

N° d'ordre : / FHC / UMBB / 2017

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



Université M'Hamed BOUGARA-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

Présenté devant

LE DEPARTEMENT "GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS"

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER 2

Spécialité :

Forage des puits d'hydrocarbures

PAR :

ABBES Faicel

CHETOUANI Abdenmour

THEME

*Optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue
de forage afin de minimiser les pertes de charge dans le puits*

Cas du puits NHBHJ-1

Sous la direction de Monsieur : HADJADJ Ahmed

Soutenu le :03/07/2017

Devant le jury :

MELAK Abderrahmane
BOUMAZA Nadia
CHIEB Bachir

Professeur
Maitre de conférences (A)

UMBB
UMBB

Président
Examineur
Examineur

Année universitaire :2016 / 2017

Résumé

Le choix du meilleur fluide de forage pour la réalisation d'une opération de forage d'un puits pétrolier est devenu une priorité pour les ingénieurs de forage pour éviter plusieurs problèmes comme le problème d'augmentation des pertes de charge dans le puits, pour cela il est impératif de s'intéresser à la minimisation de ces dernières en optimisant les différents paramètres de la boue de forage.

L'objectif de ce travail est l'analyse du problème d'augmentation des pertes de charge dans le puits et aussi l'optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques du fluide de forage affectant la variation des pertes de charges. Un programme informatique a été élaboré pour effectuer cette optimisation avec une application sur la phase $12^{1/4}$ du puits NHBHJ-1 dans le champ de Hassi Messaoud.

Enfin, les résultats obtenus confirment la réussite de l'optimisation des différents paramètres de la boue de forage (viscosité, débit et Yield-Value) pour minimiser les pertes de charges dans le puits, et assurer le bon fonctionnement des pompes de forage.

Abstract

The choice of the best fluid for the realization of an operation of drilling of an oil well became a priority for the engineers to avoid several problems as the problem of increase of pressure losses in the well, for that reason it is imperative to be interested in their minimization by optimizing different parameters of the drilling mud.

The objective of this job is the analysis of the problem of increase of pressure losses in the well and also the optimization of rheological and hydraulic parameters of the drilling fluid affecting the variation of pressure losses. A computer program is developed to perform this optimization with an application on the $12^{1/4}$ stage of the well NHBHJ-1 in the field of Hassi Messaoud.

Finally, the results confirm the success of the optimization of different parameters of drilling mud (viscosity, flow and Yield-Value) to minimize the pressure losses in the well, and to assure the good functioning of drilling pumps.

REMERCIEMENTS

En premier, nous remercions le Tout Puissant ALLAH, notre créateur qui nous a donné la force d'accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier vivement, le chargé du suivi de ce travail, M^R Hadjadj Ahmed pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Nous remercions beaucoup M^R Gheloudj Fouad, M^R Zatour Walid et M^R Saidani Reda qui nous ont bien reçus au sein du centre de formation de SONATRACH., ainsi qu'au personnel de l'appareil GWDC112.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département gisements miniers et pétroliers pour leurs aides et orientations durant notre formation, et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail à ma mère qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice, et pour l'esprit pur de mon père que sa mémoire reste toujours dans nos cœurs.

Je le dédie aussi

A mon frère Aymen, mes chères sœurs.

A toute la famille de proche et de loin.

A tous mes amis sans exception.

A mes camarades de promotion 2012.

Faïcel

DEDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

A celui qui a fait de moi un homme, mon père.

A mes chères sœurs et mon frère Yacine.

A tous mes amis, et surtout : Housseem, Abderrahim, Ramzi et Seif.

A mes camarades de la promotion 2012.

Abdenmour

Liste des figures

- Figure I-1** : Eléments d'un appareil de forage Rotary.
- Figure II-1** : Zones de production.
- Figure II-2** : Coupe stratigraphique type.
- Figure II-3** : Plan de position du forage NHBHJ-.
- Figure II-4** : Architecture graphique du puits NHBHJ-1.
- Figure III-1** : Le viscosimètre Marsh.
- Figure III-2** : le viscosimètre fann.
- Figure III-3** : Différents profils rhéologiques des fluides.
- Figure III-4** : Rhéogramme d'un fluide newtonien.
- Figure III-5** : Schéma d'écoulement des fluides newtoniens.
- Figure III-6** : Rhéogramme d'un fluide Binghamien.
- Figure III-7** : Rhéogramme pour les fluides pseudo-plastiques.
- Figure III-8** : Modèles rhéologiques selon n.
- Figure III-9** : Rhéogramme de la loi de puissance.
- Figure III-10** : Courbe phénomène de la thixotropie.
- Figure IV-1** : Effet de viscosité sur le nettoyage.
- Figure IV-2** : Effet de la vitesse annulaire sur le nettoyage.
- Figure IV-3** : Filtre press API et filtre press HP/HT.
- Figure IV-4** : Circuit de la boue de forage.
- Figure IV-5** : Ecoulement d'un fluide dans une conduite horizontale.
- Figure IV-6** : Ecoulement d'un fluide dans une conduite verticale.
- Figure IV-7** : Ecoulement d'un fluide dans un puits.
- Figure IV-8** : Circuit de la boue de forage.
- Figure IV-9** : Organigramme de calcul des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage.
- Figure IV-10** : Organigramme de calcul des pertes de charge dans l'espace annulaire.
- Figure V-1** : rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ du modèle de Bingham, d'Ostwald et du réel.
- Figure V-2** : rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ du modèle de Bingham, de Herschel-Belkley et du réel.
- Figure V-3** : Organigramme de fonctionnement de la première partie du programme.
- Figure V-4** : Les INPUTS du programme.
- Figure V-5** : Les OUTPUTS de la première partie du programme.
- Figure V-6** : Les pertes de charge dans le puits et la limite de travail des pompes.
- Figure V-7** : Fenêtre d'entrée des limites des variables.
- Figure V-8** : Fenêtre d'affichage des résultats optimaux.

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Produits viscosifiants du fluide de forage.

Tableau I-2 : Produits réducteurs de filtrat du fluide de forage.

Tableau I-3 : Produits fluidifiants du fluide de forage.

Tableau I-4 : Contrôle de PH du fluide de forage.

Tableau I-5 : Précipitation du calcium du fluide de forage.

Tableau II-1 : Fiche technique du puits NHBHJ-1.

Tableau II-2 : Caractéristiques du Trias « Série inférieure » du puits HBHJ-1.

Tableau II-3 : Caractéristiques du Trias « Série inférieure » du puits RAA-1.

Tableau II-5 : Caractéristiques du Grés d'Ouargla du puits HBHJ-1.

Tableau II-5 : Caractéristiques du Quartizites Hamra du puits RAA-1.

Tableau IV-1 : Coefficients des pertes de charge de surface (Classe #1 et Classe #2).

Tableau IV-2 : Coefficients des pertes de charge de surface (Classe #3 et Classe #4).

Tableau V-1 : Composition de la boue de forage.

Tableau V-2 : Résultats réels du viscosimètre Fann.

Tableau V-3 : Résultats suivant l'approche de Bingham.

Tableau V-4 : Résultats suivant l'approche d'Ostwald.

Tableau V-5 : Résultats suivant l'approche de Herschel-Belkley.

Tableau V-6 : L'écart quadratique et le coefficient de corrélation pour chaque modèle.

Sommaire

Introduction	1
--------------------	---

Chapitre I : Etude Bibliographique

I-1-Introduction au forage	2
I-2-Principe du forage Rotary.....	2
I-3-Choix de l'appareil de forage.....	4
I-4-Fluides de forage	4
I-4-1-Définition	4
I-4-2-Fonctions principales de la boue de forage	4
I-4-3-Différents types de boue et constituants principaux	7
I-4-3-1-Produits de fluide de forage	7
a) Produits viscosifiants	7
b) Produits réducteurs de filtrat	8
c) Produits fluidifiants	8
d) Contrôle de PH	8
e) Précipitation du calcium	9
f) Produits alourdissants	9
g) Produits colmatants	9
I-4-3-2-Types de fluide de forage	9
I-4-3-2-1-Boue à base d'eau	9
a) Eau de fabrication	9
b) Argiles	10
c) Solides inertes	10
I-4-3-2-2-Boue à base d'huile	10
A. Boues à l'huile	11
B. Boues inverses	12
I-4-3-2-3- Mousses et boues à l'air	13
A. Mousses	13
B. Boue à base d'eau aérée	13
I-4-4-Propriétés des fluides de forage	14
I-4-4-1-Densité	14
I-4-4-2-Propriétés rhéologiques	15

a) Viscosité	16
b) Contrainte seuil	17
c) Gels et thixotropie	17
I-4-4-3-Propriété de filtration des fluides de forage	19
I-5-Pertes de charge	19
I-5-1-Définition	19
I-5-2-Pertes de charge en régime laminaire	19
I-5-3-Pertes de charge en régime turbulent	20
I-5-4-Ecoulement en bouchon.....	20
I-5-5-Effet des pertes de charge	20

Chapitre II : Présentation géologique d la région de HMD

II-1-Présentation du champ de Hassi Messaoud	22
II-1-1-Historique du champ	22
II-1-2-Situation géographique	22
II-1-3-Zones et numérotation des puits	22
II-1-4-Description de la série sédimentaire	24
II-1-5-Analyse des problèmes géologiques attendus	25
II-2-Présentation du puits NHBHJ-1	26
II-2-1-Introduction	26
II-2-2-Fiche technique du puits NHBHJ-1	26
II-2-3-But du forage	27
II-2-4-Aspect géologique	28
II-2-4-1-Cadre géologique global	28
II-2-4-2-Cadre structural local	28
II-2-4-3-Caractéristiques de la structure de NHBHJ-1	28
II-2-4-4-Prévisions litho – stratigraphiques	28
II-2-4-5-Architecture Graphique du puits	32
II-2-5-Système Pétrolier	33
II-2-5-1-Piège	33
II-2-5-2-Réservoirs	33
II-2-5-3-Couvertures	34
II-2-5-4- Roche mère et migration	35

Chapitre III : Etude rhéologique

III-1-Rhéologie des fluides de forage.....	36
III-1-1-Définition.....	36
III-1-2-Propriétés et Termes Rhéologiques.....	36
III-1-2-1-Taux de cisaillement.....	36
III-1-2-2-Contrainte de cisaillement.....	36
III-1-2-3-Vitesse de cisaillement	37
III-1-2-4-Viscosité	37
A. viscosité marsh	37
B. Viscosité plastique	38
C. Viscosité effective	41
D. Viscosité apparente	44
III-1-2-5-Seuil de cisaillement (τ_0) ou la yield-value	44
III-2-Modèles rhéologiques	45
III-2-1-Fluides newtoniens	46
III-2-2-Fluides non newtoniens	47
III-2-2-1-Catégories des fluides non newtoniens	48
III-2-2-1-1-Fluides Binghamiens	48
III-2-2-1-2-Fluides Pseudo-plastiques (rhéofluidifiants)	49
III-2-2-1-3-Modèle d'OSTWALD (loi de puissance)	50
a- Indice de consistance k.....	50
b- Indice de comportement n.....	50
III-2-2-1-4-Fluides thixotropiques	52
A. Description du test	53
B. Interprétation des résultats	53
C. Conclusion	54
D. Evaluation du caractère thixotropique sur chantier	54

Chapitre IV : Etude Hydrodynamique

IV-1-Nombre de Reynolds et régimes d'écoulement.....	55
IV-2-Vitesse critique et le débit critique.....	55
IV-2-1-Calcul de la vitesse critique	55
IV-2-1-1-Fluides de Bingham	55
IV-2-1-2-Fluides d'Ostwald	56

IV-2-1-3-Fluides de Herschel-Belkeley	56
IV-2-2-Calcul du débit critique	56
IV-3-Vitesse de sédimentation.....	57
IV-3-1-Définition.....	57
IV-3-2-Calcul de la vitesse de sédimentation	57
IV-4-Indice de nettoyage.....	58
IV-5-Influence des différents paramètres sur l'efficacité de nettoyage.....	60
IV-5-1-Viscosité.....	60
IV-5-2-Vitesse annulaire	61
IV-5-3-Densité	61
IV-5-4-Vitesse de rotation des tiges.....	61
IV-6-Filtration	62
IV-6-1-Filtration statique	62
IV-6-2-Filtration dynamique	64
IV-6-3-Mesure de la filtration	64
IV-6-4-Influence du temps à la filtration	65
a- Filtration statique	65
b- Filtration dynamique	65
IV-6-5-Influence de la viscosité à la filtration	65
IV-7-Pertes de charge	66
IV-7-1-Ecoulement des fluides dans les conduites.....	66
IV-7-2-Types des pertes de charge	66
a- Pertes de charge régulières.....	66
b- Pertes de charge singulières.....	66
IV-7-3-Pertes de charge dans une conduite horizontale.....	66
IV-7-4-Pertes de charge dans une conduite verticale.....	67
IV-7-5-Calcul des pertes de charge dans les conduites	67
IV-7-5-1-Equation de Bernoulli.....	67
IV-7-5-2-Pertes de charges régulières	68
IV-7-5-3-Pertes de charge singulière.....	69
IV-7-6-Calcul des pertes de charge sur chantier	69
IV-7-6-1-Cycle de boue sur un site de forage	69
IV-7-6-2-Calcul des pertes de charge dans les conduites de surface sur un site de forage..	70
IV-7-6-3-Calcul des pertes de charge dans le puits.....	71

IV-7-6-3-1-Calcul des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage	71
IV-7-6-3-2-Calcul des pertes de charge dans l'espace annulaire	73
IV-7-6-3-3-Calcul des pertes de charge au niveau de l'outil	76
IV-8-Densité équivalente de circulation « ECD »	76
IV-8-1-Définition	76
IV-8-2-Calcul de la densité équivalente de circulation « ECD »	76
IV-9-Surpression (surge pressure) et dépression (swab pressure) dans un puits.....	76
IV-9-1-Définition.....	76
IV-9-2-Calcul de « surge » et « swab » pressure	77

Chapitre V : Cas pratique

V-1-Application sur le puits NHBHJ-1.....	79
V-1-1-Détermination du modèle rhéologique du fluide de forage utilisé.....	79
V-1-1-1-Composition de la boue de forage.....	79
V-1-1-2-Identification du modèle rhéologique de fluide de forage	79
V-1-1-2-1-Méthode graphique.....	80
A. Résultats réels du viscosimètre Fann.....	80
B. Résultats suivant l'approche de Bingham.....	80
C. Résultats suivant l'approche d'Ostwald	81
D. Résultats suivant l'approche de Herschel-Belkley	82
V-1-1-2-2-Méthode numérique.....	83
V-2-Modélisation du problème	85
V-2-1-Fonction objective.....	85
V-2-2-Variables d'optimisations.....	85
V-2-2-1-Facteurs non ajustables.....	86
V-2-2-2-Facteurs ajustables	86
V-2-2-3-Effets dues à la minimisation des variables ajustables	86
A. Débit de la pompe.....	86
B. Viscosité effective.....	87
V-2-2-4-Choix des limites des variables d'optimisation	87
V-2-3-Choix des contraintes.....	87
V-2-3-1-Indice de nettoyage.....	87
V-2-3-2-Régime d'écoulement turbulent à la sortie des duses et au voisinage de l'outil.....	87

V-2-3-3-Contrainte liée à la suspension des cuttings dans l'espace annulaire	88
V-2-3-4-Contraintes liée au taux de filtration.....	88
V-3-Elaboration du programme informatique.....	89
V-3-1-Définition du Visual Basic pour Applications (VBA)	89
V-3-2-Applications du VBA Dans Excel.....	89
V-3-3-Design du programme.....	89
V-3-3-1-Données d'entrée (Inputs).....	89
A. Première partie.....	89
B. Deuxième partie.....	90
V-3-3-2-Résultats (Outputs).....	90
A. Première partie	90
B. Deuxième partie.....	92
V-3-4-Affichage.....	92
A. Première partie	92
B. Deuxième partie.....	94
V-4-Contrôle des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage sur chantier....	95
V-4-1-Paramètres rhéologiques.....	95
V-4-2-Paramètres hydrauliques.....	96
Conclusion et recommandations	97

INTRODUCTION

Lors du forage pétrolier, la boue de forage joue un rôle très important pour un meilleur déroulement des différentes opérations de forage, on peut comparer le rôle de la boue à celui du sang dans le corps humain. Comme les puits de pétrole deviennent de plus en plus difficiles à percer, le problème de la sélection des meilleurs fluides de forage devient un casse tête épineux pour les ingénieurs de forage. Il n'y a pas de critères fixes et approuvés pour la sélection d'un fluide de forage, Mais généralement les opérateurs ont leurs propres politiques et processus de sélection des propriétés de la boue de forage afin d'assurer une opération de forage optimale à moindre cout et en un temps réduit.

Plusieurs problèmes doivent être étudiés pour que le choix du fluide de forage soit meilleur, parmi ces problèmes les pertes de charge fournies lors de circulation de la boue dans sa trajectoire et bien d'autres problèmes, l'étude entreprise doit toucher tous les aspects et spécialement les paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage utilisée.

A la lumière de ce qu'il vient de ce dire, le présent travail a comme objectif d'étudier, analyser et optimiser les paramètres hydrauliques et rhéologiques affectant la variation des pertes de charge. Ce travail est divisé en deux grandes parties : une partie théorique qui comporte quatre chapitres : le premier chapitre représente une étude bibliographique concernant le forage, les fluides de forage, ses différents types, ses fonctions et ses principales propriétés ainsi que la présentation des pertes de charges et de leurs effets. Le deuxième chapitre contient l'étude géologique du champ de Hassi Messaoud et du puits NHBHJ-1. Le troisième chapitre est consacré à la notion de la rhéologie des fluides et aux principaux paramètres rhéologiques des fluides de forage, où on exposera les lois du comportement rhéologique de ces derniers. Dans le quatrième chapitre, nous aborderons les différents régimes d'écoulement, les différentes méthodes pour les identifier, l'état du nettoyage du puits et les calculs des pertes de charges dans le puits. Dans la partie expérimentale, nous déterminons le modèle rhéologique de la boue utilisée pour le forage du puits NHBHJ-1. Ensuite, on présentera le programme informatique élaboré qui contient en première partie le calcul des pertes de charge dans le puits et en deuxième partie l'optimisation des différents paramètres.

Enfin, nous terminerons notre travail de mémoire par une conclusion qui résume les principaux résultats obtenus durant cette étude ainsi que la formulation de certaines recommandations.

CHAPITRE I

ETUDE

BIBLIOGRAPHIQUE

I-1-Introduction au forage

En **1989**, à Titusville (Pennsylvanie), le pétrole jaillissait pour la première fois sur le sol des Etats Unis, d'un puits foré à **69.5 ft**. Le colonel Drake venait d'entrer dans l'histoire de l'exploitation pétrolière. Mais, même si cet événement a marqué le début industriel du forage pétrolier, il ne faut pas oublier les très nombreux puits forés bien avant pour la production d'eau.

Tous ces forages anciens, y compris celui de Drake, étaient forés par battage.

Un outil massif comparable au ciseau de sculpteurs, fixé au bout d'une tige lourde (masse tige), elle-même suspendue à un balancier, tombait sous son propre poids et débitait la roche en éclats. Le balancier animé par l'action humaine, ou animale dans les temps anciens, a profité au **XIX^e** siècle de l'avènement de la machine à vapeur. Mais quel que soit le mode d'entraînement, il fallait périodiquement débarrasser le fond du trou des déblais. Le puits était alors rempli d'eau et la boue résultant du mélange de l'eau et des débris de la roche était vidée à l'aide d'un outil cylindrique muni d'un fond en forme de clapet, ouvert à la descente et fermé lors e la remontée au treuil. Le plus profond forage par battage atteignit **2250 m** en **1918**. Ce procédé est encore parfois utilisé de nos jours pour des forages d'eau de faible profondeur.

