydrodynamique, la météorologie, la modélisation des océans, la conception de systèmes de ventilation, et bien d'autres encore. [23]

II.5.1 Les écoulements laminaires dans une conduite cylindrique

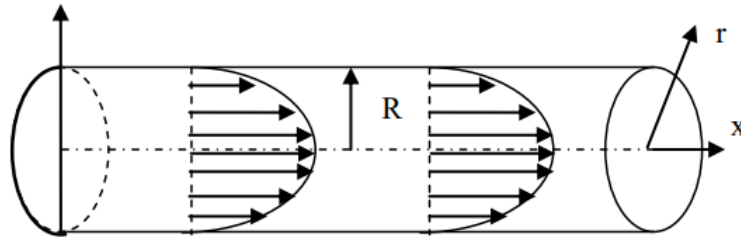


Figure 7: Ecoulement laminaire cylindrique.

II.5.1.1 Equation de continuité en coordonnées cylindriques est donné par

$$\frac{\partial(\rho)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial(\rho \cdot r v_r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial(\rho v_\theta)}{\partial \theta} = 0 \quad II.1$$

II.5.1.2 Equations de Navier-Stokes en coordonnées cylindriques sont données par

$$\frac{\partial v_x}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_x}{\partial x} + v_r \frac{\partial v_x}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_x}{\partial \theta} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 v_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v_x}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_x}{\partial \theta^2} \right) \quad II.2$$

$$\frac{\partial v_r}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_r}{\partial x} + v_r \frac{\partial v_r}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} - \frac{v_\theta^2}{r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} + \left(\frac{\partial^2 v_r}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_r}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v_r}{\partial r} - \frac{v_r}{r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_r}{\partial \theta^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial v_\theta}{\partial \theta} \right) \quad II.3$$

$$\frac{\partial v_\theta}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_\theta}{\partial x} + v_r \frac{\partial v_\theta}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_\theta}{\partial \theta} + \frac{v_r v_\theta}{r} = -\frac{1}{\rho \cdot r} \frac{\partial p}{\partial \theta} + \nu \left(\frac{\partial^2 v_\theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_\theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v_\theta}{\partial r} - \frac{v_\theta}{r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_\theta}{\partial \theta^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} \right) \quad II.4$$

II.5.1.3 Les équations de Navier-Stokes, pour cet écoulement unidirectionnel se résume

à

$$\frac{-\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 v_x}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) = 0 \quad II.5$$

Avec $\frac{-\partial p}{\partial x} = 0$

$$\frac{-1}{r} \frac{\partial P}{\partial \theta} = 0$$

On note $v_x = f(r)$ et $p = f(x)$ car v et p ne dépendent, respectivement, que de r et x .

- La première équation peut être réécrite :

$$\frac{dp}{dx} = u \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\frac{r dv_x}{dr} \right) \quad II.6$$

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dv_x}{dr} \right) = r \frac{1}{u} \left(\frac{dp}{dx} \right) \quad II.7$$

- En intégrant, on obtient :

$$\left(r \frac{dv_x}{dr} \right) = \frac{1}{2u} \left(\frac{dp}{dx} \right) r^2 + C_1 \quad II.8$$

Où : $\frac{dv_x}{dr} = \frac{1}{2\mu} \left(\frac{dp}{dx} \right) r + \frac{C_1}{r}$

- En intégrant une deuxième fois :

$$\frac{dv_x}{dr} = \frac{1}{4u} \left(\frac{dp}{dx} \right) r^2 + C_1 \ln(r) + C_2 \quad II.9$$

- Les constantes d'intégration sont déterminées à partir des conditions limites :

$$\begin{cases} r = 0 & \rightarrow \lim_{r \rightarrow 0} v_x(r) = v_{max} \\ r = R & \rightarrow v_x(R) = 0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} C_1 = 0 \\ C_2 = \frac{-1}{4u} \left(\frac{dp}{dx} \right) R^2 \end{cases}$$

$$v_x(r) = \frac{1}{4u} \left(\frac{dp}{dx} \right) \quad II.10$$

$$v_x(r) = \frac{R^2}{4u} \left(\frac{dp}{dx} \right) \left(\frac{r^2}{R^2} - 1 \right) \quad II.11$$

- Or par symétrie

$$v_x(0) = v_{max} = -\frac{R^2}{4u} \left(\frac{dp}{dx} \right)$$

Ceci conduit au profil de vitesse suivant :

$$v_x(r) = v_{max} \left(\frac{r^2}{R^2} - 1 \right)$$

Le profil de vitesse est donc parabolique.

II.5.2 Variation de vitesse en fonction du rayon pour un écoulement laminaire

Pour avoir une courbe de variation de vitesse en fonction du rayon pour différents gradients de pression dans une canalisation cylindrique on a les résultats suivant :

➤ Les données :

Tableau 1: données de la figure 6.

Masse volumique	1000
Viscosité	0.001
Pas de rayon	0.005
Rayon	0.1

➤ Les résultats :

Tableau 2: Les résultats de la vitesse en fonction du rayon à différents gradient de pressions.

Gradient de pression (dp/dx)	(dp/dx)= -0.005	(dp/dx) ₁ = -0.006	(dp/dx) ₂ = -0.007
La vitesse moyenne (U _{moy})	(U _{moy})= 0.00625	(U _{moy}) ₁ =0.0075	(U _{moy}) ₂ =0.00875
Le nombre de Reynolds (Re)	(Re)= 1250	(Re) ₁ =1500	(Re) ₂ =1750