C'est au début du siècle qu'Antony Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas) en utilisant la combinaison d'un outil rotatif et l'injection continue de boue. Depuis ce jour, cette technique est universellement utilisée et a profité des améliorations apportées par le progrès technique.

I-2-Principe du forage Rotary

La méthode Rotary consiste à utiliser des trépan à dents type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entrainant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage Rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

-) Levage du train de sonde.
-) Rotation du train de sonde et l'outil.
-) Pompage du fluide de forage.

Ce sont les masses tiges vissées au dessus de l'outil qui appuient sur celui-ci, ces masses tiges, prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage.

Elle est mise en rotation dans son ensemble grâce à la table de rotation et par l'intermédiaire de la tige d'entraînement (ou Kelly). La totalité de la garniture de forage est percée en son centre afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil. Un joint rotatif étanche (tête d'injection) doit couronner la tige d'entraînement et permettre la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieur de la garniture. Un appareil de levage est complété d'une installation nécessaire aux traitements du fluide de retour en surface, d'un stockage de tubulaires et des abris de chantier et bureaux.

En outre, il faut préciser qu'au cours de son forage, le puits est régulièrement tubé. Il est garni de tubes d'acier (casing) qui sont descendus sous leur propre poids et dont le diamètre décroît avec la profondeur. Un premier tube est posé dès que l'outil a foré les terrains de surface et il est scellé dans le trou par du ciment. Un élément de base est fixé sur l'extrémité affleurante. Tous les tubes suivants sont également scellés à leur base par du ciment et leur extrémité supérieure suspendue sur l'élément de base.

Après tubage de la première phase de forage, le forage sera poursuivi avec un outil dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur de la colonne de tube descendue. Au fur et à mesure de l'approfondissement et de la mise en place de casings dans le trou, on est conduit à utiliser des outils de diamètre de plus en plus petit.

L'élément de base sert également à l'installation des organes de sécurité tels les obturateurs de puits.

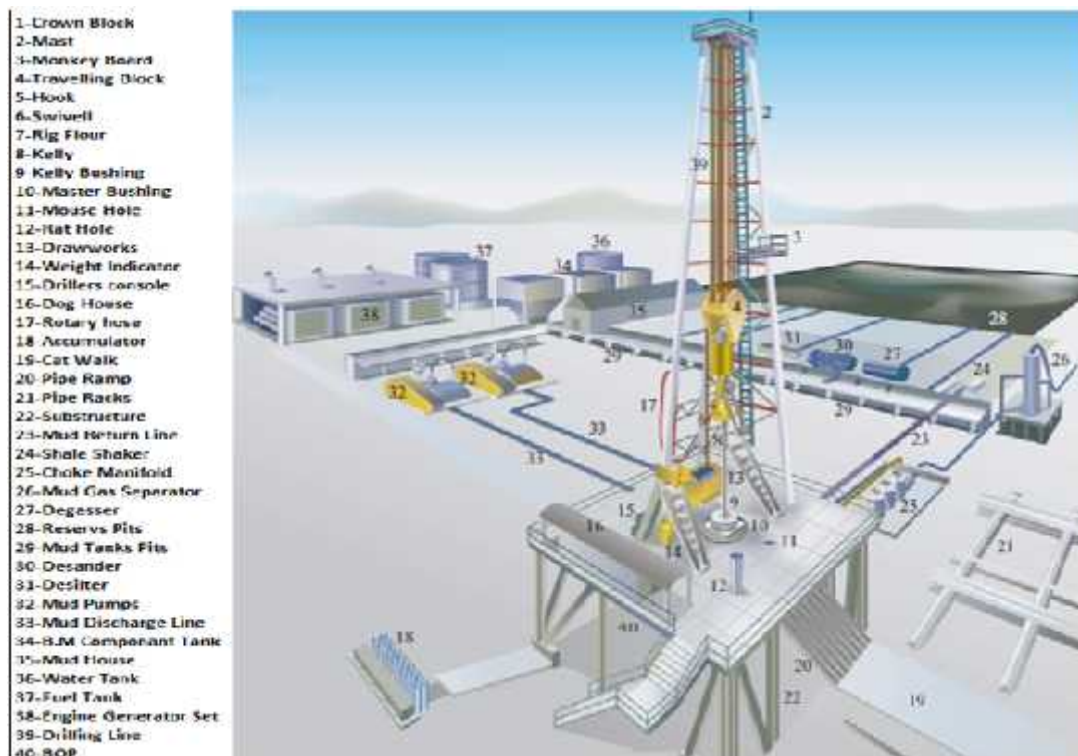


Figure I-1 : Eléments d'un appareil de forage Rotary (www.Arab-oil-NaturalGas.com)

I-3-Choix de l'appareil de forage

Il faut étudier les capacités de levage, pompage, les possibilités du quartier boue, les équipements de sécurités tels que BOP, choke, manifold, puis vérifier l'adéquation de tous ces éléments avec le programme de forage et de tubage, compte-tenu des règles de sécurité que le maître d'œuvre s'impose et du type de contrat de forage que l'on souhaite. (NGUYEN, 1993).

I-4-Fluides de forage

I-4-1-Définition

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, 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 (Darley et Gray, 1988). 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.

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 (Landriot, 1968).

I-4-2- Fonctions principales de la boue de forage

a-Suspension : L'écoulement du fluide dans les tiges de forage est parfois interrompu suite à un problème, ou pour la remontée de la garniture afin de changer le trépan. A l'arrêt du forage, les déblais en suspension dans le fluide risquent de se décanter au fond du trou, bloquant ainsi le forage. Les fluides de forage ont une propriété très intéressante qui résout ce problème. En effet, l'épaisseur ou la viscosité du fluide augmente au fur et à mesure que le fluide ralentit. Lorsque la circulation du fluide s'arrête, il se transforme en un gel épais qui retient les déblais rocheux et les empêche de tomber au fond du trou. Lorsque le fluide recommence à circuler, il se fluidifie et retrouve sa forme initiale, liquide et claire.

Remarque : Le Visplex a une propriété intéressante et inhabituelle. Il peut changer de forme (il peut se fluidifier ou s'épaissir). Cette particularité permet au fluide de forage de retenir les déblais à l'arrêt du forage. Lorsqu'il est immobile, le gel Visplex supporte le poids d'un petit rocher. Lorsque le gel est mélangé, il se liquéfie et le rocher coule.

b- Contrôle de la pression : On a tous en tête l'image populaire de pétrole jaillissant d'une installation de forage, haut dans le ciel, pendant que les ouvriers se réjouissent d'avoir trouvé du pétrole. De telles éruptions sont, en fait, assez rares et ne conduisent pas à des manifestations de joie car le but est d'extraire du pétrole d'une manière contrôlée. La boue sert à empêcher ce genre d'accidents en neutralisant la pression naturelle des fluides dans la formation rocheuse. Il faut réussir à équilibrer la pression du fluide de forage qui doit être suffisante pour contre carter la pression exercée par les formations rocheuses et par le pétrole ou le gaz, mais pas trop forte pour ne pas endommager les formations du trou. Si le poids du fluide de forage est trop élevé, la roche risque de se fracturer et le fluide de forage se répandra dans le sol. La pression d'un liquide dépend de sa densité. Des agents denses peuvent être ajoutés au fluide de forage pour augmenter sa densité et, par conséquent, pour accroître la pression exercée sur les parois du puits. La densité du liquide peut être ajustée pour satisfaire aux conditions du puits.

c- Stabilisation de la formation rocheuse exposée : Le processus de forage comprend deux phases. Le forage commence d'abord dans des roches ne contenant pas de pétrole. Le but est de se déplacer le plus rapidement possible et de parvenir à la roche contenant du pétrole, appelée « **réservoir** ». La priorité consiste à assurer la stabilité de la formation rocheuse mise à nu dans le puits tout en évitant de perdre le fluide de forage. En maintenant la pression du fluide de forage au-dessus de la pression interstitielle de la formation rocheuse, le fluide de forage a naturellement tendance à pénétrer la roche perméable de la formation. Ceci peut être évité grâce à des additifs particuliers ajoutés aux fluides de forage. Le fluide de forage peut interagir avec la roche environnante de plusieurs manières. Par exemple, si la roche renferme beaucoup de sel, l'eau dissoudra le sel et aura tendance à rendre les parois du puits instables. Un fluide à base d'huile est plus approprié dans cette situation. Les formations rocheuses à forte teneur en argile ont également tendance à être évacuées par l'eau. Ce type de formation nécessite un fluide inhibiteur pour maintenir la stabilité du puits et empêcher l'élargissement du trou ou les fuites d'eau.

Au fur et à mesure que le forage avance, le puits est garni d'un tubage en acier qui est cimenté afin de la consolider et d'offrir un passage pour remonter le pétrole à la surface lorsque le réservoir est atteint. Une fois le réservoir atteint, il arrive que la composition du fluide de forage doive être modifiée pour empêcher l'obturation des pores de la roche. Le maintien des pores ouverts permet au pétrole de circuler plus librement dans le puits jusqu'à la surface.

d-Flottabilité : Un puits peut avoir plusieurs milliers de mètres de profondeur. Une tige de forage en acier de cette longueur pèse plusieurs tonnes. L'immersion de la tige de forage dans le fluide produit un effet de flottabilité, ce qui réduit son poids et limite la tension appliquée sur le mécanisme de forage.

e- Lubrification et refroidissement : Lorsque le métal se déplace contre la roche, un échauffement produit à cause du frottement. Les fluides de forage permettent de lubrifier et de refroidir le trépan, ce qui assure un fonctionnement sans à-coups et prolonge sa durée de vie. La lubrification est plus importante lors du forage des puits très profonds ou des puits horizontaux où le frottement entre la tige de forage, le trépan et la surface rocheuse doit être réduit au minimum.

f- S'opposer aux venues d'eau, de gaz ou d'huile : La pression hydrostatique doit contrebalancer la pression exercée par les fluides contenus dans la formation forée. Cependant, en cas de débit des couches, la boue ne doit pas contaminer trop le fluide afin d'éviter de varier ses caractéristiques. Enfin, la boue doit contenir des gels suffisamment bas pour permettre le dégazage rapide en surface en cas de venues de gaz.

g- Autres fonctions

La boue doit favoriser la vitesse de pénétration de l'outil. Par la conservation du faible teneur de solide, la viscosité March la plus basse et le filtrat le plus élevé. La boue ne doit pas être corrosive. Il existe un certain nombre d'inhibiteurs de corrosion employés surtout dans la boue salée saturée.

I-4-3- Différents types de boue et constituants principaux

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation : l'air, l'eau ou l'huile **(Ryan et Chillingar, 1996)**.

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires.

Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et à fin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutées à la boue pour lui conférer les propriétés désirées.

I-4-3-1-Produits de fluide de forage

a) Produits viscosifiants

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces. Teneur en CL^- <25g/l
Argile pour eau salée (attapulгите)	Boue salée teneur CL^-	-
bio polymère	Fluidification au cisaillement	Boue a faible teneur en solide

Tableau I-1 : Produits viscosifiants du fluide de forage

b) Produits réducteurs de filtrat : servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide.

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	Viscosifiant	Boue salée saturée
CMC technique Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ++<500mg/l Et Teneur en Cl ++<30mg/l
CMC raffiné Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ++>500mg/l Et Teneur en Cl ++>30mg/l
Polymère polyanionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boue à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Huile émulsionnée

Tableau I-2 : Produits réducteurs de filtrat du fluide de forage

c) Produits fluidifiants

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin		Boues douces Teneur en Ca ++<530mg/l Et Teneur en Cl ++<20mg/l
FCL (lignosulfonate de fer et de chrome)	Réduction du filtrat Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée.	Boues douces salées Boues au FCL ph>9 Température >200 c°

Tableau I-3 : Produits fluidifiants du fluide de forage

d) Contrôle de PH

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

Tableau I-4 : Contrôle de PH du fluide de forage

e) Précipitation du calcium

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
NA ₂ CO ₃	Augmentation du rendement des argiles	

Tableau I-5 : Précipitation du calcium du fluide de forage

f) Produits alourdisants

- Baryte : densité moyenne **4.3** utilisé pour assuré à la boue une densité convenable.
- Hématite : **4.9<d<3.9**.
- Sidérite : **3.7<d<3.9** : utilisé principalement dans les fluides de complétion.
- Galène : **6.7<d<7**.
- Carbonate de calcium : **2.6<d<2.8** utilisé pour les fluides de faible densité.
- La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable le pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement

g) Produits colmatants : Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables, il existe:

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

I-4-3-2-Types de fluide de forage

I-4-3-2-1-Boue à base d'eau : C'est une boue dont la phase continue est l'eau, on y trouve trois phases distinctes :

a) Eau de fabrication

Elle peut être une eau douce contenant très peu ou de sels de sodium, calcium, magnésium ou des salée. Sa dureté dépend des deux derniers éléments.

La dureté de l'eau diminue sa rentabilité. Pour faire face à ce problème, des quantités de soude caustique ou de carbonates de soude sont ajoutées afin d'adoucir cette eau. L'eau de fabrication peut être plus ou moins salée de **7 à 35g/l**. Elle peut être également salée saturée i.e. **318g/l** de **NaCl** et avoir une densité voisine de **1.2**. On peut y 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.

b) Argiles

Dans ce type de boue, les argiles sont utilisées pour augmenter la viscosité et réduire le filtrat. Les argiles les plus couramment utilisés sont du type Montmorillonite (de Montmorillon de Vienne) et sont connus sous le nom « **bentonites** ». L'argile peut provenir de la formation le long du forage et faire augmenter dangereusement la viscosité de la boue. Ceci peut être contourné par l'addition de produits fluidifiants et inhibiteurs de gonflement, ajout d'eau, centrifugation, etc...

c) Solides inertes

Ils n'agissent que par effet de masse. On peut citer le sulfate de baryum **SO₄Ba** (ou barytine) connu sous le nom « **baryte** », employé pour augmenter la densité.

I-4-3-2-2-Boue 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 (**Lummus et al., 1953**).

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 (**IDF, 1988**). Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou **OBM**.

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur

l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole.

A. Boues à l'huile

) Caractéristiques

- La boue à l'huile cause un minimum de dommages dans les couches productrices.
- Elle possède des caractéristiques nécessaires au bon déroulement du forage.
- Faible filtration.

) Domaine d'utilisation

- Forage et carottage des réservoirs
- Reprises et entretien des puits producteurs.
- Forage des zones difficiles en présence d'un fluide à base d'eau (argiles gonflantes, problème de coincement, etc...).

) Composition courante

Huile de base **90 à 95%** du volume dont les caractéristiques :

- Densité.
- Point éclair
- Indice d'acidité.
- Point d'aniline.
- Eau : **2 à 5%** permet d'adapter les caractéristiques générales de la boue. Elle est émulsionnée.
- Agents plastifiants : pour contrôler la filtration et la viscosité, on ajoute de produits tels que :
- Asphalte soufflé.
- Argile organophile
- Noir fumée.
- Agents émulsionnants et stabilisants.
- Agents fluidifiants.
- Alourdissants : **$CaCO_3$** , **$BaSO_4$** , galène.
- Agents de neutralisation de l'eau.

) **Avantages**

Les avantages de ce type de boues sont :

- Le contrôle aisé des caractéristiques en absence de venues d'eau ou de brut.
- L'insensibilité aux contaminations.
- Cake très mince.
- La possibilité de forer à une densité proche à 1.
- La réduction des frottements de la garniture avec les parois.
- L'augmentation des durées de vie des outils à molettes.
- La suppression de collage par pression différentielle.
- La meilleure récupération en carottage.
- L'augmentation de la productivité.
- L'endommagement moindre de la formation.

) **Inconvénients**

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- Les risques de sédimentation des alourdissements.
- Les risques d'incendie.
- La détérioration des caoutchoucs non spécifiques aux hydrocarbures.
- La difficulté pour déceler la présence d'huile dans les déblais.
- Certaines méthodes de diagraphe instantanées et différées ne sont pas applicables.
- Le prix de revient élevé.

B. Boues inverses

) **Caractéristiques :**

Ce sont les mêmes que celles des boues à base d'huile mais permettent de pallier à certains inconvénients.

) **Domaine d'utilisation :**

- grande épaisseur de sel ou anhydrite.
- Problème de forage à haute température.
- Problème de déviation.
- Forage à faible température atmosphérique.

) **Avantages**

Les mêmes que la boue à base d'huile mais :

- Les risques d'incendie sont moindres.
- Le prix de revient est moins élevé.
- Le traitement de surface est plus facile.

I-4-3-2-3- Mousses et boues à l'air :

C'est l'air qui est injectée à la place de la boue avec les caractéristiques suivantes :

- Vitesse de remontée de 900 *m/min*.
- Vitesse d'avancement très importante car la pression est négative sur le front de taille.
- Pas d'envahissement des formations traversées.
- Nécessité d'un obturateur rotatif en tête de puits.
- Impossibilité de forage en cas d'une venue d'eau.

A. Mousses

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.

) **Avantages**

- Capacité de nettoyage de puits plus performante.
- Mousse stable vis-à-vis des venues d'eau.
- Faible pression hydrostatique exercée au fond.

) **Inconvénient :**

Mousse stable donc pratiquement impossible de la traiter en surface en continu.

B. Boue à base d'eau aérée

Perte de conservation en partie les avantages sur la vitesse d'avancement et la plus faible usure des outils, tout en ayant la possibilité de contrôler des venues faibles dans le puits.

I-4-4-Propriétés des fluides 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 (Ryan et Chillingar, 1996)**.

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.

I-4-4-1-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 (Stroud, 1925)**. La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante :

$$P = \frac{h_c * d}{1} \quad \text{Equation (I-1)} \quad (\text{Garcia et Parigot, 1968})$$

Avec :

P: Pression de la formation (kgf/cm²).

h_c: Profondeur de la couche traversée (m).

d: Densité de la boue.

A cause de cette pression de contre -balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration, de faible épaisseur, appelé cake, est formé sur les parois du trou foré. Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (**Peysson, 2004**).

I-4-4-2-Propriétés rhéologiques

Une littérature assez développée existe au sujet du comportement rhéologique des fluides de forage. Les fluides de forage sont souvent des suspensions colloïdales qui ont un comportement complexe et variable suivant leur composition et les conditions d'utilisation (**Garcia et Parigot, 1968; Forage Rotary, 1972**). Ce sont le plus souvent des fluides non-newtoniens, visqueux ou viscoélastiques, éventuellement thixotropes (**Nguyen, 1993**).

De nombreux modèles rhéologiques ont été proposés et traités dans l'industrie pétrolière, par plusieurs auteurs (**Prandtl, 1928; Philippoff, 1935; Eyring, 1936; Sisko, 1958; Cross, 1965; Sutterby, 1966; Ellis et al., 1967; Taylor et Smalling, 1973; Robertson et Stiff, 1976; Graves et Collins, 1978; Lauzon et Reid, 1979; Gavignet et Wick, 1987; Hemphill et al., 1993; Bailey et al., 1996; Al-Zharani, 1997**).

L'objectif principal des études rhéologiques est de caractériser et de quantifier les effets des Interactions entre particules sur les propriétés macroscopiques de suspensions (**Buscall et White, 1974**). Les hauts polymères possèdent la capacité d'augmenter fortement la viscosité du fluide dans lequel ils sont dissous même à très faible concentration.

Suivant la composition des fluides, les courbes d'écoulement des fluides de forage peuvent être de plusieurs types dont et les plus usuels sont le modèle le plus simple de Bingham et le modèle en loi de puissance (**Parigot, 1968**).

-Selon **Versan Kok et Alikaya (2004)** le modèle en loi de puissance décrit bien le comportement des systèmes de fluides KCl/polymères.

-Selon **Tschirley (1983)** la majorité des fluides de forage obéit aux modèles de Bingham (**Lauzon et Reid, 1979**), d'Ostwald-de Waele, de loi de puissance (**Lauzon et Reid, 1979**) ou bien de Robertson-Stiff (modèle pseudoplastique à seuil) (**Robertson et Stiff, 1976**).

Les boues de forage, souvent décrites comme des fluides rhéofuidifiants et thixotropes à seuil, ont une structure interne susceptible de se modifier selon les conditions d'écoulement et/ou de cisaillement, et pouvant mener à des phénomènes non homogènes au sein du matériau. Dans leur travail de caractérisation des fluides de forage par Imagerie à Résonance Magnétique (IRM) **Coussot et al, (2004)** ont montré qu'au-dessus d'un gradient de vitesse critique, les fluides présentent un comportement rhéofluidifiant avec seuil d'écoulement apparent, et qu'au-dessous de ce gradient critique, on observe un comportement visqueux simple sans seuil d'écoulement.

L'utilisation de l'IRM montre qu'en fait, au-dessous de ce gradient critique, un écoulement stable n'est pas possible, la déformation se localise dans une zone dont la dimension peut dépendre de la taille des éléments constitutifs.

Le comportement rhéologique apparent observé lors des mesures rhéologiques conventionnelles est donc la signature de cette zone cisailée et ne représente pas le comportement du matériau dans son ensemble.

Du point de vue équipement, plusieurs travaux (**Bingham, 1916; de Waele, 1923; Farrow et Lowe, 1923; Ostwald, 1925**) ont établi des modèles d'écoulement des fluides de forage en utilisant des viscosimètres rotatifs spécifiques. L'API recommande l'utilisation du viscosimètre **Fann 35 A**. Dans le cas des forages profonds, l'échec de la prévision des propriétés des fluides par simulation numérique est dû à une mauvaise connaissance de la variation des propriétés des fluides en fonction de la température (**Beirute, 1991**). Face à cette situation, la technologie des fluides de forage a été aussi suivie par un développement important d'outils d'évaluation et de contrôle.

Dans le cas des forages profonds à haute température, on note la commercialisation de viscosimètres travaillant sous haute pression et à haute température (**Fann 50C**).

Les caractéristiques les plus utilisées et recommandées par l'API sont la viscosité, la contrainte seuil et la thixotropie.

a) Viscosité

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides. D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité (exprimées en cP) : une viscosité apparente (**VA**) et une viscosité plastique (**VP**) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme.

Le rhéomètre utilisé est de type Couette (cylindres concentriques rotatifs). C'est la classe de rhéomètres la plus fréquemment utilisée où la substance étudiée est emprisonnée entre deux cylindres de révolution, coaxiaux, de rayons distants de quelques mm.

Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire ω , l'autre cylindre demeurant immobile.

La substance se décompose en couches cylindriques coaxiales, animées de vitesses angulaires différentes, variant continûment de 0 (pour la couche en contact avec le cylindre fixe) à ω (pour la couche en contact avec le cylindre mobile). Par suite du mouvement relatif des couches les unes par rapport aux autres, il apparaît en tout point de l'échantillon une vitesse de cisaillement et une contrainte de cisaillement.

Sur chantier, les outils disponibles pour contrôler la rhéologie de la boue sont de deux types. Le premier est le viscosimètre Marsh, outil encore très largement utilisé, le deuxième est un rhéomètre **Fann 35**, réalisant une mesure de contrainte pour **2** ou **6** valeurs du cisaillement selon les appareils. D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température, il est donc nécessaire de mesurer ou de prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions (**Nguyen, 1993**). D'où l'importance de l'utilisation de rhéomètres travaillant à haute pression et haute température, type « **Fann70 (20000 Psi/500 °F)** » et d'appareils de filtration, type « Dynamic Filtration System: **Fann Model 90 (2500 Psi/500 °F)** ».

b) Contrainte seuil

Les solides présents dans la boue de forage influencent un paramètre autre que la viscosité plastique, qui est la contrainte seuil (exprimée en **Pa** ou en **lb/100 ft²**), plus connue sous le nom de "**yield value**" ou "**yield point**".

La contrainte seuil représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules. C'est une mesure dynamique.

La contrainte seuil dépend du type des solides présents et de leurs charges de surface respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.

c) Gels et thixotropie

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit non instantané et réversible.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "**gel 0**" et le "**gel10**". Le **gel 0** représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés à l'aide du viscosimètre **Fann35** à une vitesse de **3 tr/min** et exprimé en **lb/100ft²**.

Le **gel 10** représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

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

La connaissance des propriétés rhéologiques est d'une grande importance pour la résolution des problèmes de forage et permet de recommander et de prévoir le comportement des fluides au cours du forage. Il faut souvent arriver à un compromis entre les caractéristiques des fluides. Une viscosité maximale améliore la mise en suspension des déblais et réduit l'infiltration et l'érosion, tandis qu'une faible viscosité facilite le pompage du fluide, améliore la lubrification et réduit les pertes de charges, accélérant ainsi l'avancement du forage. De plus, une valeur importante de contrainte seuil permet le bon nettoyage du trou et la mise en suspension des solides.

Dans le cas des puits fortement déviés ou horizontaux, les "**cuttings**" se déposent plus rapidement que dans les puits verticaux, par conséquent, ils s'accumulent, formant un lit qui atteint un état stationnaire. Ce dépôt de cuttings engendre des problèmes de couple ("**torque**") surtout lors des manœuvres de remontée sans rotation ou circulation. Diverses solutions sont possibles telles que :

i) une augmentation de la vitesse annulaire, celle -ci doit être maintenue aussi élevée que possible dans les puits fortement déviés, mais le régime d'écoulement doit être laminaire pour une inclinaison inférieure à **45°**.

L'épaisseur du lit de cuttings croît avec l'inclinaison du puits jusqu'à atteindre un état stationnaire.

Néanmoins, il décroît lorsque le débit augmente. Au delà d'un certain débit critique, l'épaisseur du lit de cuttings est pratiquement nulle.

ii) une augmentation de la densité de la boue, celle -ci entraîne l'amélioration du nettoyage du trou et la diminution du débit requis pour nettoyer le trou.

iii) une augmentation de la contrainte seuil, qui permet d'améliorer le nettoyage de l'annulaire (pour un régime laminaire). Pour un angle supérieur à **70°** l'effet de **YP** décroît.

iv) une augmentation du rapport **YP/PV**, qui permet d'améliorer le nettoyage du trou.

v) une réduction du gel car une boue thixotrope associée à la non-rotation entraîne la formation d'une couche de fluide quasiment immobile au fond du trou, d'où la rétention des cuttings (principalement des fines).

I-4-4-3-Propriété de filtration des fluides de forage

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

- Si le diamètre des pores est supérieur à celui des argiles en suspension, la formation absorbera le fluide dans son intégralité. Le cas extrême est celui des pertes totales où le débit du fluide est entièrement absorbé par la formation, il n'y a donc aucun retour de boue en surface.
- Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments en suspension, il y a filtration, c'est-à-dire dépôt de ces éléments sur la paroi (constitution du «**cake** ») et envahissement de la formation par le liquide de base (filtrat). C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration. (Khodja ,2008).

I-5-Pertes de charge

I-5-1-Définition

On appelle perte de charge la différence de pression entre deux points d'une conduite horizontale, dans laquelle un fluide est en circulation.

Les pertes de charges résultent d'une perte d'énergie dans la conduite due aux frottements générés par l'écoulement :

- _ Frottements internes, dus au fluide,
- _ Frottements externes sur les conduites.

Elles dépendent :

- _ Du régime d'écoulement,
- _ De la nature du fluide en mouvement,
- _ De la loi d'écoulement à laquelle il obéit,
- _ De la géométrie de la conduite.

Le calcul de la perte de charge se fait en fonction du régime d'écoulement on distingue trois régimes d'écoulement : laminaire, turbulent et en bouchon.

I-5-2-Pertes de charge en régime laminaire

Dans ce régime, les éléments du fluide se déplacent parallèlement à la direction de l'écoulement, avec une vitesse propre. Pour l'écoulement dans un tube cylindrique, la vitesse est maximale le long de l'axe du tube et nulle aux parois.

Pour calculer les pertes de charges dans ce régime, il est nécessaire de choisir préalablement le modèle qui se rapproche le plus du comportement réel du fluide considéré, et d'en déterminer les caractéristiques (**viscosité**, **yield value**, paramètre **K** ou nombre **n**). Ces caractéristiques mesurées dans les conditions de surface sont différentes dans les conditions de fond où pression et température peuvent parfois atteindre des valeurs très élevées.

I-5-3-Pertes de charge en régime turbulent

Le régime turbulent est caractérisé par la formation de petits tourbillons répartis dans tout le liquide.

I-5-4-Ecoulement en bouchon

Dans l'écoulement en bouchon [plug flow], le fluide se déplace le long du tube comme un bouchon. Sur un plan perpendiculaire à la direction de l'écoulement, la vitesse est constante. (Slimani et Souissi, 2004).

I-5-5-Effets des pertes de charge

L'augmentation des pertes de charge dans le puits cause une augmentation de pression de fond, cette dernière peut augmenter les interactions entre les particules colloïdales, ce qui fait augmenter la viscosité.

La pression a moins d'effet lorsque le fluide est à base d'eau, contrairement aux fluides à base de huile.

Une pression assai élevée peut aussi engendrer :

- Pertes totales ou partielles de circulation.
- Fracturation au niveau des formations fragiles.
- Endommagement des équipements de surface (surtout les pompes de forage lorsque elles dépassent leur pression maximale de travail). (**AVA DRILLING FLUIDE MANUAL**)

Pour cela le foreur doit toujours suivre une méthode de travail bien définie, qui est représentée par un programme hydraulique élaboré en fonction du diamètre du trou et de la profondeur, tel que :

Par exemple, si on démarre le forage avec un diamètre de 17''1/2, le débit doit être important pour évacuer la grande quantité des déblais. La pression de refoulement est moins importante, puisque les **pertes de charges sont faibles**.

Par contre, pour forer les phases à grande profondeur ($12^{1/4}$ ”, $8^{1/2}$ ”, 6 ”) le débit est faible puisque l’avancement est faible et la quantité de déblais est faible, tandis que la pression de refoulement est très importante, compte tenu de la grande profondeur et des diamètres très réduits (qu’on ne peut pas généralement les modifier) causant des **pertes de charge importantes**. Pour cela la minimisation de ces dernières est assurée par la modification des paramètres hydrauliques et rhéologiques de la boue de forage qui représentent des facteurs ajustables. Ces paramètres sont définis dans le **Chapitre III** et le **Chapitre IV**.

CHAPITRE II

PRESENTATION GEOLOGIQUE DE LA REGION DE HMD

II-1-Présentation du champ de Hassi Messaoud

II-1-1-Historique du champ

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société “SN REPAL” implante le **16 Janvier 1956**, le premier puits **MD1**, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à **3338m** comme étant producteurs d’huile.

En **mai 1957**, la société “CFPA” réalise un puits Om1 à environ **7Km** au Nord-Nord-Ouest du puits **MD1**, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en **1958** avec **20** puits d'exploitation.

Dés lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de **950** puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d’eau, fracturation, acidification, etc...).

II-1-2-Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ **850 km** au Sud-Sud-Est d'Alger, à **280 km** au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de HassiR'Mel et à **350 km** à l'Ouest de la frontière tunisienne. Il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est

Y = [110.000 - 150.000] Nord

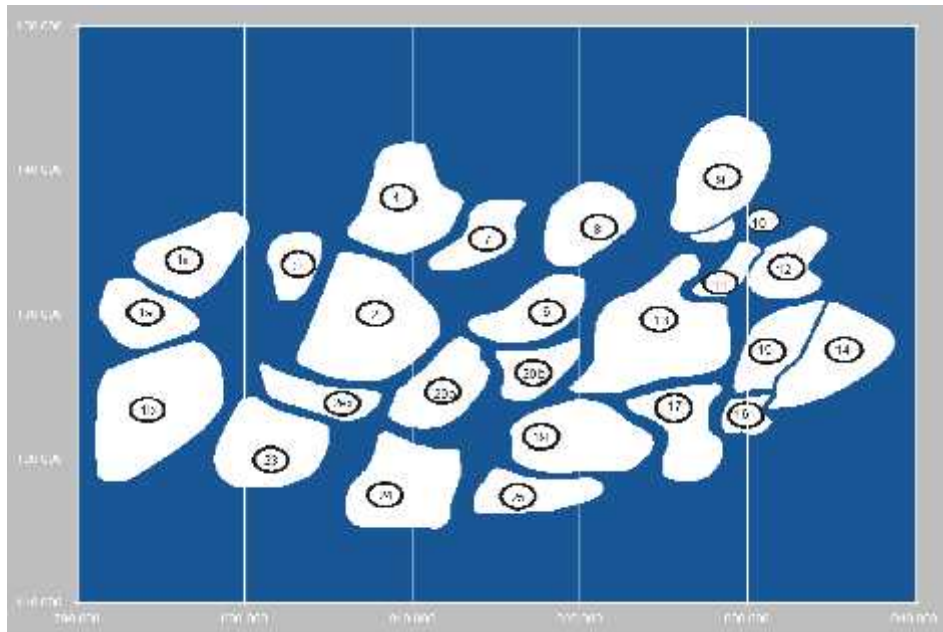
La concession sur laquelle se trouve Hassi Messaoud, dont la superficie est de l'ordre de **2200 km²**, avait été octroyée le **1^{er} Novembre 1961**, à l'association SN.REPAL - C.F.P.A.

La C.F.P.A détenait **51%** et la SN.REPAL **49%**.

II-1-3-Zones et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d’extension variable. Ces zones

sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toute fois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.



Figur II-1 : Zones de production

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

) **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, **Ex : Omn 43**.

O : majuscule, permis de Ouargla.

m : minuscule, carreau de **1600 km²**.

n : minuscule, carré de **100 km²**.

4 : abscisse, et **3** : ordonnée.

) **Champ Sud** : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à **1,250 km** et harmonisée avec les coordonnées Lambert. **Ex: Md10 (33) –15**.

II-1-4-Description de la série sédimentaire

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par la figure suivante :

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN		350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN		280	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN		180	Argile, marne, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grès, argile		
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>			0.92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	R1		50	Grès isométriques, fins, silteux	
		Ra		120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2		100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3		300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN			45	Grès argileux rouges	
	S O C L E				Granite porphyroïde rose	

Figure II-2 : Coupe stratigraphique type

II-1-5-Analyse des problèmes géologiques attendus

Les problèmes rencontrés lors du forage à Hassi Messaoud sont généralement liés à :

- La nature des terrains traversés.
- Le régime de pression.
- Les caractéristiques et type de boues utilisées.

Parmi ces problèmes on a :

) **perte et éboulement**

Le problème est très fréquent dans 4 étages

- Mio-pliocène : Les pertes en lieu dans l'ensemble des formations sableuses.
- sénonien : Perte totale au niveau des calcaires.
- turonien : Les calcaires fissurés peuvent donner lieu à des pertes
- trias argileux gréseux : craquage de la formation sous l'effet de densité de boue nécessaire pour résister à l'éruption des eaux chlorurées calciques du lias, le fluage d'argile de trias argileux peut provoquer le craquage des formations gréseuses entraînant des pertes totales et des coincements.

) **Problème de l'eau chlorurée calcique**

A partir du Lias quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment une eau salée de chlorure dont sa teneur est de **320g** à **360g** CaCl_2 émulsionnée de gaz combustible. La pression statique est très élevée de l'ordre de **575kgf/cm²**, les venues sont maximales au centre de champ dans la région. Ces problèmes ne peuvent être résolus que par l'emploi des boues à forte densité **2.1 à 2.15** ce qui favorise le craquage des formations de Trias argileux gréseux engendrant des pertes de boue.

(RAPPORT D'implantation NHBHJ-1)

II-2-Présentation du puits NHBHJ-1

II-2-1-Introduction

Le forage **Nord Hassi Belhadj-1 (NHBHJ-1)** s'inscrit dans le cadre d'un programme d'exploration des réservoirs triasiques et ordoviciens de la structure de Hassi Bel Hadj déjà mise en évidence par le puits **HBHJ -1**, réalisé en **2007**, et dont les résultats ont montré un intérêt très prometteur au droit du réservoir Trias (Série Inférieure) avec un débit d'huile de **1.60m3/h** et une faible production d'huile de **0.6 m3** dans l'Ordovicien (Grés d' Ouargla).

II-2-2-Fiche technique du puits NHBHJ-1

Nom du puits	NORD-HASSI-BELHADJ-1
Sigle	NHBHJ-1
Situation	Périmètre Touggourt II
Catégorie	Exploration
Coordonnées géographiques	X: 06°47'20.90'' E Y: 32° 08' 37.13'' N
Coordonnées UTM (31)	X: 857470.985 Y: 3562381.906 Zs= 130.047m Zt=139.047m
Point Location Sismique (Survey 2012 _3D-HBHJ)	IL 1978 XL 6094
Objectifs	Trias : Série Inférieure Ordovicien : Quartzites de Hamra+ Grés Ouargla
Profondeurs	Trias (SI) : +/- 3998m Ordovicien: (Grés Ouargla +/-4083 Quartzites de Hamra : +/- 4183m)
Profondeur finale	+ / - 4305 m
Appareil de forage	GWDC -112

Tableau II-1 : Fiche technique du puits NHBHJ-1

II-2-3-But du forage

Le forage Nord Hassi Belhadj-1 (NHBHJ-1) est implanter dans le but de confirmer l'extension vers le Nord de la découvertes d'hydrocarbures au puits HBHJ-1 dans les réservoirs Trias (Série Inférieure) et Ordovicien (Grès de Ouargla+Quartzites de Hamra) sur la structure HBHJ-1 du réservoir Ordovicien (GO+QH) productif à RAA-2 (19.5m³/h). Il sera implanté à 2.1 Km au Nord Est du puits HBHJ-1.