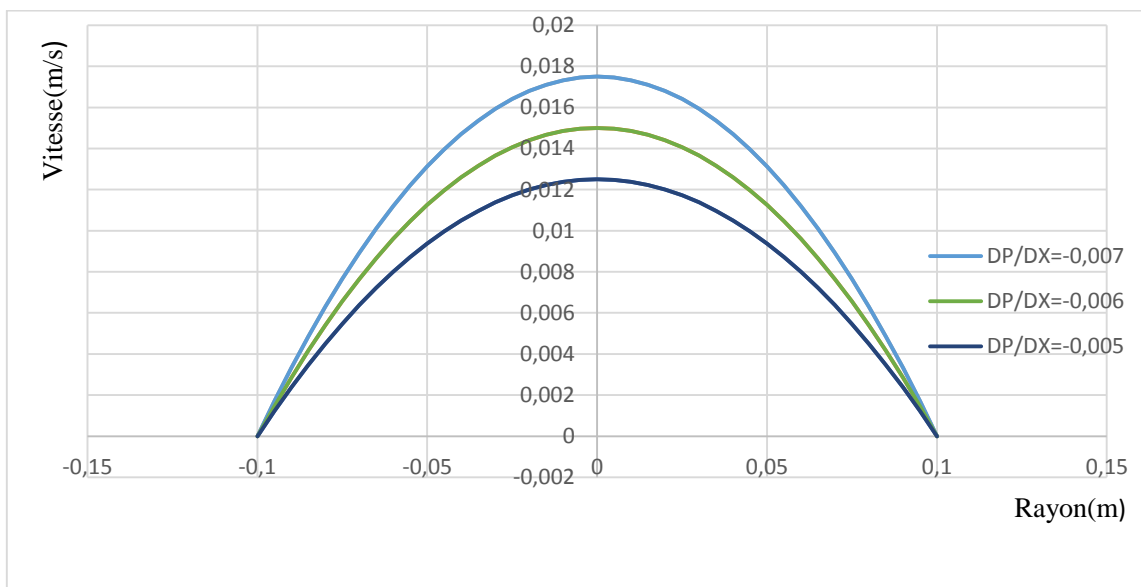


Figure 8: Variation de la vitesse en fonction du rayon pour les différents gradients de pression dans un système de canalisation laminaire.

II.5.2.1 Discussion des résultats

La courbe que nous avons tracée représente la vitesse en fonction du rayon pour différentes valeurs de gradient de pression avec une viscosité de 0.001(Pa. S).

En remarque qu'avec un gradient de pression (dp/dx) de -0.007 , la pente de la courbe est la plus raide, ce qui signifie que la vitesse augmente rapidement à mesure que le rayon diminue. Ensuite, avec un gradient de pression de -0.006 , la pente de la courbe est moins raide, indiquant une augmentation de la vitesse moins importante. Enfin, avec un gradient de pression de -0.005 , la pente de la courbe est encore moins prononcée, ce qui suggère une augmentation de la vitesse plus lente.

Cette observation est cohérente avec les principes fondamentaux de l'écoulement des fluides. Plus le gradient de pression est négatif, plus la différence de pression et la force motrice pour l'écoulement sont élevées, entraînant ainsi une augmentation plus importante de la vitesse.

La forme parabolique de la courbe est courante dans de nombreux écoulements laminaires en conduites cylindriques ou canaux. Elle résulte de la distribution de vitesse parabolique idéale attendue dans un écoulement laminaire en l'absence de perturbations externes.

Cependant lorsque la viscosité est faible, elle a moins d'influence sur la variation de la vitesse en fonction du rayon. Par conséquent, la différence de vitesse entre le centre du canal et les parois sera moins prononcée par rapport à un fluide plus visqueux.

Le nombre de Reynolds (Re) est un paramètre sans dimension qui décrit le régime d'écoulement d'un fluide dans une conduite cylindrique en fonction de sa viscosité, de sa densité et de sa vitesse d'écoulement. Lorsque Re est inférieur à 2000, l'écoulement est considéré comme laminaire, tandis que lorsque Re est supérieur à 4000, l'écoulement est considéré comme turbulent. Pour des valeurs de Re comprises entre 2000 et 4000, l'écoulement peut être transitoire.

Dans notre cas, les valeurs de Re pour les trois graphiques sont inférieures à 2000, ce qui suggère que l'écoulement dans la conduite est laminaire. Cela signifie que les particules de fluide se déplacent en couches parallèles les unes aux autres, sans se mélanger. En raison de cette nature laminaire de l'écoulement, la perte de charge dans la conduite augmente lentement avec l'augmentation du débit d'écoulement.

En outre, les valeurs de vitesse moyenne augmentent avec la pente de la conduite, ce qui est attendu car une pente plus raide nécessite une vitesse plus élevée pour maintenir le même débit d'écoulement.

En résumé, les 3 graphiques montrent une relation entre la perte de charge dans la conduite et le débit d'écoulement pour une conduite cylindrique avec une viscosité de fluide de 0,001 et un écoulement laminaire ($Re < 2000$). La perte de charge augmente lentement avec l'augmentation du débit d'écoulement, et la pente de la conduite est plus raide à mesure que la vitesse moyenne augmente.

II.5.3 Écoulements annulaire dans une conduite cylindrique

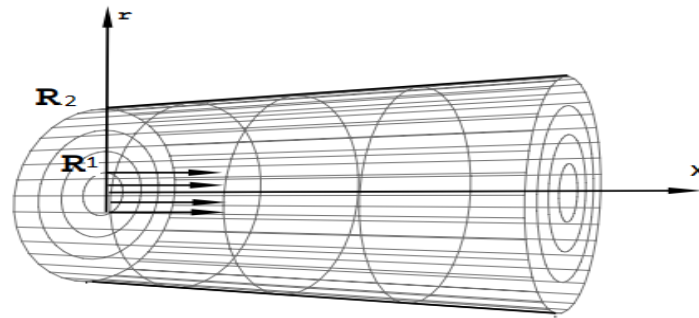


Figure 9: Ecoulement annulaire cylindrique.

❖ Hypothèses simplificatrices :

1-écoulement permanent $\frac{\partial}{\partial t} = 0$

2-écoulement axisymétrique $\frac{\partial}{\partial \theta} = 0$

3-écoulement unidirectionnel $\mathbf{v} = \begin{pmatrix} \mathbf{v}_r \\ \mathbf{v}_\theta \\ \mathbf{v}_x \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ v_x \end{pmatrix}$

4- Fluide incompressible $\rho = \text{CST}$

$$\frac{\partial(\rho \cdot v_x)}{\partial x} = 0 \Rightarrow \rho \frac{\partial v_x}{\partial x} = 0, \quad \rho \neq 0$$

$$\text{donc } \frac{\partial v_x}{\partial x} = 0 \Rightarrow \text{(Écoulement établi)}$$

II.5.3.1 Les équations de Navier-Stokes, pour cet écoulement

$$-\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 v_x}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) = \mu \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) \quad II.12$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \mu \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) \quad II.13$$

$$\frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) \quad II.14$$

- **En Intégrant une première fois :**

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_x}{\partial r} \right) = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} r \quad II.15$$

$$r \frac{\partial v_x}{\partial r} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{r^2}{2} + A \quad II.16$$

- **En intégrant une deuxième fois :**

$$\frac{\partial v_x}{\partial r} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{r}{2} + \frac{A}{r} \quad II.17$$

On obtient :

$$\mathbf{v_{x(r)}} = \frac{1}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \frac{r^2}{4} + A \ln(r) + B \quad II.18$$

- Avec A et B les deux constantes d'intégration.