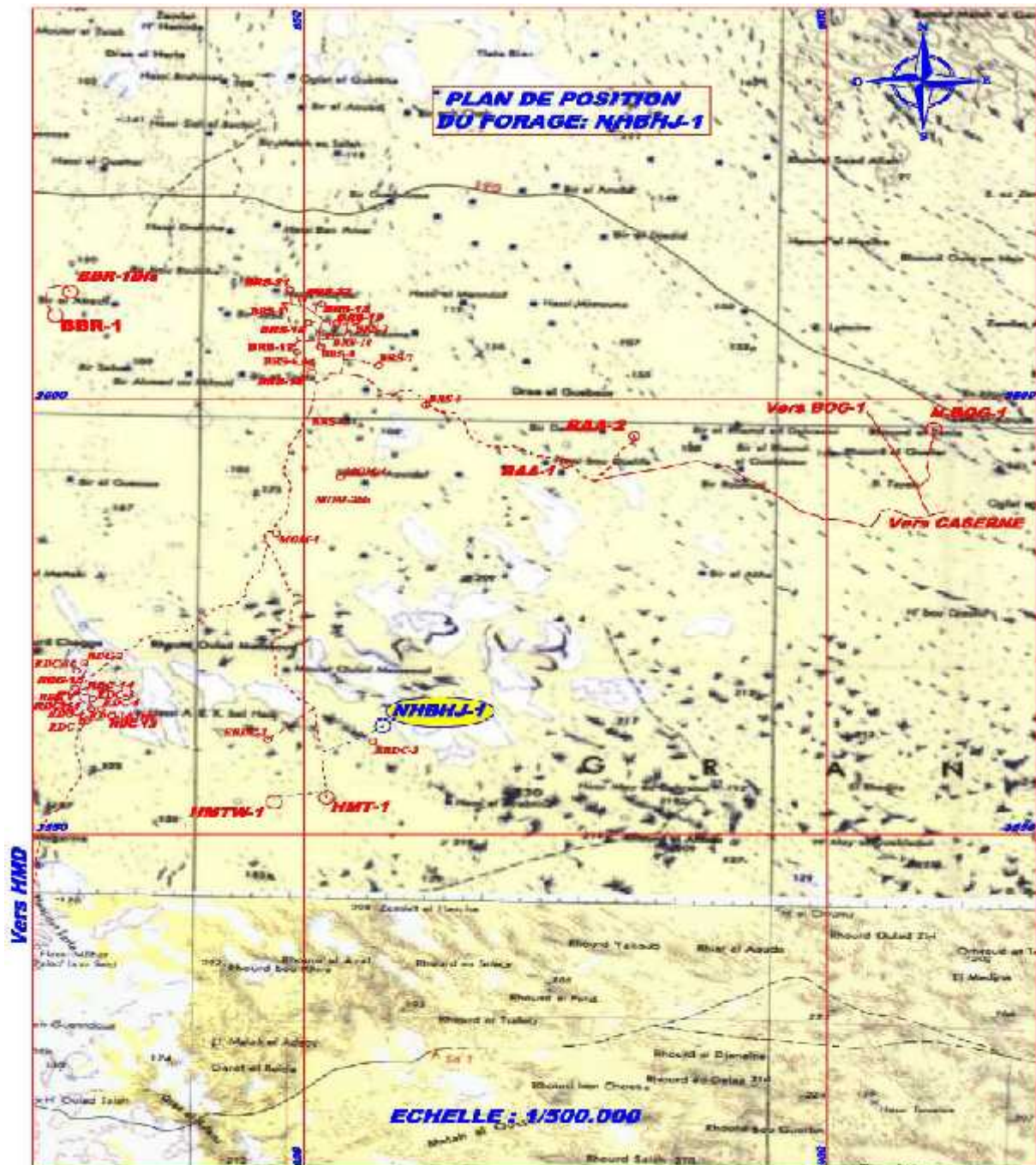


Figure II-3 Plan de position du forage NHBHJ-1
(Programme de forage NHBHJ-1)

II-2-4-Aspect géologique

II-2-4-1-Cadre géologique global

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable (Sud du gisement de Bir Sbaa (**BRS**) et Mouiat Oulad Messaoud (**MOM**) lui conférant ainsi un intérêt tout particulier ; ajouter à cela la découverte d'huile obtenue dans les puits **Hassi Bel Hadj (HBHJ-1)** dans les réservoirs Trias (Série Inférieure) et Ordovicien (Grès d'Ouargla+Quartzites de Hamra) ;Rahlet El Aouda-1 (**RAA-1**) et récemment Rahlet El Aouda-2 (**RAA-2**).

II-2-4-2-Cadre structural local

L'image structurale actuelle de cette partie du Bassin témoigne d'une histoire géodynamique assez profonde avec des évènements tectoniques majeurs qui ont profondément affecté l'épaisse couverture sédimentaire de la région.

II-2-4-3-Caractéristiques de la structure de NHBHJ-1

La structure de NHBHJ mise en évidence par l'interprétation sismique 3D-HBHJ se situe dans la partie Est de la zone d'étude, c'est un horst anticlinal de direction NE-SW bordé de part et d'autre par deux (02) failles de direction NE-SW.

La structure de NHBHJ, présente une superficie de l'ordre de 82 Km² et une amplitude de 60m.

Le puits NHBHJ-1 aura pour objectif principal le Trias (Série Inférieure), quant à l'Ordovicien (Grès d'Ouargla + Quartzite de Hamra), il constituera l'objectif secondaire.

II-2-4-4-Prévisions litho – stratigraphiques

1) Dépôts Cénozoïque :

) **Mio-Pliocène** : (11-151)

Sable translucide à jaunâtre, fin, moyen à grossier, mal classé à sub-arrondi, passant à des grès blanc, avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.

) **Eocène** : (151-191).

2) Dépôts Mésozoïque :

a) **CRETACE** : (191 -1689m)

) **Sénonien** : (191 - 621m)

Sénonien Carbonaté : (191 - 371m) (épaisseur 180m)

Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

Sénonien Anhydritique : (371 - 621m) (épaisseur 250m)

Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.

Sénonien Salifère : Absent dans la région

) **Turonien** : (621 - 716m) (épaisseur 95m)

Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

) **Cénomanién** : (716 - 886m) (épaisseur 170m)

Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

) **Albien** : (886-1121m)(épaisseur 235m)

Grès fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

) **Aptien** : (1121-1151m) (épaisseur 30m)

Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige microcristalline, dure.

) **Barrémien** : (1151-1461m) (épaisseur 310m)

Grès blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

) **Néocomien** : (1461- 1689m) (épaisseur 228m)

Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grès gris – blanc à beige.

b) **JURASSIQUE** : (1689 - 3577m)

) **Malm** : (1689- 1964m) (épaisseur 275m)

Alternance de grès gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite.

) **Dogger** : (1964 – 2176m)

Dogger Argileux : (1964 - 2049m) (épaisseur 85m)

Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

Dogger Lagunaire : (2049 - 2176m) (épaisseur 127m)

Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.

) Lias : (2176- 2647m)

Lias Anhydritique (LD1 + LS1) : (2176-2581m) (épaisseur 405m)

Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.

Lias Salifère (LS2 + LD2) : (2581 - 2647m) (épaisseur 66m)

Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun rouge de marne et de dolomie.

Horizon “ B ” (LD3) : (2647 - 2682m) (épaisseur 35m)

Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

Lias S1 + S2 : (2682 - 2957m) (épaisseur 275m)

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

Lias S3 :(2957- 3497m) (épaisseur 540m)

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

Lias Argileux supérieur : (3497 - 3577m) (épaisseur 80m)

Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

c) TRIAS : (3377-3963m)

Trias S4 : (3577 - 3757m) (épaisseur 180m)

Alternance de sel massif blanc, translucide parfois rosâtre et d'argile grise à gris – verdâtre et brun –foncé à brun –rouge, indurée, silteuse.

Présence d'anhydrite blanche pulvérulente.

Trias argileux inférieur :(3757 – 3782m) (épaisseur 25m)

Argile brun – rouge à brune et gris –verdâtre, indurée, silteuse à inclusion et présence d'anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, Translucide et de grés blanc, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

Trias T2 +T1 :(3782- 3882m) (épaisseur 100m)

Argile brun – rouge à brune et grise à gris- verdâtre, indurée, silteuse, dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations de grés brun- rouge, très fin à fin, sub-anguleux à sub-arrondi, micacé, argileux à argilo dolomitique, moyennement dur...

Trias « Série inférieure » : (3898- 3963m) (épaisseur 65m)

L'unité principale du Trias est la Série inférieure (Trias argilo gréseux inférieur) C'est une alternance argilo gréseuse gisant directement sur la Discordance Hercynienne.

Argile brun rouge et vert, tendre à indurée légèrement carbonaté ; présence de roche éruptives gris sombre (16m), à gris brun, et de grés brun rouge, fin à moyen, moyennement dur.

3) Dépôts Paléozoïques :

a) ORDOVICIEN : (3963 – 4300m)

) **Silurien :**(3963-4023m) (épaisseur 60m)

Argile gris foncé, silteuse, indurée charbonneuse, micacée.

) **Dalle de M'kratta :**(4023-4033m) (épaisseur 10m)

Argile grise à gris foncée silteuse avec intercalation de grès fin à grossier.

) **Argiles Microconglomératiques :** (4033 - 4083m) (épaisseur 50m)

Argiles grises à gris brun, indurée silteuse, micacée avec fines passées de grés gris brun très fin localement glauconieux.

) **Grés d'Ouargla :**(4083 - 4183m) (épaisseur 100m)

Alternances de grès gris clair, très fin moyennement dur, micacé, à ciment argileux, fines passées d'argile gris foncée silteuse, indurée.

) **Quartzites de Hamra :** (4183 - 4248m) (épaisseur 65m)

Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d'argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée.

) **Grés d'El Atchane :** (4248 - 4273m) (épaisseur 25 m)

Grés gris –blanc à gris verdâtre, très fin à fin, glauconieux, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile gris noir à noire, indurée, silteuse et feuilletée.

) **Argile d'El Gassi :** (4273 - 4300m) (épaisseur >27 m)

Argiles grises à gris foncé, induré, silteuse et micacée.

II-2-4-5-Architecture Graphique du puits

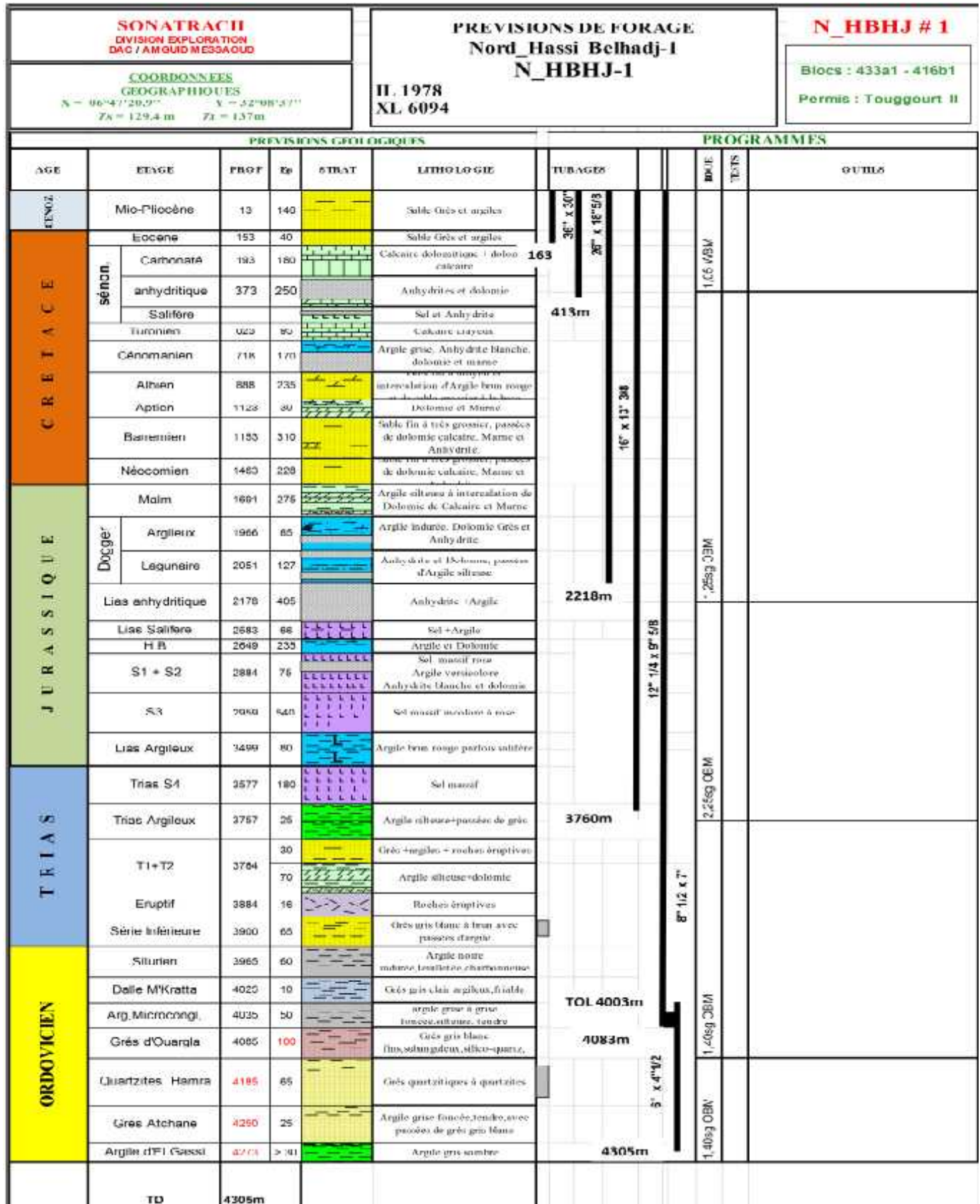


Figure II-4 : Architecture graphique du puits NHBHJ-1 (Programme de forage NHBHJ-1)

II-2-5-Système Pétrolier

II-2-5-1-Piège

La structure de NHBHJ-1 est définie comme étant un piège de type structural mixte et stratigraphique présentant une structuration similaire à celle de (structuration Hercynienne avec une composante Mésozoïque Autrichienne de moindre importance).

Le top du réservoir Grés d'Ouargla à NHBHJ-1 se situerait à (-3946m) soit 10m plus haut par rapport à HBHJ-1 et 27m plus haut par rapport à RAA-1.

Le top du réservoir Quartzites de Hamra à NHBHJ-1 se situerait à (-4046m) soit 60m plus bas par rapport à HBHJ-1 et 43m plus bas par rapport à RAA-1.

Le top du réservoir Trias (Série Inférieure) se situerait à (-3761m) soit 09m plus bas par rapport à HBHJ-1 et 77m plus haut par rapport à RAA-1.

II-2-5-2-Réservoirs

L'étude des réservoirs est faite par une corrélation avec des puits voisins :

a) Trias

Lithologie : Ce sont des grés gris blancs à gris clair, rarement à brun rouge moyens à grossiers silico-argileux moyennement consolidés.

) Trias « Série Inférieure » : HBHJ-1

Epaisseur totale Moyenne (m)	Epaisseur utile (m)	Porosité %	Perméabilité (mD)	Sw %
28	11	11	-	30

Tableau II-2 : Caractéristiques du Trias « Série inférieure » du HBHJ-1

) Trias « Série Inférieure » : RAA-1

Epaisseur totale Moyenne (m)	Epaisseur utile (m)	Porosité %	Perméabilité (mD)	Sw %
14	5	10	-	18

Tableau II-3 : Caractéristiques du Trias « Série inférieure » du RAA-1

b) Ordovicien :

- (Grés d'Ouargla)

Lithologie : Ce sont des grés blanc fins à très fin silico quartzitiques compact. Passées d'argiles gris noir indurée, feuilletées, silteuse.

- (Quartzites de Hamra)

Lithologie : Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de tigillites ; présence de fissures sub-verticales à sub-horizontales semi ouvertes à fermées.

Grés d'Ouargla: HBHJ-1

Epaisseur totale Moyenne (m)	Epaisseur utile (m)	Porosité %	Perméabilité (mD)	Sw %
99	36	7	-	28

Tableau II-4 : Caractéristiques du Grés d'Ouargla du HBHJ-1

Quartzites Hamra : RAA-1

Epaisseur totale Moyenne (m)	Epaisseur utile (m)	Porosité %	Perméabilité (mD)	Sw %
55	28	7	-	38

Tableau II-5 : Caractéristiques du Quartzites Hamra du RAA-1

) Résultats pétroliers :

Le Trias (Série Inférieure) est productif d'huile dans le gisement de Rhourde Chegga (RDC1), ainsi que dans le puits HBHJ-1, avec des débits successifs de 26 m³/h et 1.6 m³/h d'huile. Ce réservoir constitue l'objectif principal tandis que l'objectif secondaire sera l'Ordovicien (Grés d'Ouargla + Quartzites de Hamra) productif d'huile à HBHJ-1 et RDC-4.

II-2-5-3-Couvertures

La couverture régionale est assurée par les argiles micro-conglomératiques pour les réservoirs ordoviciens, alors que localement les argiles du Trias argileux inférieur constituent une couverture pour le réservoir Triasique (Série Inférieure).

II-2-5-4- Roche mère et migration

La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone s'effectue le long de la Discordance Hercynienne à travers les grés du Trias (SI) et les failles. **(RAPPORT D'implantation NHBHJ-1)**

CHAPITRE III

ETUDE

RHEOLOGIQUE

III-1-Rhéologie des fluides de forage

III-1-1-Définition

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière. Elle a pour objet d'analyser les comportements mécaniques des substances et d'établir leurs lois de comportement.

La rhéologie englobe de nombreuses disciplines fondamentales telles que la résistance des matériaux, la mécanique des fluides, la plasticité, ...

Il est possible de classer les matériaux en fonction de leur comportement :

- Il existe des corps très déformables ou fluides qui prennent une déformation finie sous l'effet d'une pression hydrostatique, et un écoulement indéfini sous l'effet d'une contrainte de cisaillement même faible.
- Il existe des corps peu déformables ou solides qui ont une déformation finie quelle que soit la nature de la contrainte, au moins jusqu'à un certain seuil de contrainte
- Il existe des matériaux (les plus courants) qui sont compris entre ces deux extrêmes (les matériaux à comportement élastique, plastique, visqueux, viscoplastique,...).

L'étude de la rhéologie est très importante car elle permet au fluide de forage d'être spécifiquement analysé en termes de profil d'écoulement, viscosité, pouvoir de nettoyage de puits, pertes de charge, la densité équivalente de circulation et en générale l'hydraulique du puits. (wikipedia)

III-1-2-Propriétés et Termes Rhéologiques

III-1-2-1-Taux de cisaillement

Le changement de la vitesse du fluide divisé par la largeur de la glissière dans laquelle le fluide se déplace avec un écoulement laminaire:

$$\gamma = \frac{v}{d} \quad (\text{sec}^{-1}) \quad \text{Equation (III-1) (AVA, 2004)}$$

III-1-2-2-Contrainte de cisaillement

Est la force par unité de surface requise pour déplacer un fluide à un taux de cisaillement donné.

$$\tau = \frac{f}{s} \quad (\text{lb/100ft}^2) \quad \text{Equation (III-2)}$$

III-1-2-3-Vitesse de cisaillement

C'est la vitesse de rotation sur un viscosimètre standard de pétrole où lequel l'effort de cisaillement est mesuré, il s'agit de la dérivée par rapport au temps du taux de cisaillement.

$$V = \frac{d\gamma}{dt} \text{ (Tr/min)} \quad \text{Equation (III-3)}$$

III-1-2-4-Viscosité

Elle est définie par la résistance à l'écoulement, dans le domaine pétrolier quatre types apparaissent qui sont :

A. Viscosité Marsh

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

) Mode opératoire

Un échantillon de boue est versé dans le viscosimètre, et le temps pris pour l'écoulement d'un volume de 946 ml à travers l'entonnoir dans le godet de mesure est enregistré (l'eau fraîche à une température de 75°F, a une viscosité Marsh de 26 sec / 946 ml).

) Avantage

La viscosité Marsh est utilisée comme une indication rapide de la viscosité de la boue de forage sur chantier.

) Inconvénients

- Elle ne peut pas donner des informations décisives pour le changement de la boue de forage.
- Elle ne peut pas être liée aux autres viscosités car dans sa mesure il n'y a pas une relation entre la contrainte de cisaillement τ et le taux de cisaillement $\dot{\gamma}$.
- Elle ne peut pas fournir des estimations quantitatives pour les propriétés rhéologiques de la boue de forage car généralement cette dernière est un fluide non Newtonien qui montre un changement de viscosité avec le changement de vitesse d'écoulement.

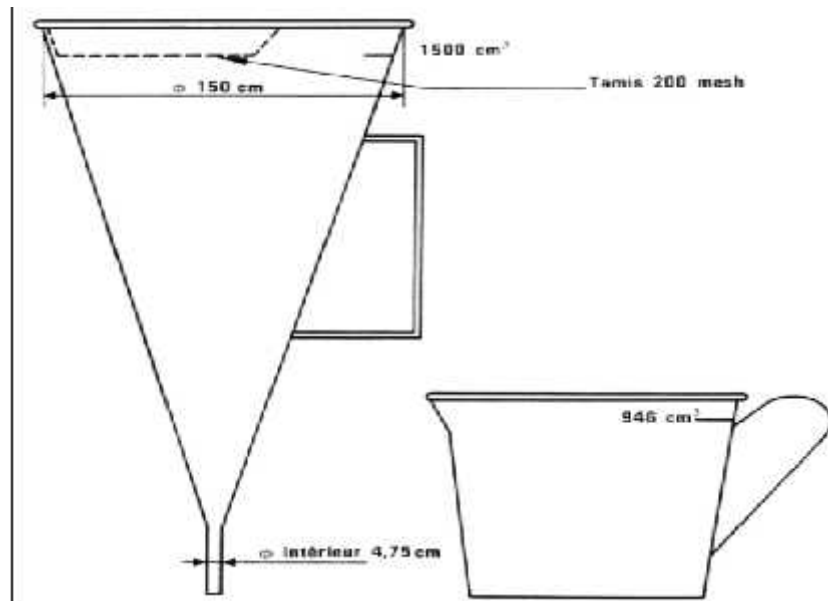


Figure III-1 : Viscosimètre Marsh (TEP ; 1993)

B. Viscosité plastique

La boue est composée d'une phase liquide dans laquelle la phase solide est dispersée, la viscosité plastique mesure la résistance à l'écoulement due aux frictions mécaniques, ces frictions mécaniques sont causées par :

- La viscosité de la phase liquide.
- La concentration des solides contenus dans la boue.
- La taille et la forme de ces solides.

) Utilité

La viscosité plastique est considérée comme le guide pour le contrôle des solides ; en effet, la viscosité plastique augmente si le pourcentage volumique de solide augmente ou bien les dimensions des particules diminuent, car les petites particules augmentent la surface de contact des solides entre eux mêmes et avec la phase liquide, donc les frottements seront très importants.

) Appareil de mesure

Pour la mesure de la viscosité plastique on utilise le viscosimètre fann.
C'est un appareil à cylindres coaxiaux.

Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Soit deux vitesses de rotation (**600 - 300 T/mn**). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique).
- Soit six vitesses de rotation (**600 - 300 - 200 - 100 - 6 - 3 T/min**). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique.

Principe du viscosimètre

Soit L'échantillon de boue à mesurer remplit l'annulaire entre les deux cylindres. Le cylindre extérieur peut tourner aux vitesses 3, 6, 100, 200, 300, 600 *tr/min*. Pour chaque vitesse on lit le couple transmis par le fluide sur le cylindre intérieur. Ces six points de mesure permettent de tracer le rhéogramme.

Une formule simple pour le calcul de la viscosité plastique sur le chantier qui est la suivante :

$$\mu_p = \theta_6 - \theta_3 \quad \text{Equation (III-4)}$$

Avec :

μ_p : viscosité plastique en Centipoise [cp] ;

θ_{600} : La lecture sur le viscosimètre fann pour une vitesse de rotation de 600 *tr/min* ;

θ_{300} : La lecture sur le viscosimètre fann pour une vitesse de rotation de 300 *tr/min*.

➤ Démonstration

A partir de l'équation d'écoulement des fluides Binghamiens :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \square \gamma \quad \text{Equation (III-5)}$$

τ_1, τ_2 sont les contraintes de cisaillement pour des vitesses de déformation γ_1 et γ_2 respectivement:

$$\tau_1 = \tau_0 + \mu_p \square \gamma_1 \quad \text{Equation (III-6)}$$

$$\tau_2 = \tau_0 + \mu_p \square \gamma_2 \quad \text{Equation (III-7)}$$

Par soustraction (III-6) - (III-7) :

$$\tau_1 - \tau_2 = \mu_p \square (\gamma_1 - \gamma_2) \quad \text{Equation (III-8)}$$

D'où :

$$\mu_p = (\tau_1 - \tau_2) / (\gamma_1 - \gamma_2) \quad \text{Equation (III-9)}$$

On désigne par θ_2, θ_1 les lectures pour les vitesses ω_2, ω_1 respectivement.

La relation entre γ_2, γ_1 et ω_2, ω_1 s'obtient comme suit :

Par définition :

$$\gamma = d/d = (V_1 - V_0)/(r_2 - r_0) \quad \text{Equation (III-10)}$$

Avec :

$$V_2 = \omega_2 \cdot r_2 \quad \text{Equation (III-11)} \quad \text{et} \quad V_0 = \omega_0 \cdot r_0 \quad \text{Equation (III-12)}$$

Pour le viscosimètre fann, à la vitesse de rotation ω_2

$$V_2 = \omega_2 \cdot r_2 \quad (\text{vitesse linéaire du cylindre extérieur de rayon } r_2) \quad \text{Equation (III-13)}$$

$$V_0 = 0 \quad (\text{vitesse linéaire du cylindre intérieur de rayon } r_0, \text{ qui est fixe}) \quad \text{Equation (III-14)}$$

Donc :

$$\gamma_2 = \omega_2 \cdot (r_2/r_2 - r_0) \quad \text{Equation (III-15)}$$

La même chose pour la vitesse de rotation ω_1 on obtient :

$$\gamma_1 = \omega_1 \cdot (r_2/r_2 - r_0) \quad \text{Equation (III-16)}$$

$$\gamma_2 - \gamma_1 = (\omega_2 - \omega_1) \cdot (r_2/r_2 - r_0) \quad \text{Equation (III-17)}$$

Dans les viscosimètres standards le rapport :

$$(r_2/r_2 - r_0) = 1.7 \quad \text{Equation (III-18)}$$

D'où :

$$\gamma_2 - \gamma_1 = 1.7 \cdot (\omega_2 - \omega_1) \quad \text{Equation (III-19)}$$

Donc la relation directe entre la vitesse de déformation γ et celle de rotation ω est :

$$\gamma(s^{-1}) = 1.7 \cdot \omega(r/s) \quad \text{Equation (III-20)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

Relation entre les lectures ($\theta_{600}-\theta_{300}$) et les contraintes de cisaillement ($\tau_2-\tau_1$) :

Pour que la viscosité plastique soit donnée en poise il faut que la contrainte de cisaillement en dynes/cm² pour cela la lecture sur l viscosimètre fann sera multiplier par un coefficient de correction de l'unité de mesure l'API a donné cette relation :

$$\tau(d / c^2) = 5.1 \cdot \theta(c) \quad \text{Equation (III-21)}$$

D'où :

$$\tau_2 - \tau_1 = 5.1 \cdot (\theta_2 - \theta_1) \quad \text{Equation (III-22)}$$

Par remplacement des formule (III-19) ,(III-22) dans la formule (III-9) on obtient :

$$\mu_p = 5.1 \frac{(\theta_2 - \theta_1)}{(1.7 \frac{(\omega_2 - \omega_1)}{3})} \quad \text{Equation (III-23)}$$

Avec : $\omega_2 = 600\text{rpm}$, $\omega_1 = 300\text{rpm}$, en remplant θ_{600} , θ_{300} dans la formule (6) on obtient :

$$\mu_p = 5.1 \frac{(\theta_6 - \theta_3)}{(1.7 \frac{3}{1})} \quad \text{Equation (III-24)}$$

$$\mu_p = (\theta_6 - \theta_3) / 1 \quad \text{Equation (III-25)}$$

Cette formule donne μ_p en poise et pour la convertir en centipoise on la multiplie par 100 :

D' où :
$$\mu_p = \theta_6 - \theta_3 \quad \text{Equation (III-26)}$$

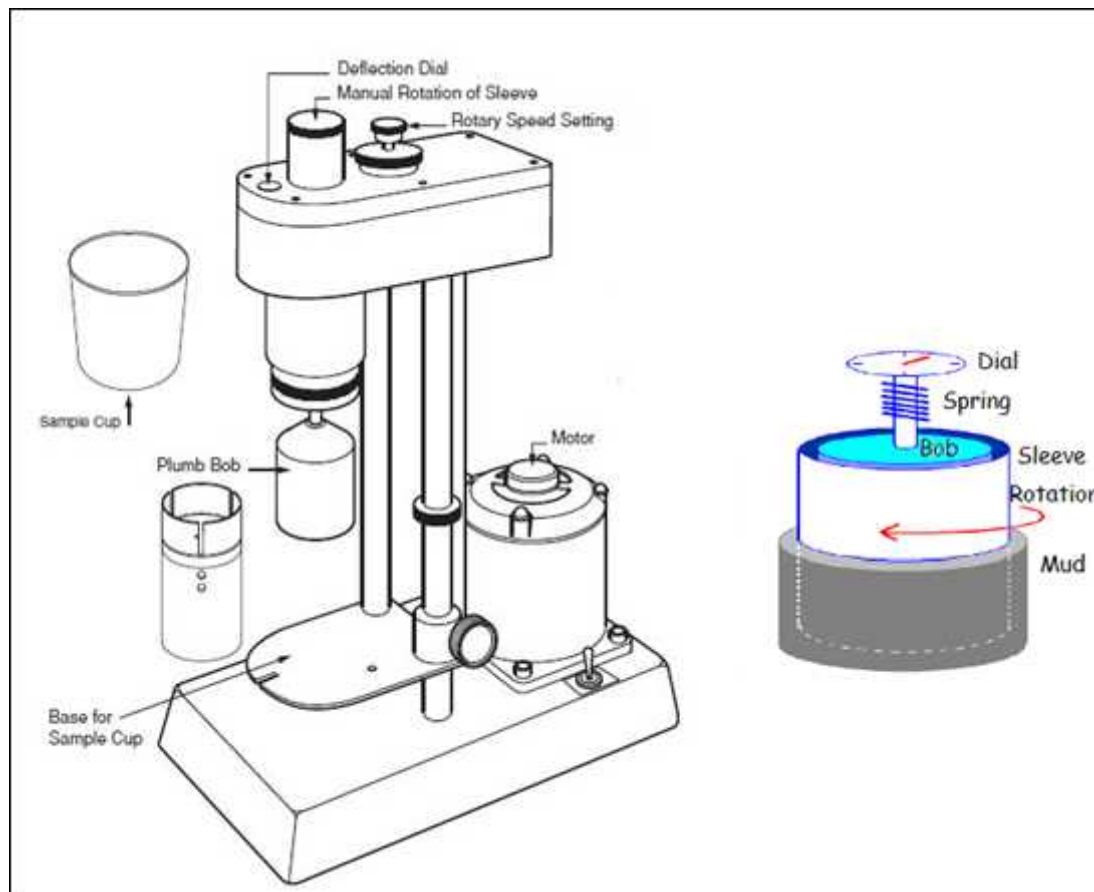


Figure III-2: Viscosimètre Fann

C. Viscosité effective

Elle mesure la résistance totale à l'écoulement de la boue de forage qui est chargée de solides que ce soit les cuttings ou les produits inertes ajoutés pour la faire alourdir.

Elle est définie comme étant l'ensemble de deux composantes :

-La viscosité plastique : qui est due à la présence des solides.

-La viscosité structurale: qui représente la résistance à l'écoulement causée par la tendance des particules contenues dans la boue de forage à former une structure.

La viscosité effective donnée par la formule suivante :

$$\mu_e = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma_0} \quad \text{Equation (III-27)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

Avec :

μ_e : La viscosité effective en centipoise [cp].

μ_p : La viscosité plastique [cp].

τ_0 : Le seuil de caillage ou la yield point en (dynes/cm²).

γ_0 : Le taux de cisaillement (sec⁻¹).

➤ Démonstration

D'après la définition de viscosité effective on tire la relation suivante :

$$\mu_e = \tau / \gamma \quad \text{Equation (III-28)}$$

$$\text{Où : } \tau_0 = \tau - \mu_p \cdot \gamma \quad \text{Equation (III-29)}$$

Par remplacement (III-29) dans (III-28) on obtient :

$$\mu_e = \tau - (\mu_p \cdot \gamma) / \gamma \quad \text{Equation (III-30)}$$

Par distribution on trouve :

$$\mu_e = \mu_p + \tau_0 / \gamma \quad \text{Equation (III-31)}$$

Comme on a dit que la viscosité effective (μ_e) dépend de la vitesse de déformation (γ) donc il faut spécifier cette vitesse, d'où la formule suivante :

$$\mu_e = \mu_p + \tau_0 / \gamma_1 \quad \text{Equation (III-32)}$$

Sur chantier, la viscosité effective est mesurée à l'aide du viscosimètre fann en appliquant la formule suivante :

$$\mu_e = 3 \frac{\theta_{\omega}}{\omega} \quad \text{Equation (III-33)}$$

Avec :

θ_{ω} : La lecture sur la viscosimètre à la vitesse de rotation ω ;

ω : La vitesse de rotation du cylindre extérieur tr/min.

➤ **Démonstration :**

On a $\mu_e = \tau / \dot{\gamma}$ Equation (III-34)

Avec: $\tau = 5 \cdot \theta_\omega$ Equation (III-35)

$\dot{\gamma} = 1.0 \cdot \omega$ Equation (III-36)

En remplaçant les formules (III-35) et (III-36) dans (III-34) on obtient :

$$\mu_e = 5 \cdot \theta_\omega / 1.0 \cdot \omega \quad \text{Equation (III-37)}$$

D'où :

$$\mu_e = 3 \cdot \frac{\theta_\omega}{\omega} \quad \text{Equation (III-38)}$$

) **Utilité**

La viscosité effective est un paramètre plus utilisé dans plusieurs équations hydrauliques telles que : nombre de Reynolds, les pertes de charge, l'indice de nettoyage.

) **Limitation**

-La valeur de viscosité effective a de signification que si on indique la vitesse de déformation pour laquelle elle est mesurée.

-La viscosité effective n'est pas un paramètre de comparaison entre les propriétés visqueuses et hydrauliques de deux boues de forage.

) **Remarque**

Au niveau des duses de l'outil de forage, le régime d'écoulement est parfaitement turbulent, la vitesse de déformation très grande (tend vers l'infinie), et la viscosité effective égale à la viscosité plastique, qui est la viscosité théorique minimale que la boue puisse atteindre.

$$\mu_e = \mu_p \quad \text{Equation (III-39)}$$

) **Explication de la formule**

À $\dot{\gamma}_1 = \infty \rightarrow \left(\frac{\dot{\gamma}_1}{\dot{\gamma}_0} \right) = 0$; c'est-à-dire que la viscosité structurale soit nulle et la structure développée par les particules contenues dans la boue de forage est totalement détruite grâce à la grande vitesse de déformation, et par conséquent la viscosité effective sera égale à la viscosité plastique.

D. Viscosité apparente

C'est la viscosité effective à une vitesse de rotation du cylindre extérieur $\Omega=600\text{tr/min}$, elle est aussi mesurée à l'aide du viscosimètre fann.

) Utilité

Elle est utilisée dans le domaine pétrolier pour l'évaluation des propriétés des boues de forage.

) Limitation

Elle n'est pas utile pour la comparaison des paramètres rhéologiques des boues de forage, car plusieurs boues de forage présentent la même viscosité apparente, mais différentes viscosités effectives à différentes vitesses de rotation.

III-1-2-5-Seuil de cisaillement (τ_0) ou la yield-value

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

-Dans le domaine pétrolier, c'est une mesure des forces électrochimiques attractives à l'intérieur de la boue de forage sous les conditions d'écoulement.

- Une yield-value faible est un critère de bon équilibre chimique d'une boue de forage.

-Une yield-value élevée cause une viscosité élevée, et toute diminution de la yield-value doit être basée sur :

) L'élimination des forces d'attraction par l'ajout des agents adsorbant.

) L'éloignement des particules solides par dilution.

-La yield value est mesurée à l'aide de viscosimètre fann par la formule suivante :

$$\tau_0 = 2 \theta_3 - \theta_6 \quad \text{Equation (III-40)}$$

) Utilité

La yield-value est utilisée pour la décision si la boue de forage a besoin d'un traitement chimique ou non.

➤ Démonstration

On a d'après l'équation (III-5) :

Pour une vitesse de rotation ($\omega_1=300\text{rpm}$) on a lu une contrainte de cisaillement (θ_{300}) :

$$\text{Donc : } \tau_0 = 5 \quad \theta_3 - \mu_p (5) \quad \text{Equation (III-41)}$$

Par remplacement de la valeur de μ_p on trouve :

$$\tau_0 = 5 \quad \theta_3 - 5 (\theta_6 - \theta_3) \quad \text{Equation (III-42)}$$

$$\tau_0 = 5 \quad (\theta_3 - (\theta_6 - \theta_3)) \quad \text{Equation (III-43)}$$

$$\tau_0 = 5 \quad (2 \theta_3 - \theta_6) \quad \text{Equation (III-44)}$$

Pour donner (τ_0) en $\text{lb}/100\text{ft}^2$ il faut diviser par 511 :

$$\text{D'où : } \tau_0 = 2 \theta_3 - \theta_6 \quad \text{Equation (III-45)}$$

III-2-Modèles rhéologiques

Le modèle rhéologique est une fonction qui décrit le comportement des substances et mathématiquement tous les modèles rhéologiques sont définis comme un rapport entre l'effort de cisaillement et le taux de cisaillement.

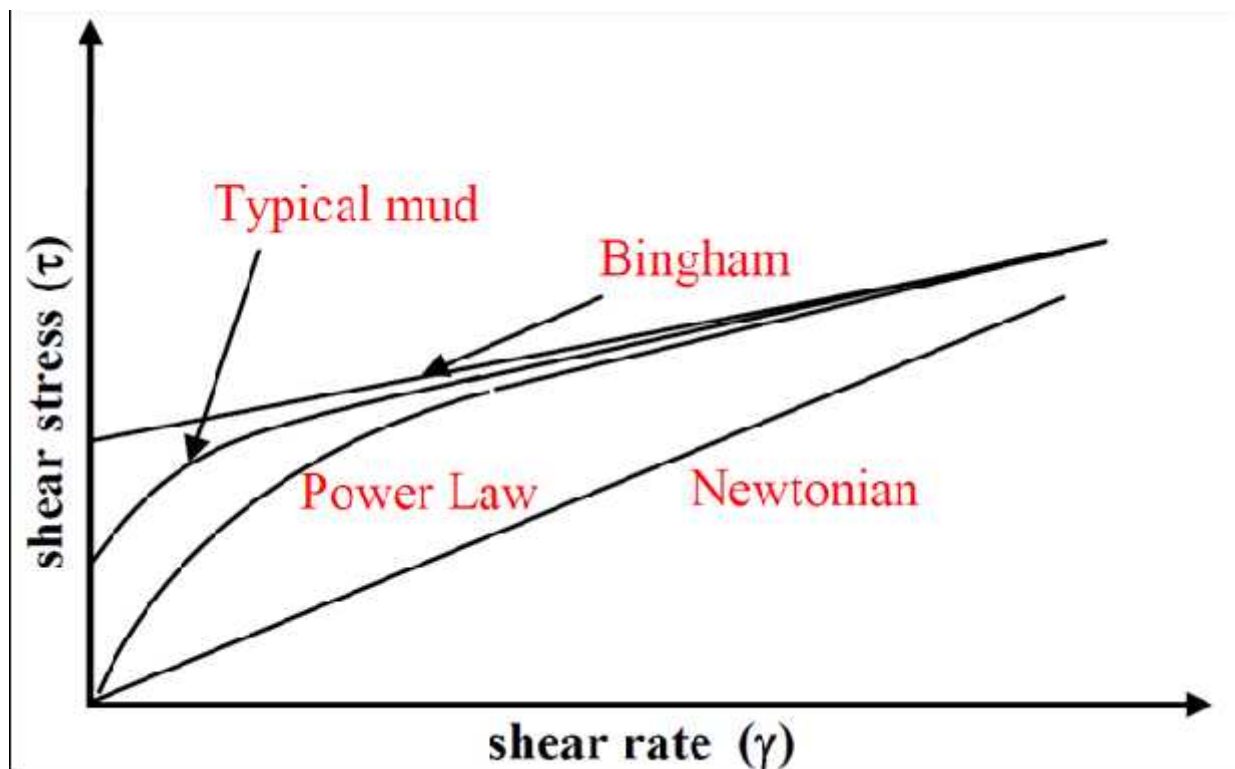


Figure III-3 : Différents profils rhéologiques des fluides (Frouhat ;2013)

Les fluides sont classés selon la dépendance de leurs viscosités effectives (μ_e) au taux de déformation ($\dot{\gamma}$) comme suit :

III-2-1-Fluides Newtoniens

Pour ces fluides la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement, l'équation rhéologique est :

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad \text{Equation (III-46)} \quad (\text{Sini; 2008})$$

Où : τ : La contrainte de cisaillement en dynes/cm².