- Les constantes d'intégration sont déterminées à partir des conditions limites :

$$\begin{cases} r = R_1 \Rightarrow v(R_1) = 0 \\ r = R_2 \Rightarrow v(R_2) = 0 \end{cases}$$

On obtient :

$$\frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{R_1^2}{4} + A \ln(R_1) + B = 0 \Rightarrow \mathbf{(A)} \quad II.19$$

$$\frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{R_2^2}{4} + A \ln(R_2) + B = 0 \Rightarrow \mathbf{(B)} \quad II.20$$

Et en calculant (A)-(B) on obtient :

$$\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (R_1^2 - R_2^2) + A \ln \left(\frac{R_1}{R_2} \right) = 0 \quad II.21$$

On obtient :

$$\mathbf{A} = \frac{\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (R_2^2 - R_1^2)}{\ln \left(\frac{R_1}{R_2} \right)} \quad II.22$$

-Et pour B

$$\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} R_1^2 + \frac{\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (R_2^2 - R_1^2)}{\ln\left(\frac{R_1}{R_2}\right)} + B = 0 \quad II.23$$

$$B = \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} R_1^2 + \left(R_1^2 + \frac{(R_2^2 - R_1^2)}{\ln\left(\frac{R_1}{R_2}\right)} \right) II.24$$

$$v_{x(r)} = \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} r^2 + \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{(R_2^2 - R_1^2)}{\ln\left(\frac{R_1}{R_2}\right)} \ln(r) - \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \left(R_1^2 + \frac{(R_2^2 - R_1^2)}{\ln\left(\frac{R_1}{R_2}\right)} \right) II.25$$

II.5.4 Variation de vitesse en fonction du rayon dans un écoulement annulaire

Pour avoir une courbe de variation de vitesse en fonction du rayon pour différents gradients de pressions dans une canalisation cylindrique annulaire on a les résultats suivant :

➤ **Les données :**

Tableau 3: Données de la figure 8.

Masse volumique	1000
Viscosité	0.001
Pas de rayon	0.0075
Rayon 1	0.1
Rayon 2	0.05

➤ **Les résultats**

Tableau 4: Les résultats de la vitesse en fonction du rayon 1 à rayon 2 à différents gradients de pressions.

Gradient de pression (dp/dx)	(dp/dx)=-0.005	(dp/dx) ₁ =-0.006	(dp/dx) ₂ =-0.007
Le nombre de Reynolds	(Re)=1410	(Re) ₁ =1692	(Re) ₂ =1975

Avec **A=0.001352527** et **B=0.004364308**

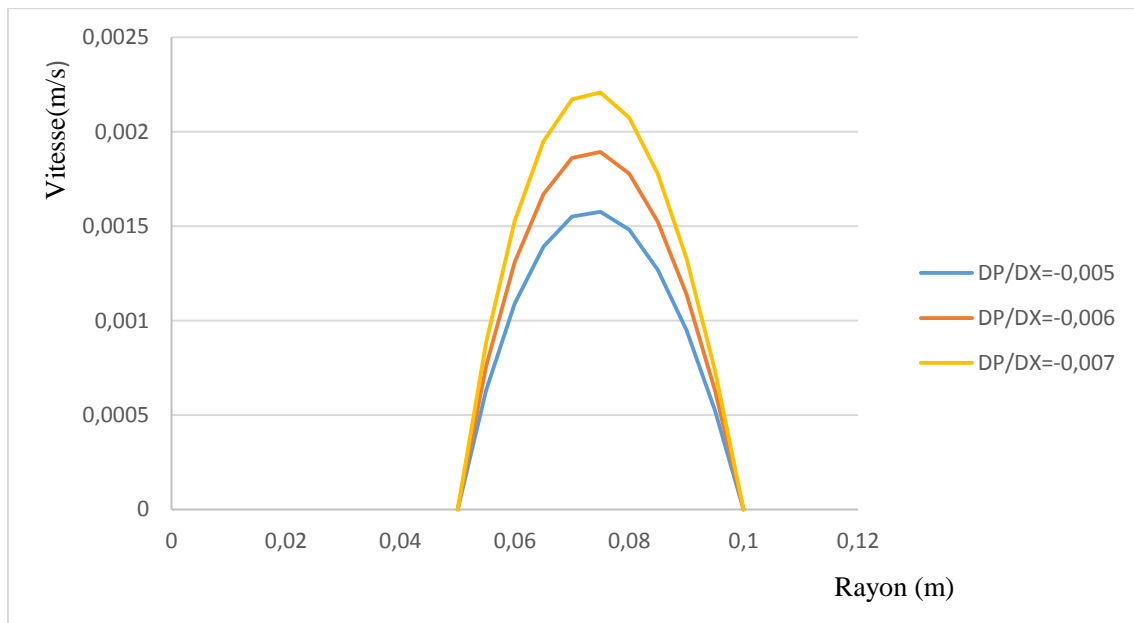


Figure 10: La vitesse en fonction du rayon à différents gradients de pression dans une canalisation cylindrique annulaire.

II.5.4.1 Discussion des résultats

Cette courbe représente l'évolution de la vitesse en fonction du rayon dans une conduite cylindrique annulaire avec un rayon (R_1) interne et un rayon (R_2) externe à des différents gradients de pression.

Avec des valeurs plus négatives de dp/dx (-0.007), nous remarquons une plus grande augmentation de la vitesse par rapport aux valeurs moins négatives (-0.006 et -0.005). Par conséquent, la pente de la courbe de variation de la vitesse en fonction du rayon sera plus raide pour -0.007 que pour -0.006 et -0.005.

Lorsque le gradient de pression (dp/dx) devient plus négatif, cela crée une plus grande différence de pression dans la direction x . Cette différence de pression entraîne une accélération de l'écoulement, ce qui se traduit par une augmentation de la vitesse du fluide.

Dans une conduite cylindrique annulaire, le fluide s'écoule à des vitesses plus élevées le long du rayon interne (R_1) par rapport au rayon externe (R_2). Cela est dû à la plus grande surface de contact entre le fluide et la paroi de la conduite au rayon externe, ce qui crée une plus grande friction et une résistance accrue à l'écoulement.