$\dot{\gamma}$: Le taux de cisaillement en sec⁻¹.

μ : La viscosité de fluide en centipoise (cp).

Comme la viscosité d'un fluide newtonien (μ) ne change pas avec le taux de déformation ($\dot{\gamma}$), à condition que la température et la pression soient constantes, donc, il sera le seul paramètre nécessaire pour caractériser ces propriétés d'écoulement.

Exemples des fluide newtonien : l'eau; la glycérine et l'huile légère ;

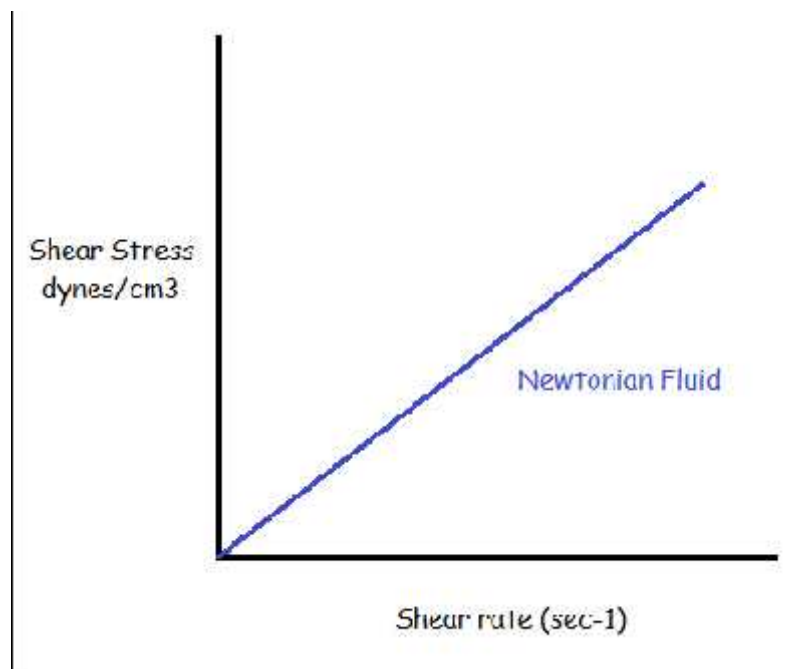


Figure III-4 : Rhéogramme d'un fluide Newtonien

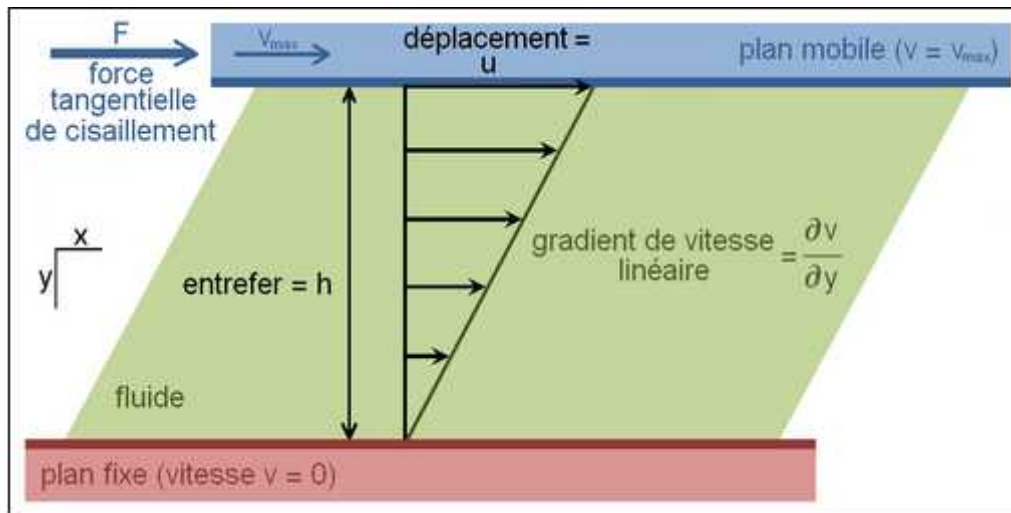


Figure III-5 : Schéma d'écoulement des fluides Newtoniens (wikipedia)

Interprétation

L'écoulement des fluides newtoniens est similaire à un ensemble de cartes qui se reposent sur une surface plane.

Supposant F une force appliquée sur l'extrémité de la carte au sommet, à cause des frottements la vitesse diminue d'une carte à une autre d'une quantité constante (dv), de (v) à zéro :

$$\frac{F}{A} = \tau = -\mu \left(\frac{dv}{dy} \right) \quad \text{Equation (III-47)}$$

Où:

F : la force appliquée en dynes.

A : la surface de la face de la carte en cm²

r : l'épaisseur de l'ensemble des cartes en cm

dv : la différence de vitesse entre deux cartes voisines en cm/sec.

dr : la distance entre ces deux cartes en cm.

μ : la résistance au mouvement due aux frottements entre les cartes, en terme rhéologique, c'est la viscosité.

III-2-2-Fluides non Newtoniens

C'est les fluides ayant un comportement rhéologique qui ne peut pas avoir une proportion directe entre la contrainte de cisaillement (τ) et le taux de cisaillement (γ̇), c'est-à-dire que la viscosité effective (μ_e) varie avec la vitesse de déformation.

Exemple des fluides non newtoniens : les boues de forage sont généralement des fluides non newtoniens.

III-2-2-1-Catégories des fluides non Newtoniens

Les fluides non newtoniens sont classés en quatre catégories :

- | | |
|-------------------------------------|--|
| 1 – Fluides Binghamiens plastiques. | } Propriétés rhéologiques indépendantes du temps |
| 2 – Fluides Pseudo – plastiques. | |
| 3 – Fluides dilatants. | |
| 4 – Fluides thixotropiques. | } Propriétés rhéologiques dépendantes du temps |

III-2-2-1-1-Fluides Binghamiens

Cette catégorie est caractérisée par :

-Un seuil de contrainte de cisaillement correspond à l'initiation d'écoulement appelé la Yield Point (τ_0).

-Variation linéaire de contrainte de cisaillement avec la vitesse de déformation ($\dot{\gamma}$).

L'équation qui caractérise le comportement rhéologique des fluides Binghamiens est :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad \text{Equation (III-48)} \quad (\text{Sini; 2008})$$

Avec : τ_0 : seuil de contrainte de cisaillement.

μ_p : la viscosité plastique.

$\dot{\gamma}$: le taux de cisaillement.

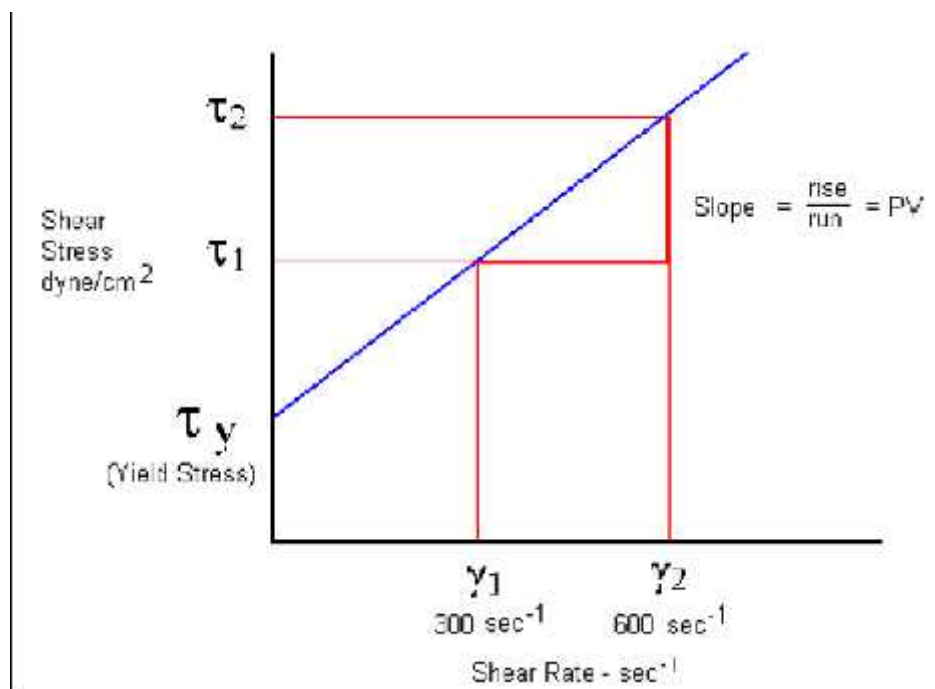


Figure III-6 : Rhéogramme d'un fluide Binghamien.

III-2-2-1-2-Les fluides Pseudo-plastiques (rhéofluidifiants)

Cette catégorie est caractérisée par:

- Pour les faibles vitesses: pas de linéarité entre la contrainte de cisaillement (τ) et la vitesse de déformation ($\dot{\gamma}$).
- Pour les grandes vitesses: Approche de linéarité.
- considérons que la droite de linéarité aux grandes vitesses est projetée par l'axe des ordonnées, le point d'intersection sera similaire au seuil de cisaillement (τ_0) de Bingham.
- la viscosité effective (μ_e) diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$), cette propriété s'appelle la fluidité, il est favorable de trouver cette propriété dans les boues de forage, car pour les grandes vitesses (au niveau des duses) la viscosité sera faible entraînant une réduction de pression de refoulement, et pour les faibles vitesses (dans l'annulaire) elle sera grande pour assurer un bon nettoyage.

Cette propriété est expliquée microscopiquement par une orientation parfaite des particules dans les grandes vitesses de déformation, et dans les faibles vitesses de déformation les particules sont en désordre, elle peut être aussi expliquée par la rupture des liaisons atomiques du matériau sous l'effet de la vitesse de cisaillement.

Exemple des fluides rhéofluidifiants:

Les suspensions qui contiennent les polymères à longue chaîne.

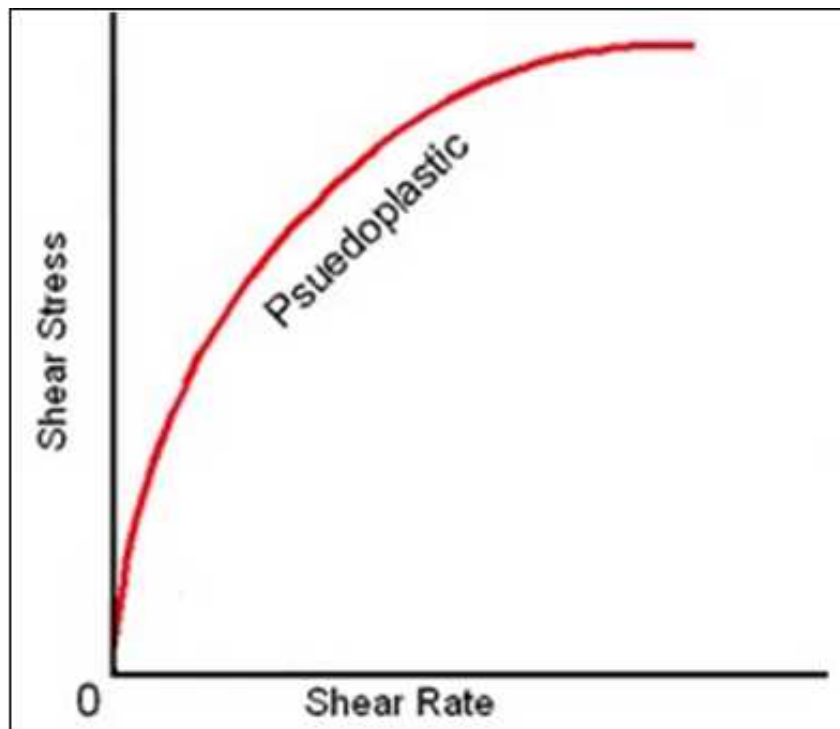


Figure III-7 : Rhéogramme pour les fluides pseudo-plastiques

III-2-2-1-3-Le modèle d'OSTWALD (loi de puissance)

C'est l'équation qui décrit le comportement rhéologique des fluides pseudo-plastiques:

$$\tau = k \dot{\gamma}^n \quad \text{Equation (III-49)} \quad (\text{MILPARK; 1990})$$

Avec : k: indice de consistance.

n: indice de comportement ou d'écoulement.

a- Indice de consistance k

C'est la viscosité de fluide pour une vitesse de cisaillement $\dot{\gamma} = 1 \text{sec}^{-1}$, une grande valeur de k signifie que le fluide est très visqueux.

$$k = \frac{5.1 \cdot \theta_3}{5^n} \quad \text{Equation (III-50)}$$

➤ Démonstration

D'après l'équation (III-49) on trouve : $k = \frac{\tau}{\dot{\gamma}^n}$ Equation (III-51)

Soit θ_{300} la lecture pour la vitesse de rotation $\omega_1 = 300 \text{rpm}$,

En applique les lois de conversation entre (τ) et (θ), et entre ($\dot{\gamma}$) et (ω) on trouve :

$$\tau_1 = 5.1 \cdot \theta_3 \quad \text{En [dynes/cm}^2\text{]}. \quad \text{Equation (III-52)}$$

$$\dot{\gamma}_1 = 1.0 \quad \omega_1 = 1.0 \cdot 3 = 5 \quad \text{Equation (III-53)}$$

On trouve :

$$k = \frac{5.1 \cdot \theta_3}{5^n} \quad \text{Equation (III-54)}$$

b- Indice de comportement n

Il mesure le degré de fluidité du fluide. Trois modèles rhéologiques sont décrits par la loi de puissance selon la valeur de (n):

n < 1 : Pseudo-plastique : la viscosité effective diminue avec la vitesse de cisaillement.

n > 1 : Newtonien : la viscosité effective ne dépend pas de vitesse de cisaillement.

n = 1 : Dilatant : la viscosité effective augmente avec la vitesse de cisaillement.

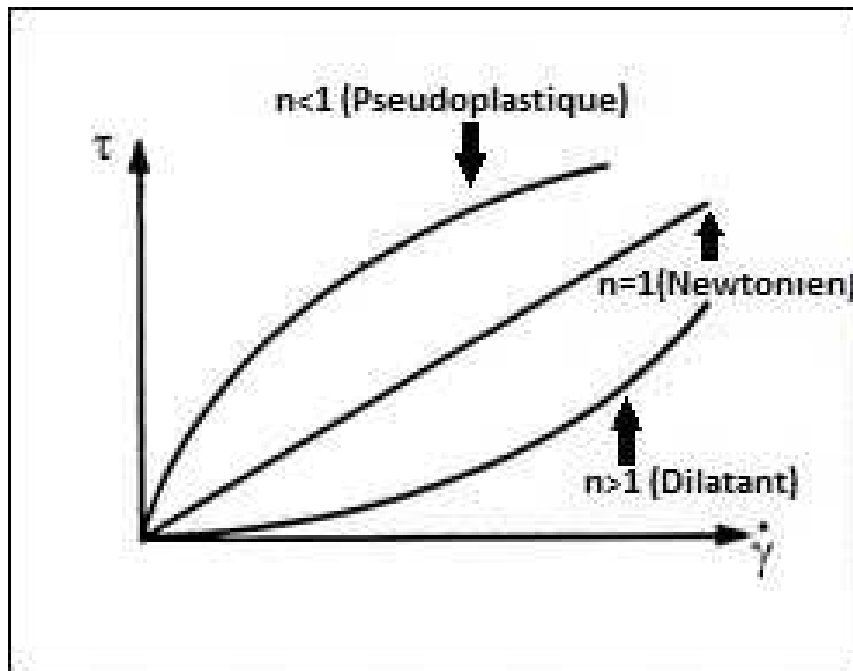


Figure III-8 : Modèles rhéologiques selon n

L'indice de comportement (n) donnée par la formule suivante :

$$n = 3.3 \log \left(\frac{\theta_6}{\theta_3} \right) \quad \text{Equation (III-56)}$$

➤ Démonstration

En introduisant la fonction logarithmique sur la formule (III-49), elle devient comme suit :

$$\log(n) = \log(k) + n \log(\dot{\gamma}) \quad \text{Equation (III-57)}$$

τ_1, τ_2 sont les contraintes de cisaillement à des vitesses de déformation $\dot{\gamma}_1, \dot{\gamma}_2$ respectivement :

$$\ln \tau_1 = \ln(k) + n \ln(\dot{\gamma}_1) \quad \text{Equation (III-58)}$$

$$\ln \tau_2 = \ln(k) + n \ln(\dot{\gamma}_2) \quad \text{Equation (III-59)}$$

(III-59) - (III-58) on obtient :

$$\ln \tau_1 - \ln \tau_2 = n(\ln(\dot{\gamma}_2) - \ln(\dot{\gamma}_1)) \quad \text{Equation (III-60)}$$

$$n = \frac{\ln \tau_2 - \ln \tau_1}{\ln \dot{\gamma}_2 - \ln \dot{\gamma}_1} \quad \text{Equation (III-61)}$$

$$n = \frac{\ln \frac{\tau_2}{\tau_1}}{\ln \frac{\dot{\gamma}_2}{\dot{\gamma}_1}} \quad \text{Equation (III-62)}$$

Soit θ_{600} et θ_{300} les lectures pour les vitesses $\omega_2=600\text{rpm}$, et $\omega_1=300\text{rpm}$

En appliquant les lois de conversion entre τ et θ et entre γ et ω on trouve :

$$\tau_2 = 5.1 \cdot \theta_6 \quad \text{En [dynes/cm}^2\text{]} \quad \text{Equation (III-63)}$$

$$\text{et } \tau_1 = 5.1 \cdot \theta_3 \quad \text{En [dynes/cm}^2\text{]} \quad \text{Equation (III-64)}$$

$$\gamma_2 = 1.0 \cdot \omega_2 \quad \text{Equation (III-65)}$$

$$\text{et } \gamma_1 = 1.0 \cdot \omega_1 \quad \text{Equation (III-66)}$$

En remplaçant ces valeurs dans (III-62) on obtient :

$$n = 3.3 \cdot \ln \left(\frac{\theta_6}{\theta_3} \right) \quad \text{Equation (III-67)}$$

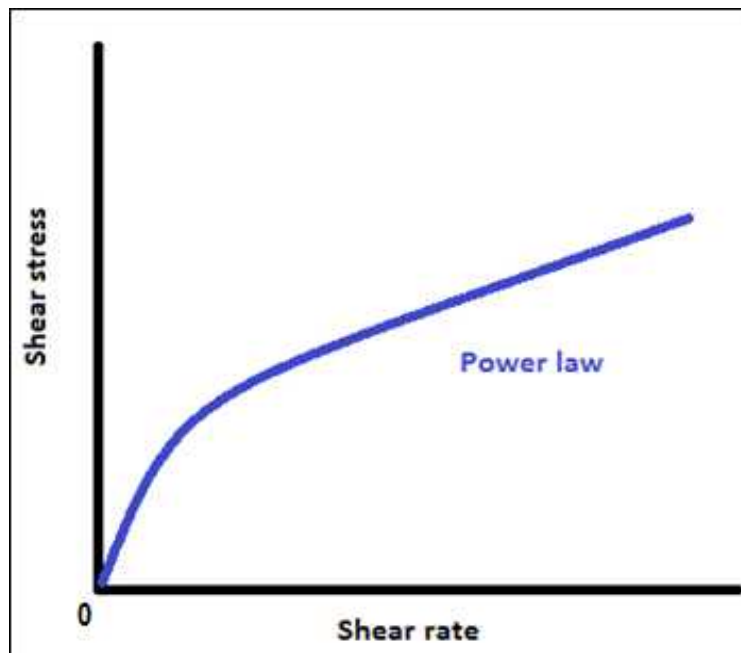


Figure III-9 : Rhéogramme de la loi de puissance

III-2-2-1-4-Fluides thixotropiques

Les fluides thixotropiques voient leur viscosité diminuer avec le temps lorsqu'ils sont soumis à un cisaillement constant ou à une contrainte constante. À l'arrêt du cisaillement, la viscosité augmente avec le temps, ce qui indique une réversibilité (au moins partielle) du phénomène.