Par conséquent, la vitesse soit maximale au rayon interne (R_1) et diminue progressivement jusqu'au rayon externe (R_2). La différence de vitesse entre les deux rayons dépendra du gradient de pression et des propriétés du fluide.

La courbe de variation de la vitesse en fonction du rayon reste relativement parabolique, mais avec une diminution plus douce de la vitesse à mesure que le rayon s'éloigne du rayon interne. Cela est dû à la réduction de l'effet de la viscosité sur la variation de la vitesse.

II.6 Les lois de puissance

Les lois de puissance, également connues sous le nom de lois rhéologiques, sont des relations mathématiques qui décrivent la dépendance de la viscosité apparente d'un fluide non newtonien en fonction de la contrainte de cisaillement appliquée. Elles permettent de caractériser et de modéliser le comportement viscoélastique et non linéaire de ces fluides non newtoniens. Elles sont utilisées dans de nombreux domaines tels que l'industrie des polymères, la médecine, l'industrie alimentaire, l'industrie pétrolière, et bien d'autres. La connaissance des lois de puissance associées à chaque type de fluide permet de mieux comprendre et prédire leur comportement dans différentes applications et conditions d'écoulement.[21]

II.6.1 Modèle loi de puissance

Aussi appelés fluides d'Ostwald de Waelene, leur comportement rhéologique est décrit par une loi de puissance du type :

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \text{ II.26}$$

II.6.2 Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différents index d'écoulement à n=0.6, 0.8 et 1.

➤ Les données

Tableau 5: Données de la figure 9.

Viscosité	K=0,1
Index d'écoulement	n = 0,6 n = 0,8 n = 1
Contrainte de cisaillement	$\dot{\gamma} = 0,01$ à 55

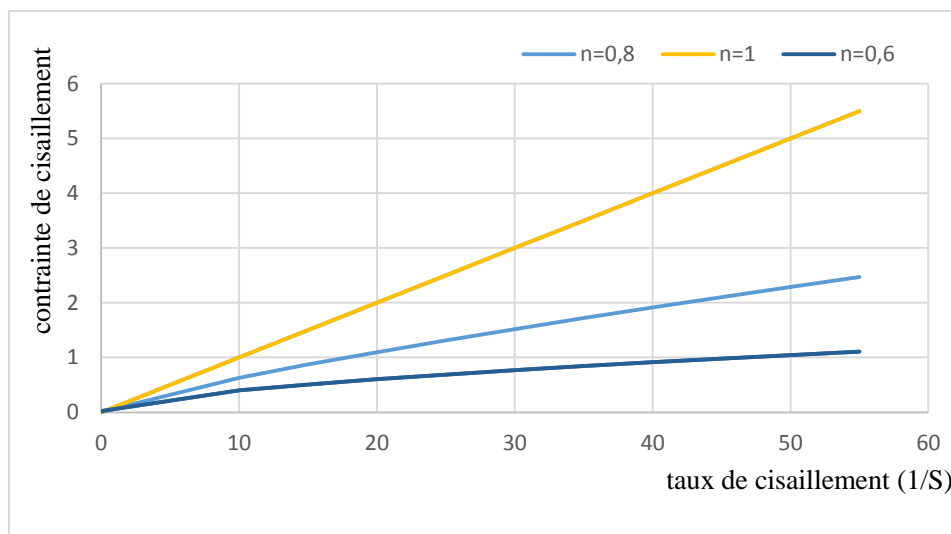


Figure 11: Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différents n.

II.6.3 Discussion des résultats

La courbe que nous avons tracée représente la relation entre la contrainte de cisaillement (τ) et le taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$) selon une loi de puissance. Dans cette discussion, nous allons nous concentrer sur les différentes valeurs de l'index d'écoulement (n) pour analyser comment elles affectent la courbe.

Lorsque l'index d'écoulement (n) est égal à 1, nous obtenons une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement, car $\tau = \dot{\gamma}^1$ équivaut à $\tau = \dot{\gamma}$. Cela signifie que la contrainte de cisaillement varie directement avec le taux de cisaillement. Ainsi, la courbe correspondante est une ligne droite passant par l'origine avec une pente de 1. Cette relation linéaire est généralement observée dans les fluides newtoniens, où la viscosité reste constante quelle que soit la contrainte de cisaillement.

Pour l'index d'écoulement (n) est inférieur à 1, par exemple 0.6 et 0.8, cela signifie que la contrainte de cisaillement augmente plus lentement que le taux de cisaillement. Cela indique une fluidité plus élevée, car une petite augmentation du taux de cisaillement entraîne une augmentation proportionnellement plus faible de la contrainte de cisaillement. La courbe correspondante a une pente plus faible par rapport à celle de l'indice d'écoulement égal à 1.

II.6.4 Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement à différentes viscosités (k).

➤ **Les données**

Tableau 6: Données de la figure 10.

Viscosité	$K_1=0.001$ $K_2=0.01$ $K_3=0.1$
Index d'écoulement	$n = 0.6$
Taux de cisaillement	$\dot{\gamma} = 0.01$ à 55

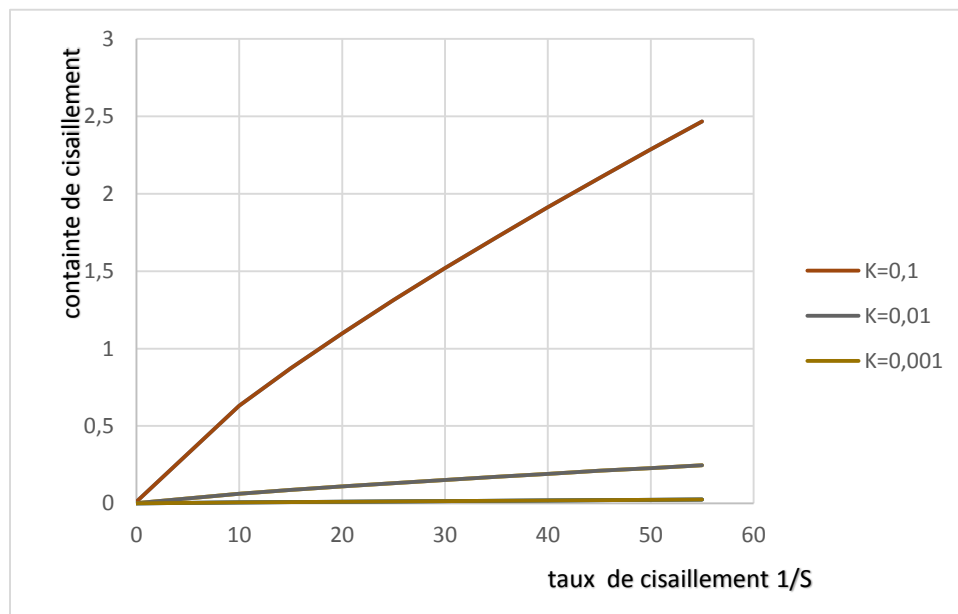


Figure 12: Variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement a différentes viscosités (K).

II.6.5 Discussion des résultats

La courbe que nous avons tracé présente la variation de taux de cisaillement en fonction de la contrainte de cisaillement a différentes viscosités.

Lorsque la consistance est élevée ($K = 0.1$), la courbe présente une pente plus raide. Cela signifie que de petites variations du taux de cisaillement entraîneront des changements significatifs de la contrainte de cisaillement. En d'autres termes, une petite augmentation du taux de cisaillement entraînera une augmentation plus importante de la contrainte de cisaillement par rapport au cas où la consistance est plus faible.

Lorsque la consistance diminue à 0.01, la courbe a une pente moins raide par rapport à celle de $K=0.1$, Cela signifie que le matériau devient légèrement plus visqueux, et des taux de cisaillement plus élevés sont nécessaires pour provoquer des variations significatives de la contrainte de cisaillement.

En revanche, lorsque la consistance est faible ($K = 0.001$), la courbe a une pente moins raide. Cela indique que des variations plus importantes du taux de cisaillement sont nécessaires pour provoquer des changements notables de la contrainte de cisaillement. Une augmentation du taux de cisaillement doit être plus significative pour entraîner une augmentation notable de la contrainte de cisaillement par rapport au cas où la consistance est plus élevée.

II.6.6 Le modèle rhéologique d'un fluide rhéofluidifiant

$$\rho \left(\frac{d\vec{v}}{dt} \right) = \text{div}(\bar{\sigma}) \quad II.27$$

$(\bar{\sigma})$: tenseur des contraintes

- **Le vecteur de vitesse**

$$v = \begin{pmatrix} v_r \\ v_\theta \\ v_x \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ v_x \end{pmatrix}$$

II.6.6.1 Le modèle rhéologique d'un fluide rhéofluidifiant ($n < 1$)

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad II.28$$

$$\tau = k \left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n \quad II.29$$

K : consistance (Pa. S).

n : index d'écoulement.

$\dot{\gamma} \frac{\partial v_x}{\partial r}$: taux de cisaillement 1/S.

τ : contrainte de cisaillement.

- Écoulement permanent ($\frac{\partial}{\partial t} = 0$)
- axisymétrique ($\frac{\partial}{\partial \theta} = 0$)

$$\frac{\partial p}{\partial x} - k \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n \right) = 0 \quad II.30$$

$$k \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n \right) = \frac{\partial p}{\partial x} \quad II.31$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n \right) = \frac{r}{k} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad II.32$$

➤ **Intégration**

$$r \left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n = \frac{1}{k} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \frac{r^2}{2} + A \quad II.33$$

$$\left(\frac{\partial v_x}{\partial r} \right)^n = \frac{1}{k} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \frac{r}{2} + \frac{A}{r} \quad II.34$$

$$\frac{\partial v_x}{\partial r} = \frac{1}{(2k)^{\frac{1}{n}}} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^{\frac{1}{n}} r^{\frac{1}{n}} \quad II.35$$

➤ **Pour les conditions limites on a :**

$$\left. \frac{\partial v_x}{\partial r} \right|_{r=0} = CST$$

➤ **Pour vérifier cette condition on prend A=0**

$$v_{(x)r} = \frac{1}{(2k)^{\frac{1}{n}}} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{n}{n+1} r^{\frac{n+1}{n}} + B \quad II.36$$

$$v_{x(R)} = \left(\frac{1}{2k} \frac{\partial p}{\partial x} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{n}{n+1} R^{\frac{n+1}{n}} + B = 0 \quad II.37$$

$$B = \left(\frac{1}{2k} \frac{\partial p}{\partial x} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{n}{n+1} R^{\frac{n+1}{n}} \quad II.38$$

$$v_{(x)r} = \left(\frac{1}{2k} \frac{\partial p}{\partial x} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{n}{n+1} \left(r^{\frac{n+1}{n}} - R^{\frac{n+1}{n}} \right) \quad II.39$$

Pour n=1 c'est le cas d'un fluide simple

$$v_{(x)r} = \left(\frac{1}{2k}\right) \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right) \frac{1}{2} \left(r^2 - \frac{\partial p}{\partial x}\right) \text{II.40}$$

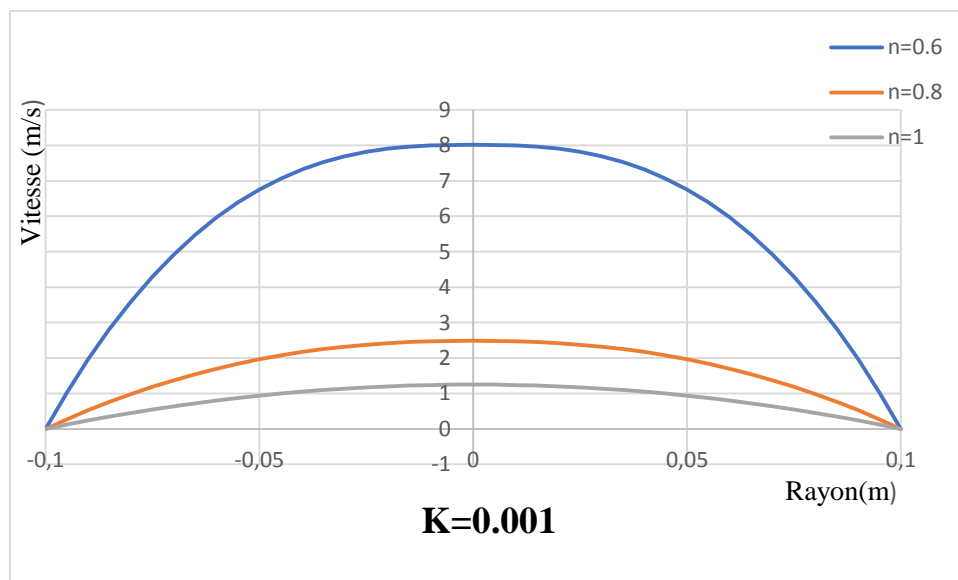
$$v_{(x)r} = \frac{1}{4k} \frac{\partial p}{\partial x} (r^2 - R^2) = \frac{1}{4k} \frac{\partial p}{\partial x} R^2 \left(\frac{r^2}{R^2} - 1\right)$$

II.6.7 Variation de vitesse en fonction du rayon à exposant de puissance (n) différent n1 =0.6 ; n2=0.8 et n3=1

➤ **Les données :**

Tableau 7: Données de la figure 11.