Il ne faut pas confondre entre la thixotropie et la plasticité ; comme on a déjà vu, la viscosité effective d'un fluide plastique dépend de la vitesse de cisaillement, alors que celle des fluides thixotropiques dépend du temps de cisaillement.

Un fluide plastique peut être thixotrope ou non. Un test rapide peut s'effectuer avec le viscosimètre Fann. Si on enregistre une boucle d'hystérésis entre les deux courbes du rhéogramme, alors le fluide est thixotrope.

Exemple des fluides thixotropes :

La peinture, les boues de forage, le yaourt, l'encreetc.

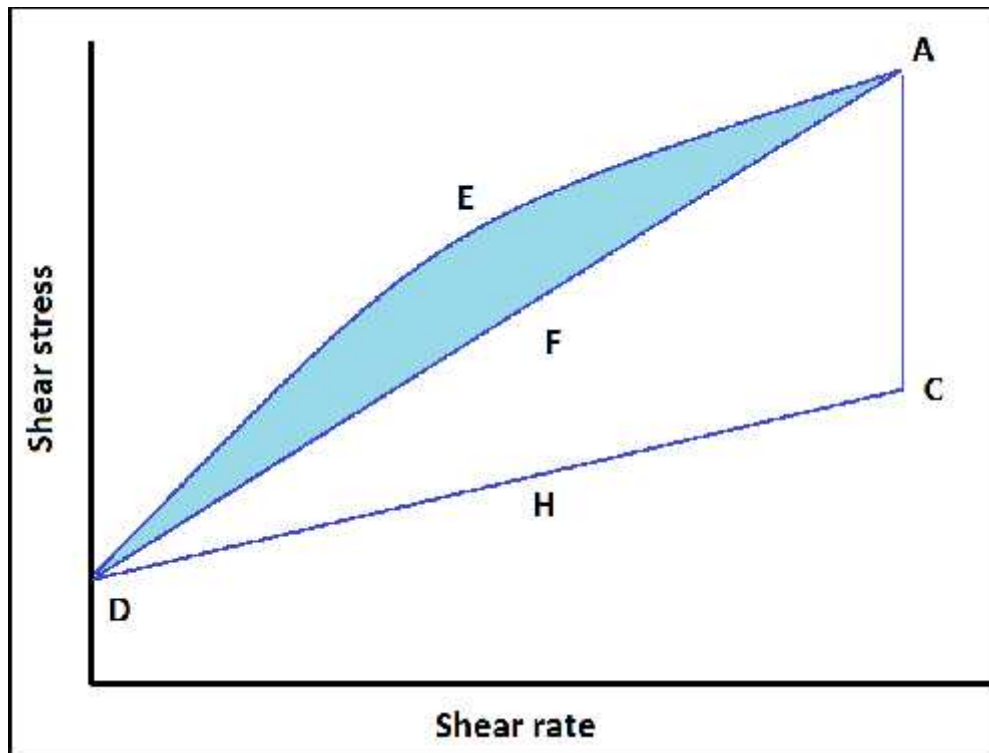


Figure III-10 : Courbe phénomène de la thixotropie

A. Description du test

On fait des mesures par des valeurs croissantes de la vitesse de cisaillement, à des intervalles du temps très courts, on laisse le fluide sous cisaillement maximal pendant un certain temps, après on fait décroître la vitesse de cisaillement jusqu'à zéro.

B. Interprétation des résultats

DEA → Comportement fluidifiant : la viscosité effective augmente avec l'augmentation de vitesse de cisaillement.

AC → La viscosité effective décroît pour une vitesse de cisaillement constante, à cause de la destruction progressive de la structure.

CHD → viscosité effective constante avec diminution de vitesse de cisaillement, car la structure est complètement détruite.

AFD → La boucle d'hystérésis : enregistrée si On ne laisse pas le fluide sous cisaillement maximal un certain temps, elle confirme que la viscosité effective dépend de temps de cisaillement.

C. Conclusion

- Les résultats montrent qu'il faut pré-cisailler les boues de forage sous les conditions du puits vers le point d'équilibre avant d'évaluer ses paramètres rhéologiques, surtout dans le cas de comparaison entre deux boues de forage.
- la boue de forage peut prendre log temps pour son pré-cisaillement.
- Plusieurs paramètres physiques peuvent être utilisés pour déterminer l'effet de temps de cisaillement dans l'écoulement des boues thixotropiques.

D. Evaluation du caractère thixotropique sur chantier

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

La puissance d'un gel est la mesure de la contrainte de cisaillement nécessaire pour initialiser l'écoulement d'une boue laissée au repos pendant une certaine période du temps, elle est causée par la présence des particules électriquement chargées, qui tendent à lier l'ensemble pour former une matrice rigide.

-) Le **gel 0** correspond à la lecture de la contrainte de cisaillement sur le viscosimètre fann pour une vitesse de rotation de cylindre extérieur $\omega=3\text{rpm}$, après un repos de la boue de **10 sec**, il varie pratiquement comme la viscosité plastique.

$$\text{gel 0 (lb/100ft}^2\text{)} = \theta_3 \text{ (après 10 sec)} \quad \text{Equation (III-68)}$$

-) **gel 10** correspond à la lecture de la contrainte de cisaillement sur le viscosimètre fann pour une vitesse de rotation de cylindre extérieur $\omega=3\text{rpm}$, après un repos de la boue de **10 min**, il varie pratiquement comme la yield value.

$$\text{gel 10 (lb/100ft}^2\text{)} = \theta_3 \text{ (après 10 min)} \quad \text{Equation (III-69)}$$

La différence entre les deux mesures indique le taux de gélation. (Djeridi et Guerini, 2013)

CHAPITRE IV

ETUDE

HYDRODYNAMIQUE

IV-1-Nombre de Reynolds et régimes d'écoulement

En fonction des nombres de Reynolds croissants, on distingue quatre régimes principaux : **régime de Stokes, régime laminaire, régime transitoire, régime turbulent.**

L'écoulement de Stokes correspond aux très faibles valeurs du Reynolds (inférieures à 1). Dans ce cas les forces d'inertie liées aux vitesses étant négligeables, les forces visqueuses et les forces de pression s'équilibrent. Cette notion correspond au domaine de la **microfluidique**. Pour des valeurs plus élevées, les forces d'inertie entrent en jeu : c'est le domaine de la **dynamique des fluides**.

On observe d'abord un écoulement laminaire avec des lignes de courant bien identifiées. Dans ce type d'écoulement l'effet de la viscosité s'atténue au fur et à mesure que l'on s'éloigne des parois, les vitesses du fluide tendant à s'homogénéiser. Il est alors souvent commode de considérer que l'approximation du **fluide parfait (non visqueux)** est suffisante hors d'une zone proche d'une paroi, appelée **couche limite**. Cette dernière concentre les effets visqueux qui peuvent y être modélisés sous une forme simplifiée.

À partir d'un certain Reynolds se produit une transition qui fait apparaître des instabilités dues à l'amplification des perturbations. La valeur du Reynolds de transition et la nature des instabilités dépendent essentiellement du type d'écoulement considéré.

Ensuite, les instabilités augmentent au point de donner naissance à un phénomène **chaotique** dans lequel il est difficile de voir une organisation : c'est la turbulence. (**wikipedia**)

IV-2-Vitesse critique et le débit critique

Pour un meilleur contrôle des régimes d'écoulements de fluide de forage dans un puits, il est indispensable de connaître la vitesse critique et le débit critique qui caractérise la transition du régime laminaire au régime turbulent.

IV-2-1-Calcul de la vitesse critique

La vitesse critique varie selon le type de modèle rhéologique du fluide utilisé :

IV-2-1-1-Fluides de Bingham

-À l'intérieur des tiges et des masses tiges :

$$V_c = \frac{2.4}{D} (\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + 7.5 \tau_0 D^2 d}) \quad \text{Equation (IV-1)} \quad (\text{AVA, 2004})$$

μ_p : Viscosité plastique du fluide de forage.

D : Diamètre intérieur de la garniture.

d : Densité du fluide.

τ_0 : Seuil de cisaillement du fluide de forage.

-Dans l'espace annulaire :

$$V_c = \frac{3.0}{(D_2 - D_1) \cdot d} \left(\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + 4 \cdot 0 \cdot \tau_0 \cdot (D_2 - D_1)^2 \cdot d} \right) \quad \text{Equation (IV-2)}$$

D_2, D_1 : Diamètre extérieur et intérieur respectivement.

IV-2-1-2-Fluides d'Ostwald

-À l'intérieur des tiges et des masses tiges :

$$V_c = 0.6 \left(\frac{3 - 1}{1.2 \cdot d} \right)^k \frac{1}{2-n} \cdot \left(\frac{3 + 1}{1.2} \right)^{\frac{n}{2-n}} \quad \text{Equation (IV-3)}$$

n : Indice de comportement.

k : Indice de consistance.

-Dans l'espace annulaire :

$$V_c = 0.6 \left(\frac{3 - 1}{2.0 \cdot d} \right)^{\frac{n}{2-n}} \cdot \left(\frac{3n + 1}{0.6 \cdot (D_2 - D_1) \cdot n} \right)^{\frac{n}{2-n}} \quad \text{Equation (IV-4)}$$

IV-2-1-3-Fluides de Herschel-Belkeley

-Dans l'espace annulaire :

$$V_c = \left(\frac{R_c \cdot k \cdot \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n}{9 \cdot d \cdot (D_2 - D_1) \cdot \left(\frac{1}{(D_2 - D_1)} \right)^{(1-n)}} \right)^{\frac{1}{2-n}} \quad \text{Equation (IV-5)}$$

On doit calculer la vitesse dans l'espace annulaire et dans les tiges et les comparer avec la vitesse critique :

Si : $V < V_c$ l'écoulement est laminaire.

$V > V_c$ l'écoulement est turbulent.

$R_{ec} = 3000$ nombre de Reynolds critique pour les fluide Bingham.

$R_{el} = 3470 - 1370n$ nombre de Reynolds pour le changement du régime laminaire au transitoire.

IV-2-2-Calcul du débit critique

$$Q_c = 2.4 \cdot V_c \cdot ((d_1)^2 - (d_2)^2) \quad \text{Equation (IV-6)}$$

Pour assurer le régime laminaire dans chaque intervalle de l'espace annulaire, il faut que le débit de la pompe à boue reste toujours inférieur au débit critique d'écoulement « Q_c » de cet intervalle. (AVA, 2004)

IV-3-Vitesse de sédimentation

IV-3-1-Définition

C'est la vitesse de glissement des déblais forés dans la boue de forage due à leur propre poids, ou bien c'est l'annulation du mouvement des déblais avec la boue de forage, par l'effet de la pesanteur.

La notion de la vitesse de sédimentation et son estimation sont de grande importance pour une meilleure efficacité de nettoyage, un mauvais nettoyage entraîne un certain nombre de problèmes sont :

- 🔧 augmentation du torque et du frottement.
- 🔧 Diminution de la ROP.
- 🔧 Risque de coincement.
- 🔧 Difficultés dans l'opération de tubage.

La capacité de transport des déblais par le fluide de forage est en fonction de plusieurs facteurs, tel que la densité et la viscosité de la boue de forage, la taille de l'espace annulaire et la forme des déblais.

Les propriétés rhéologiques de la boue de forage ont aussi un effet sur le transport des déblais du fond à la surface ; une diminution de la valeur de « **n** » ou une augmentation de la valeur du rapport « **YP/PV** » fait aplanir le profil d'écoulement et améliorer le nettoyage.

IV-3-2-Calcul de la vitesse de sédimentation (AVA, 2004)

Il existe plusieurs formules empiriques pour estimer la vitesse de sédimentation des particules suivant le régime d'écoulement et elles sont élaborées par plusieurs auteurs :

Les étapes à suivre pour le calcul de la vitesse de sédimentation avec précision

Etape 1 : Calcul la vitesse de sédimentation

$$V_s = \frac{1}{\rho^{0.3}} \frac{D_p^2 (2 - \rho)^{0.6}}{\mu^{0.3}} \quad \text{Equation (IV-7)}$$

Avec : V_s =Vitesse de sédimentation (ft/min).

D_{pt} =Diamètre de particule (inch).

ρ =Densité de fluide de forage (lb/gal).

μ =Viscosité de fluide de forage (cps).

Etape 2 : Calcul du nombre de Reynolds correspond à la vitesse de sédimentation de particule :

$$R_e = \frac{1.4 \cdot \rho \cdot V_s \cdot D_p}{\mu_{ea}} \quad \text{Equation (IV-8)}$$

Avec :

μ_{ea} : Viscosité effective (cp).

Etape 3 : Calcul la vitesse de sédimentation précise de particule

Si : $R_e \geq 2$

$$V_s = 1.4 \left[\frac{D_p (2 - \rho)}{1.5 \cdot \rho} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Equation (IV-9)}$$

Avec : V_{st} : Vitesse de sédimentation (ft/min)

D_{pt} : Diamètre de particule (inch)

ρ : Densité de fluide de forage (lb/gal)

Si : $R_e < 2000$

$$V_s = 1.2 \cdot d_p \cdot \left(\frac{(P - M)^2}{\mu \cdot M} \right)^{0.3} \quad \text{Equation (IV-10)}$$

V_s : Vitesse de sédimentation (ft/sec).

d_p : Diamètre des particules (inch).

PP : Densité des particules obtenue par la multiplication de la densité des déblais (lb/gal) par la densité de l'eau « 8.34 lb/gal ».

MD : Densité de la boue de forage (lb/gal).

μ : Viscosité de la boue de forage (poise).

IV-4-Indice de nettoyage

L'évaluation de l'indice de nettoyage nous permet d'estimer l'efficacité de nettoyage sur chantier, sa formule mathématique est la suivante :

$$I_n (\%) = \frac{V_a - V_s}{V_a} \cdot 1 \quad \text{Equation (IV-11)}$$

Où :

V_a : La vitesse de la boue dans l'annulaire (m/s).

V_s : La vitesse de sédimentation des cuttings (m/s).

❖ Organigramme de calcul de l'indice de nettoyage

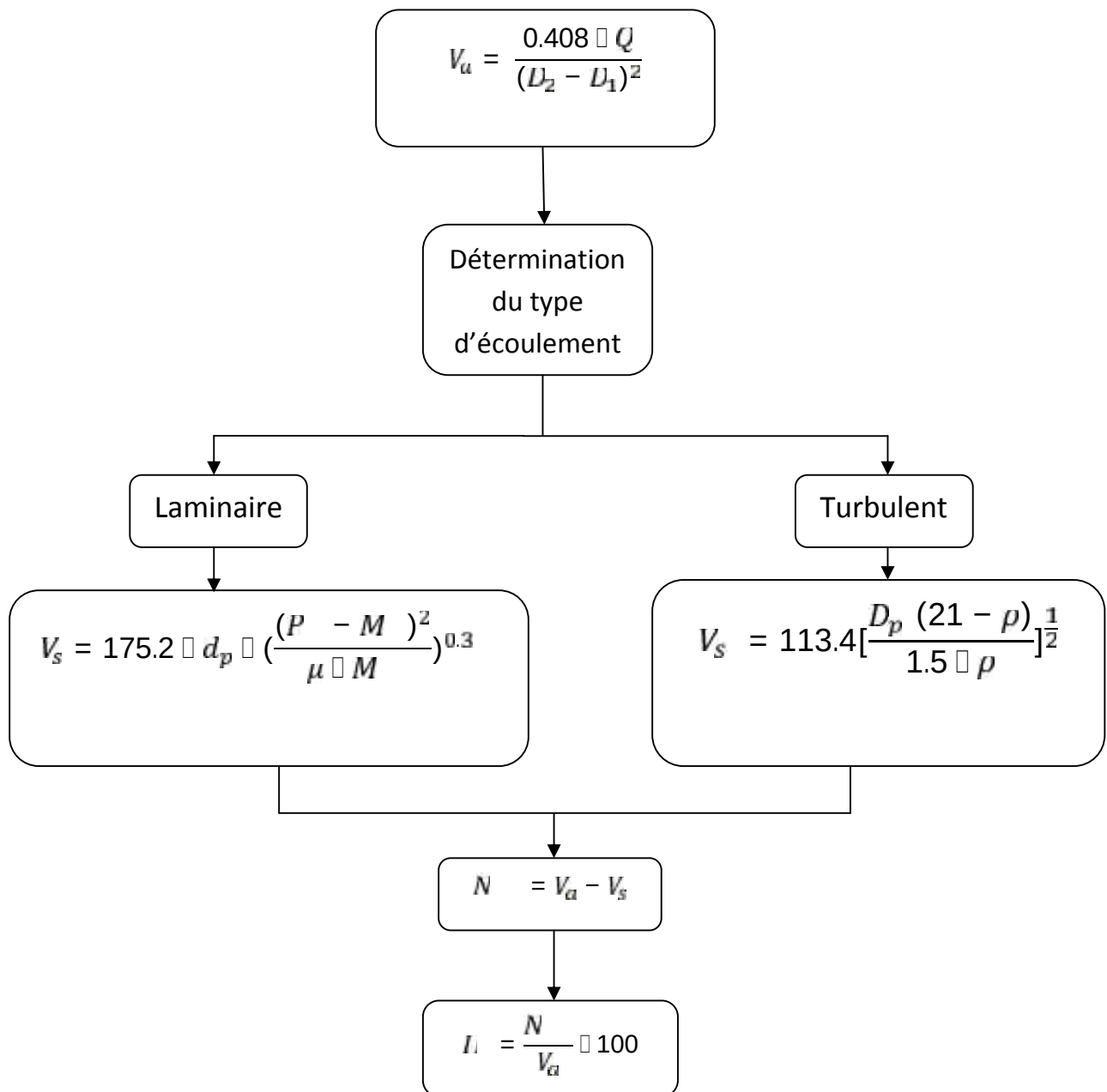


Figure IV-1 : Organigramme de calcul de l'indice de nettoyage

IV-5-Influence des différents paramètres sur l'efficacité de nettoyage

IV-5-1-Viscosité

Les cuttings ont tendance à se décanter rapidement dans les boues de forage de faible viscosité, et il est difficile de les faire circuler en dehors du puits

Généralement, Les fluides de forage de grande viscosité améliorent le transport des cuttings,

La viscosité a une influence sur l'efficacité de nettoyage seulement si le régime d'écoulement est laminaire, en cas où le régime est turbulent le sens de la viscosité disparaît avec la destruction des liaisons intermoléculaires.