Viscosité (K)	(K ₁)=0.001 (K ₂)=0.01 (K ₃)=0.1
Rayon (R)	(R)=0.1
Pas de rayon (Dr)	(Dr)=0.005
Gradient de pression (dp/dx)	(dp/dx)=-0.5



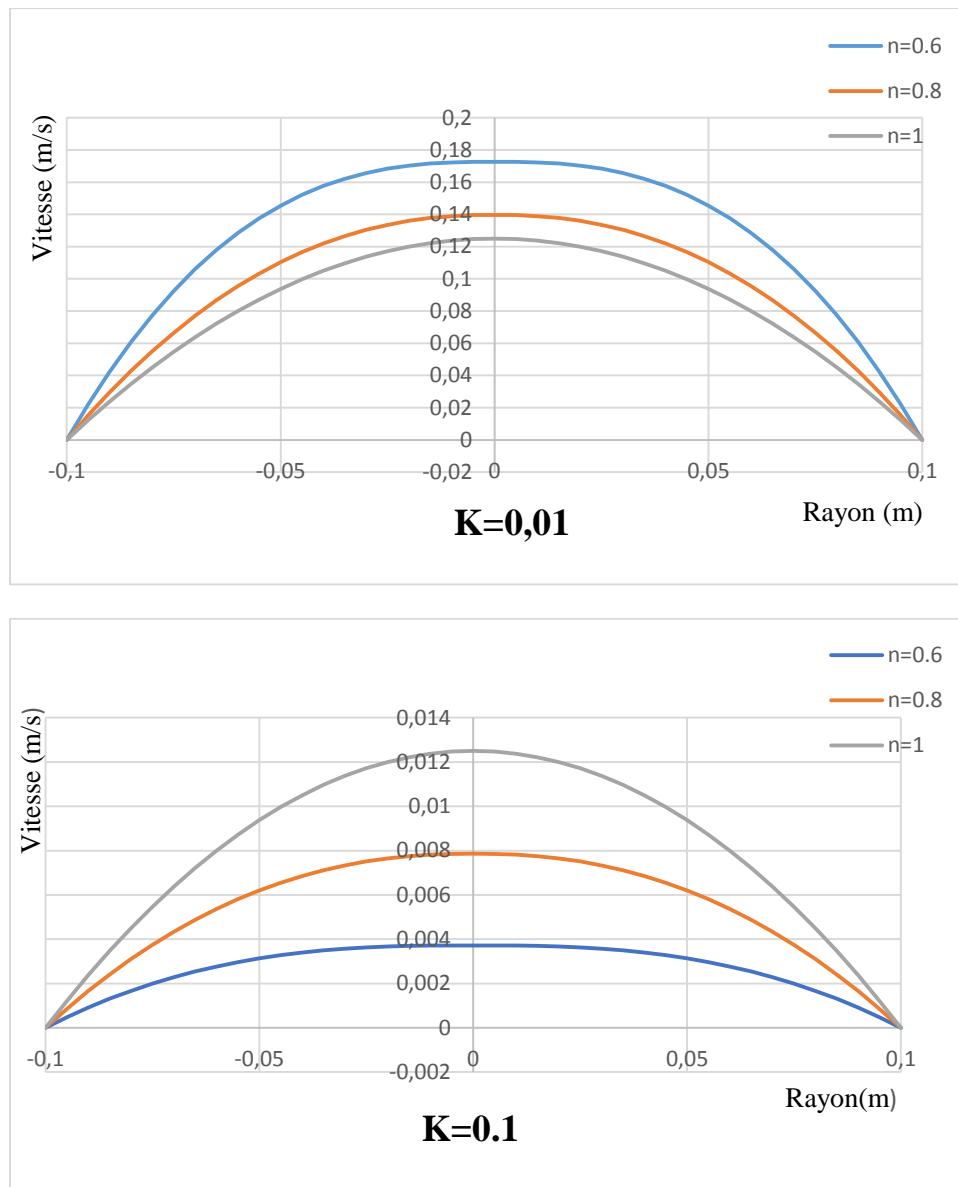


Figure 13: Evolution de vitesse en fonction de rayon à différent n.

II.6.7.1 Discussion des résultats

La courbe que nous avons tracée représente la vitesse en fonction du rayon pour différentes valeurs de l'exposant de puissance (n) dans un modèle rhéologique donné.

Variation du rayon (x) : L'axe des x représente le rayon allant de 0.1 à -0.1. En se déplaçant le long de l'axe des x, on peut observer comment la vitesse moyenne change en fonction de la taille du rayon.

Variation de la vitesse moyenne : L'axe des y représente la vitesse moyenne. En se déplaçant le long de la courbe, on peut voir comment la vitesse moyenne évolue pour différentes valeurs de l'exposant de puissance (n) dans le modèle rhéologique.

Effet de l'index d'écoulement (n) : On a tracé la courbe pour trois valeurs d'exposant de puissance différentes : $n = 0.6$, $n = 0.8$ et $n = 1$. Cela nous permet de comparer les variations de vitesse moyenne pour ces différentes valeurs.

-Pour $n = 1$: Cela indique une augmentation plus rapide de la vitesse moyenne à mesure que le rayon diminue.

-Pour $n = 0.8$: La variation de la vitesse moyenne est moins prononcée que pour $n = 1$, indiquant un comportement légèrement différent.

-Pour $n = 0.6$: La courbe montre un comportement plus linéaire, avec une diminution plus régulière de la vitesse moyenne lorsque le rayon diminue.

Ces observations montrent comment les valeurs de l'exposant de puissance (n) dans le modèle rhéologique influencent la relation entre le rayon et la vitesse moyenne. Différentes valeurs de n conduisent à des variations distinctes de la courbe, reflétant ainsi différents comportements rhéologiques.

Il est important de noter que la discussion de vitesse moyenne que nous avons mentionnée sont basées sur les paramètres que nous avons fournis (viscosité $k_1 = 0.001$, $K_2=0.01$ et $K_3=0,1$) ; gradient de pression $dp/dx = -0.5$ et pas de rayon $Dr=0.005$). Ces valeurs peuvent varier en fonction des paramètres choisis.

II.6.8 Variation de vitesse en fonction du rayon a différentes viscosités $k_1=0.001$; $k_2=0.01$ et $k_3=0.1$

➤ **Les données :**

Tableau 8: Données de la figure 12.

Rayon (R)	(R)=0.1
Gradient de pression (dp/dx)	(dp/dx)=-0.5
Pas de rayon (Dr)	(Dr)=0.005
Index d'écoulement (n)	$n_1=0,6$ $n_2 =0,8$ $n_3 = 1$

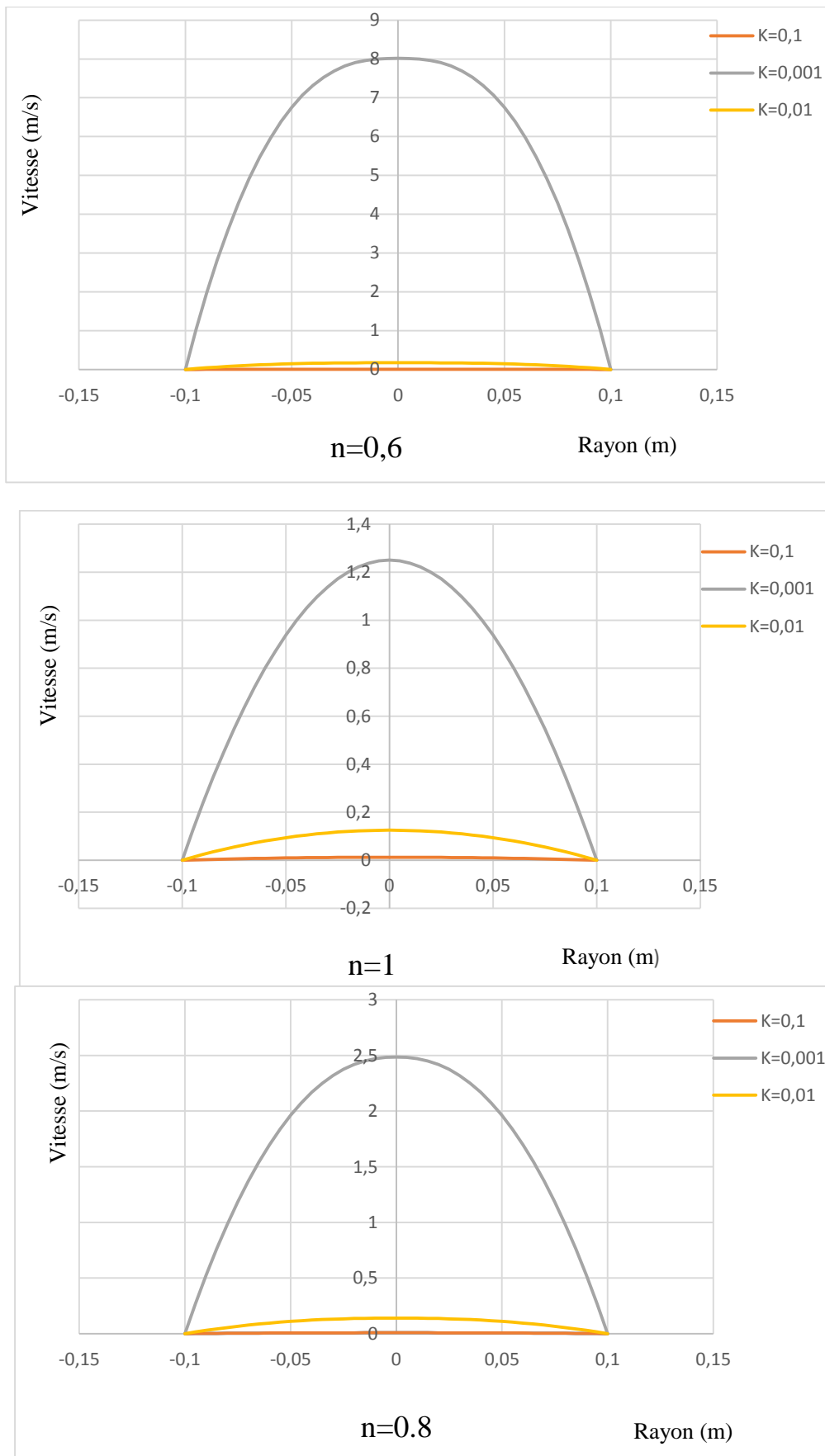


Figure 14: Evolution de la vitesse en fonction du rayon à différentes viscosités.

II.6.8.1 Discussion des résultats

La courbe que nous avons tracé représente l'évolution de la vitesse en fonction du rayon à différentes viscosités.

La viscosité est un paramètre important dans le modèle rhéologique, et en modifiant sa valeur, nous pouvons observer comment cela affecte la courbe de vitesse moyenne. Voici quelques observations à partir de cette variation :

Effet de la viscosité : En augmentant la viscosité (de k_1 à k_3), nous pouvons observer comment cela influence la vitesse moyenne pour des valeurs de rayon données.

Une viscosité plus élevée tend à ralentir le mouvement, ce qui se traduit par des valeurs de vitesse moyenne plus faibles.

Variation de la vitesse moyenne : La courbe met en évidence les variations de la vitesse moyenne pour différentes valeurs de viscosité. Comparons les résultats pour les différentes valeurs de viscosité ($k_1 = 0.001$, $k_2 = 0.01$ et $k_3 = 0.1$) :

$K_1 = 0.001$: Avec une viscosité plus faible, la vitesse moyenne est susceptible d'être plus élevée par rapport aux autres valeurs de viscosité pour un rayon donné.

$K_2 = 0.01$: Avec une viscosité modérée, la vitesse moyenne peut être intermédiaire entre les autres valeurs de viscosité.

$K_3 = 0.1$: Avec une viscosité plus élevée, la vitesse moyenne est susceptible d'être plus faible par rapport aux autres valeurs de viscosité pour un rayon donné.

Stabilité de l'index découlement (n) : Dans cette variation, nous avons gardé l'exposant de puissance constant à $n = 0.6, 0.8$ et 1 . Cela signifie que la relation entre le rayon et la vitesse moyenne reste relativement constante, indépendamment des changements de viscosité. Cela nous permet de nous concentrer sur l'effet de la viscosité seule.

En examinant cette courbe avec les valeurs de viscosité modifiées, nous pouvons mieux comprendre comment la viscosité affecte la vitesse moyenne pour un exposant de puissance donné. Cela peut être utile pour étudier les propriétés rhéologiques des matériaux dans différentes conditions.

II.7 Conclusion

En conclusion, l'étude des écoulements dans une conduite cylindrique en se basant sur l'équation de Navier-Stokes et les lois de puissance permet d'obtenir une compréhension des phénomènes d'écoulement et de prédire les performances du système. Cela est essentiel dans de nombreux domaines tels que l'ingénierie des fluides, l'industrie pétrolière, l'hydraulique et d'autres secteurs où les écoulements à travers les conduites jouent un rôle crucial. En continuant à améliorer nos modèles et à affiner nos approches, nous pourrions mieux concevoir, optimiser et gérer les systèmes de conduites cylindriques, contribuant ainsi à une utilisation plus efficace et durable des ressources énergétiques.

Conclusion générale

En conclusion, l'étude des écoulements laminaire et annulaire des boues de forage dans les conduites cylindriques revêt une importance significative dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière. Ces écoulements, qui sont caractérisés par des profils de vitesse et des schémas d'écoulement spécifiques, influencent directement les performances et l'efficacité des opérations de forage.

L'utilisation de l'équation de Navier-Stokes et des lois de puissance pour les fluides non newtoniens permet de modéliser et de prédire le comportement des écoulements laminaire et annulaire des boues de forage. Cela permet d'optimiser la conception des conduites, de prévoir les performances des systèmes de circulation de la boue et de prendre des décisions éclairées pour améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations de forage.

Enfin, l'étude des écoulements laminaire et annulaire des boues de forage dans les conduites cylindriques contribue à une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement, à l'optimisation des opérations de forage et à l'amélioration des performances des systèmes de circulation de la boue. Cette connaissance approfondie est essentielle pour garantir des opérations de forage efficaces, sécurisées et économiquement viables dans l'industrie pétrolière et gazière.

Référence

- [1] M.DADDOU, introduction aux fluides de forages. Module FFF: division forage, SONATRACH, 2009, 193p.
- [2] C. Garcia, Parigot P. , Boues de forage, Edition Technip, France, 188p, 1968.
- [3] Kichou Y, “ le forage horizontal en Algérie”. Revue Sonatrach – Novembre (1995)
- [4] krikeb A.(2018) “ COMMANDE D’UN SYSTEME DE FORAGE PETROLIER EN VUE DE LA REDUCTION DES VIBRATIONS DE TORSION. Mémoire fin d’étude Page 13
- [5] Baba Ahmed S, “ TRANSPORT DES DEBLAIS DANS LES FORAGES PETROLIERS CAS DES FORAGES INCLINES. THESE DOCTORAT- Page 8
- [6] 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
- [7] Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam
- [8] Khodja.M. Etude des performances et Considérations environnementales ». Université Louis Pasteur Strasbourg - France, 2008.
- [9] Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. Journal of petroleum technology, Novembre
- [10] Hannachi, M. (1972) Air Drilling. Eight Arab Petroleum Congres. Alger
- [11] Abid, D. (1995) Synthèse sur les fluides de forage, rapport 419/94. Sonatrach/CRD Boumerdès, Algérie
- [12] Abba.L. A “Etude de l’efficacité d’argiles entrant dans la fabrication des boues de forage pétrolier“ Université Adrar Algérie 2021.
- [13] Ryan, JN et Elimelech, M. (1996) Colloids Surf A. Physico chem Eng. Asp. 107:1
- [14] Stroud, B.K. (1925) Use of barytes as a mud laden fluid, oil weekly (Juin 5). P 29-30
- [15] Garcia, C. et Parigot, P. (1968) Boues de Forage, Institut Français du Pétrole (I.F.P), Société des éditions Technip, France
- [16] Centre de recherche et développement, brochure pour fluides de forage, Doc.
- [17] Ryen Caenn, HCH Darley and George R.Gray, “Composition and properties of drilling and completion fluids”.
- [18] L.Zhai et al, ”Drilling fluid design factors enhance wellbore stability”.
- [19] (Sébastien Verkercke, Sébastien Deschamps et Renaud Gaban ; Fluides non-Newtoniens ; Université libre de Bruxelles faculté des sciences département de physique 2016)
- [20] Baroid (1988) Documentations et références techniques, Fluides de forage

[21] (Hammadi L : Rhéologie des fluides complexes Fluides Non-Newtoniens Chapitre 2 USTOMB ; Algérie)

[22] A.Taher et al,"Drilling fluid selection and its impact on drilling performance"

[23] "Power Laws: Theory and Applications" par Michael Mitzenmacher.

Résumé

Cette thèse présente une étude approfondie des écoulements laminaire et annulaire de boue de forage dans une conduite cylindrique. L'objectif principal de cette étude était de modéliser mathématiquement les écoulements de boue de forage en se basant sur les équations de Navier-Stokes, qui décrivent le comportement des fluides visqueux. De plus, les lois de puissance ont été utilisées pour représenter les variations de viscosité et de densité de la boue de forage en fonction de la vitesse et du cisaillement. Cette étude a démontré l'importance de modéliser les écoulements laminaire et annulaire de boue de forage dans une conduite cylindrique en utilisant les équations de Navier-Stokes et les lois de puissance pour représenter les propriétés rhéologiques du fluide. Ces résultats fournissent des informations précieuses pour la compréhension et l'optimisation des opérations de forage, ainsi que pour la conception de conduites adaptées à ces écoulements complexes.

Mots-clés : écoulement laminaire, écoulement annulaire, boue de forage, conduite cylindrique, équations de Navier-Stokes, lois de puissance, viscosité, densité.

Abstract

This thesis presents an in-depth study of laminar and annular flows of drilling mud in a cylindrical conduit. The main objective of this study was to mathematically model the flows of drilling mud based on the Navier-Stokes equations, which describe the behavior of viscous fluids. Additionally, power laws were used to represent the variations in viscosity and density of the drilling mud as a function of velocity and shear. This study demonstrated the importance of modeling laminar and annular flows of drilling mud in a cylindrical conduit using the Navier-Stokes equations and power laws to represent the rheological properties of the fluid. These findings provide valuable insights for understanding and optimizing drilling operations, as well as designing conduits suitable for these complex flows.

Keywords: laminar flow, annular flow, drilling mud, cylindrical conduit, Navier-Stokes equations, power laws, viscosity, density.