Si le régime est laminaire, l'indice de nettoyage peut s'écrire en fonction de la viscosité de la boue de forage comme suit :

$$I_n = 1 - \frac{K}{\mu_e} \quad \text{Equation (IV-12)}$$

Avec K est une constante qui dépend de la vitesse annulaire.

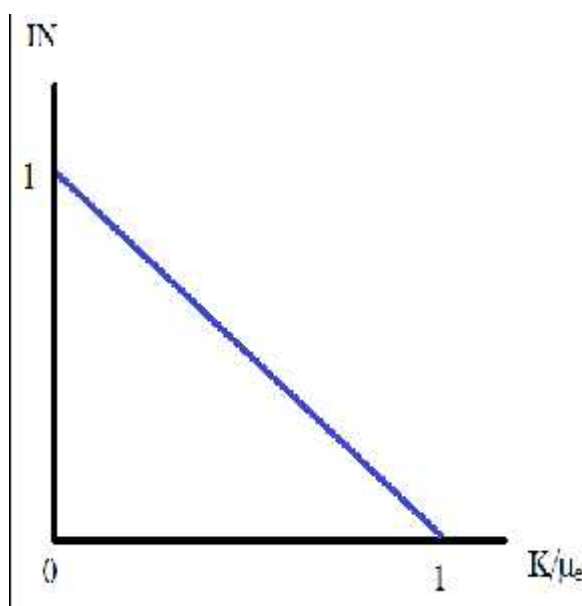


Figure IV-2 : Effet de la viscosité sur le nettoyage

IV-5-2-Vitesse annulaire

La vitesse annulaire de boue de forage dans le trou doit être suffisante pour éviter l'accumulation des cuttings. Et pour transporter ces cuttings jusqu'à la surface avec un temps raisonnable.

$$I_a = 1 - \frac{V_s}{V_a} \quad \text{Equation (IV-13)}$$

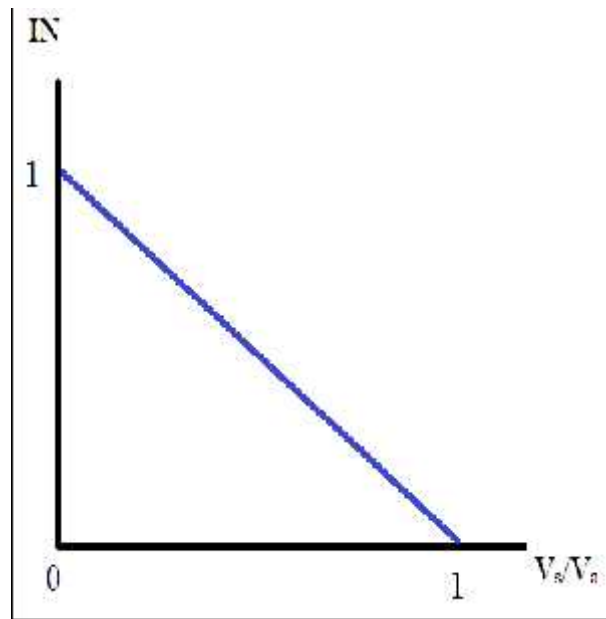


Figure IV-3 : Effet de la vitesse annulaire sur le nettoyage

IV-5-3-Densité

La densité du fluide de forage augmente la poussée d'Archimède sur les déblais qui les aide à migrer du fond vers la surface du puits.

En générale, les fluides de grande densité peuvent nettoyer le puits adéquatement même avec une faible viscosité et vitesse annulaire de la boue de forage.

IV-5-4-Vitesse de rotation des tiges

Elle influe est selon le régime d'écoulement :

) Régime turbulent

En régime turbulent, la rotation du train de tiges n'a pratiquement aucune influence sur l'enlèvement des cuttings.

) Régime laminaire

En régime laminaire, la rotation du train des tiges est manifestement bénéfique tout spécialement dans les sections où repose un lit de cuttings.

L'augmentation de la vitesse de rotation tend à remuer le lit des cuttings d'une part, et à introduire des turbulences localement dans la boue d'autre part, contribuant ainsi à un meilleur nettoyage. (Taibi, 2006).

IV-6-Filtration

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (gâteau ou cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé. (Khodja, 2008).

IV-6-1-Filtration statique

C'est la filtration dans le cas où la boue de forage est en état statique, le cake continue à s'augmenter et le taux de filtration diminue, jusqu'à où le cake devient imperméable et la filtration s'arrête.

) Etude de filtration statique

Une équation fondamentale gouverne la filtration des fluides de forage en état statique :

$$(Q_w)^2 = \frac{2K A^2}{\mu} \left[\frac{Q_w}{Q_c} \right] t \quad \text{Equation (IV-14)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

Q_w : Débit de filtrat.

Q_c : Débit du cake.

K : Perméabilité du cake.

P : Pression différentielle des deux cotés du cake.

A : Surface du cake.

μ : La viscosité du filtrat.

t : Temps de filtration.

➤ **Démonstration**

Soit « x » le volume de filtrat et « $1-x$ » le volume de cake formé, et soit Q_w et Q_c les débits de filtrat et de cake respectivement :

$$\frac{Q_c}{Q_w} = \frac{1-x}{x} \quad \text{Equation (IV-15)}$$

Donc l'épaisseur du cake par unité de surface et par unité de temps est :

$$h = \frac{1-x}{x} \square Q_w \quad \text{Equation (IV-16)}$$

La loi de Darcy pour ce cas est donnée par la formule :

$$\frac{d}{d} = \frac{K}{\mu} \quad \text{Equation (IV-17)}$$

K, P et μ : sont identifiées dans l'équation de filtration statique.

q : Le volume de filtrat (cm^3)

h : L'épaisseur du cake.

On remplace (2) dans (3) on trouve :

$$\frac{d}{d} = \frac{K}{\mu Q_w} \square \frac{x}{1-x} \quad \text{Equation (IV-18)}$$

Par intégration on trouve

$$(Q_w)^2 = \frac{2K}{\mu} \square \frac{x}{1-x} \square t \quad \text{Equation (IV-19)}$$

D'après les équations (1) et (4) on trouve :

$$(Q_w)^2 = \frac{2K}{\mu} \square \frac{Q_w}{Q_c} \square t \quad \text{Equation (IV-20)}$$

Pour une surface de cake « A » on obtient :

$$(Q_w)^2 = \frac{2K A^2}{\mu} \square \frac{Q_w}{Q_c} \square t \quad \text{Equation (IV-21)}$$

IV-6-2-Filtration dynamique

C'est la filtration dans le cas où la boue de forage est en état de circulation, le cake est sous érosion par le débit de fluide de forage, jusqu'à où le taux de disposition du cake s'égale avec le taux de son érosion, à ce moment le taux de filtration est constant et donné par la relation suivante :

$$Q = \frac{K_1 \left(\frac{\tau}{f}\right)^{-v+1}}{\mu \sigma (-v+1)} \quad \text{Equation (IV-22)}$$

K_1 : La perméabilité du cake sous une pression de 1psi.

τ : La contrainte de cisaillement exercée par le débit de la boue de forage.

f : Coefficient du frottement interne de la couche du cake.

σ : L'épaisseur du cake soumis à l'érosion.

$(-v+1)$: dépend de la compressibilité du cake.

IV-6-3-Mesure de la filtration

La mesure de filtration est faite suivant les recommandations de l'API.

1) Filtre-press API

Le filtrat API est la quantité de liquide (en cm³) recueilli au bout de 30 min sous une pression de 100 psi (7 kg/cm³). D'une manière pratique, on mesure souvent le filtrat après 7,5 minutes. Le résultat de mesure est ensuite multiplié par 2 pour obtenir le filtrat API.

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

-Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute température et haute pression à l'aide de filtre press « HPHT ».

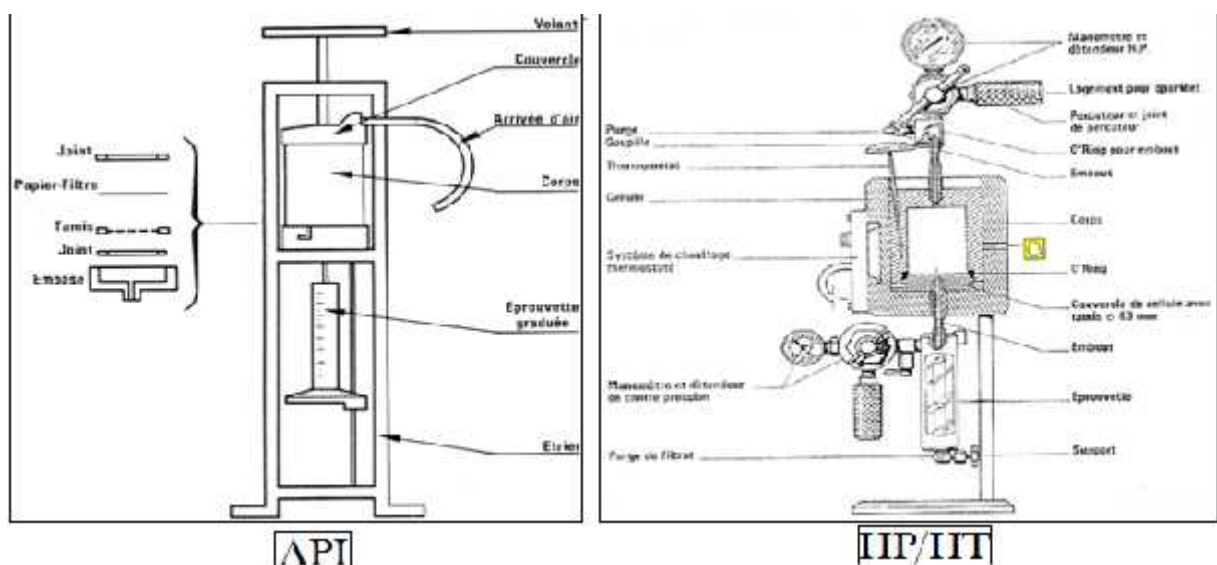


Figure IV-4 : Filtre press API et filtre press HP/HT (NGUYEN, 1993)

IV-6-4-Influence du temps à la filtration

a- Filtration statique

Dans ce cas la filtration est directement proportionnelle à la racine carrée du temps après certain intervalle dit « spurt loss » qui est généralement causé par la tendance des particules fines de fluide de forage de s'infiltrer à travers les pores de la formation.

$$V_2 = V_1 \sqrt{\frac{t_2}{t_1}} \quad \text{Equation (IV-23)}$$

V_1 (cm³) : Volume du filtrat correspond à l'intervalle du temps « t_1 ».

V_2 (cm³) : Volume du filtrat correspond à l'intervalle du temps « t_2 ».

b- Filtration dynamique

Au démarrage le taux de filtration diminue et l'épaisseur du cake augmente, et après certain temps « t_1 », l'épaisseur du cake devient constante en raison que le temps de sa disposition et son érosion sont égaux, mais le taux de filtration continue à se diminuer sous l'effet de la diminution de la perméabilité du cake, cette dernière est due à l'accumulation au nouveau des particules après son érosion.

Après un certain temps « t_2 » l'équilibre est établi, l'épaisseur du cake et le taux de filtration se stabilisent.

IV-6-5-Influence de la viscosité à la filtration

Le volume de filtrat de deux fluides de forage de viscosités différentes est inversement proportionnel à la racine carrée du rapport de viscosité.

$$V_2 = V_1 \sqrt{\frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad \text{Equation (IV-24)}$$

V_1 (cm³) : Le volume de filtrat du fluide de forage de viscosité « μ_1 ».

V_2 (cm³) : Le volume de filtrat du fluide de forage de viscosité « μ_2 ».

IV-7-Pertes de charge

IV-7-1-Ecoulement des fluides dans les conduites

Chaque fluide, en écoulement dans une conduite, subie une perte de son énergie. Cette perte est due à deux types de forces de frottement à savoir :

- 🌈 Frottements dus à la viscosité du fluide.
- 🌈 Frottements dus à la rugosité des parois de la conduite.

Cette perte est appelée perte de charges et est exprimée par la différence de pression entre deux points du fluide, Ces pertes de charge se produisent :

- 🌈 Dans circuit de surface.
- 🌈 A l'intérieure des tiges et des masses-tiges.
- 🌈 A travers l'outil.
- 🌈 Dans l'espace annulaire trou-garniture de forage.

Les équations de ces pertes sont fonction de :

- 🌈 La rhéologie du fluide. La nature de l'écoulement.
- 🌈 La géométrie de la conduite.

IV-7-2-Types des pertes de charge

a- Pertes de charge régulières

C'est les pertes de charges dues aux frottements dans la conduite, elles sont en fonction de la viscosité de fluide et du degré de turbulence (décrit par le nombre de Reynolds).

b- Pertes de charge singulières

C'est les pertes de charges dues aux obstacles que rencontre le fluide en traversant un objet: Cônes, coudes, grilles raccordement,...etc

IV-7-3-Pertes de charge dans une conduite horizontale

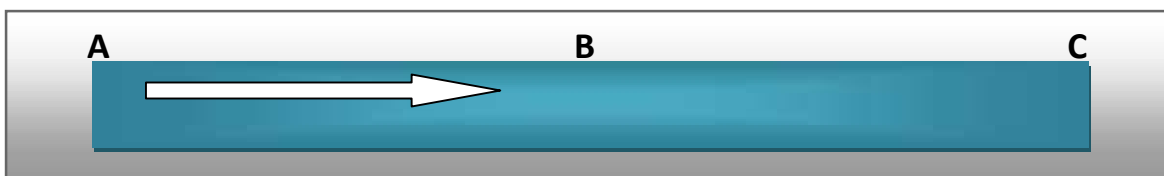


Figure IV-5 : Ecoulement d'un fluide dans une conduite horizontale

$$P_B = P_A - \Delta P_{A-B} = P_C + \Delta P_{B-C}$$

P : Pression.

ΔP : Perte de charge.

IV-7-4-Pertes de charge dans une conduite verticale

Suivant le sens d'écoulement on distingue :

a- Circulation de haut vers le bas

$$P_B = P_A + Ph_{A-B} - \Delta P_{A-B}$$

Ph : pression hydrostatique.

b- Circulation de bas vers le haut

$$P_B = P_A + Ph_{A-B} + \Delta P_{A-B}$$

c- Circulation dans un puits

$$P_B = P_A + Ph_{A-B} - \Delta P_{A-B}$$

$$P_B = P_C + Ph_{B-C} + \Delta P_{B-C}$$

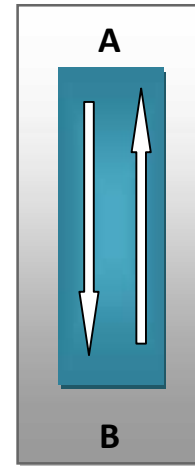


Figure IV-6 : Ecoulement d'un fluide dans une conduite verticale

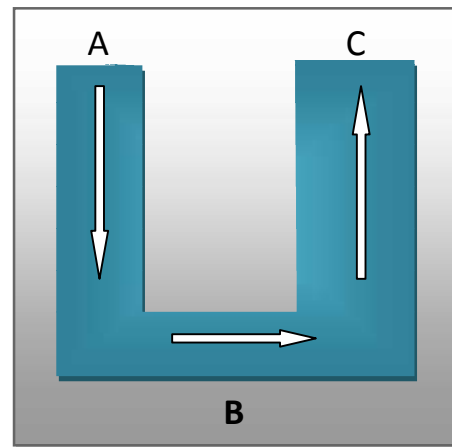


Figure IV-7 : Ecoulement d'un fluide dans un puits

IV-7-5-Calcul des pertes de charge dans les conduites

IV-7-5-1-Equation de Bernoulli

Si on suppose que

- ┐ Le fluide est incompressible;
- ┐ Le régime est permanent;
- ┐ Les forces volumétriques dérivantes d'un potentiel, donc:

L'équation de Bernoulli sera donnée comme suit:

$$\frac{V^2}{2g} + Z + \frac{P}{\rho} = C$$

Equation (IV-25)

P : La pression en un point (Pa ou N/m²) ;

ρ : La masse volumique en un point (Kg/m³) ;

V : La vitesse du fluide en un point (m/s) ;

g : L'accélération de la pesanteur (N/Kg ou m/s²) ;

Z : L'altitude (m).

Lorsqu'on est en présence des frottements, le théorème de Bernoulli précédent ne s'applique plus et la charge n'est plus constante. On parle alors des pertes de charge.

On utilise dans ce cas le théorème de Bernoulli généralisé entre deux points:

$$\frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + \frac{P_1}{\rho} = \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 + \frac{P_2}{\rho} + \Delta \quad \text{Equation (IV-26)}$$

Où le terme « Δh » est la dissipation d'énergie (en m) entre le point 1 (**amont**) et point 2 (**aval**) de l'écoulement

IV-7-5-2-Pertes de charges régulières

Dans une conduite les pertes de charge régulières sont exprimées par l'équation suivante:

$$\Delta = \frac{LV^2}{2g} \quad \text{Equation (IV-27)}$$

Δh : Donnée par l'équation de Darcy-Weisbach:

L : Longueur de la conduite;

D : Diamètre de la conduite;

V : Vitesse du fluide;

λ : Coefficient des pertes de charge, déterminé en utilisant des abaques, ou en utilisant les formules suivantes:

$$\lambda = \frac{6}{R} \quad \text{Pour nombre de Reynolds } Re \leq 1200. \quad \text{Equation (IV-28)}$$

$$\lambda = \frac{0.3}{R^{0.2}} \quad \text{Pour nombre de Reynolds } 1200 < Re \leq 4000. \quad \text{Equation (IV-29)}$$

$$\lambda = 0.7 \sqrt{\frac{\epsilon}{D}} \quad \text{Pour nombre de Reynolds } Re > 4000. \quad \text{Equation (IV-30)}$$

Avec « ϵ » est la rugosité absolue qui a une dimension de la longueur.

En régime turbulent, les pertes de charge singulières sont exprimées en U.S.I par la formule de Lechapt et Calmon.

$$\Delta h = 1.1 * 10^{-3} * Q^{1.89} * D^{-5.01} * L \quad \text{Equation (IV-31)}$$

Avec : Q : débit du fluide.

(wikipedia)

IV-7-5-3-Pertes de charge singulière

Dans une conduite, elles sont déterminées d'une façon semi empirique à partir des abaques.

Elles sont de la forme:

$$\Delta P = \xi \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2} \quad \text{Equation (IV-32)}$$

ΔP : Pertes de charge singulières (Pa).

ξ : Coefficient de pertes de charge singulières.

ρ : La masse volumique du fluide (Kg/m³).

V : La vitesse du fluide (m/s).

IV-7-6-Calcul des pertes de charge sur chantier

IV-7-6-1-Cycle de boue sur un site de forage

La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation, Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits, ensuite elle sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse elle emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan, Puis elle remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.

Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ **10 centimètres (4pouces)**. Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer **20 centimètres (8pouces)** de diamètre, elle sort du puits à travers la goulotte et passe aux tamis vibrants qui se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais, elle s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation puis elle passe par un ensemble d'équipement servant un traitement plus élaboré, les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés.

En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.

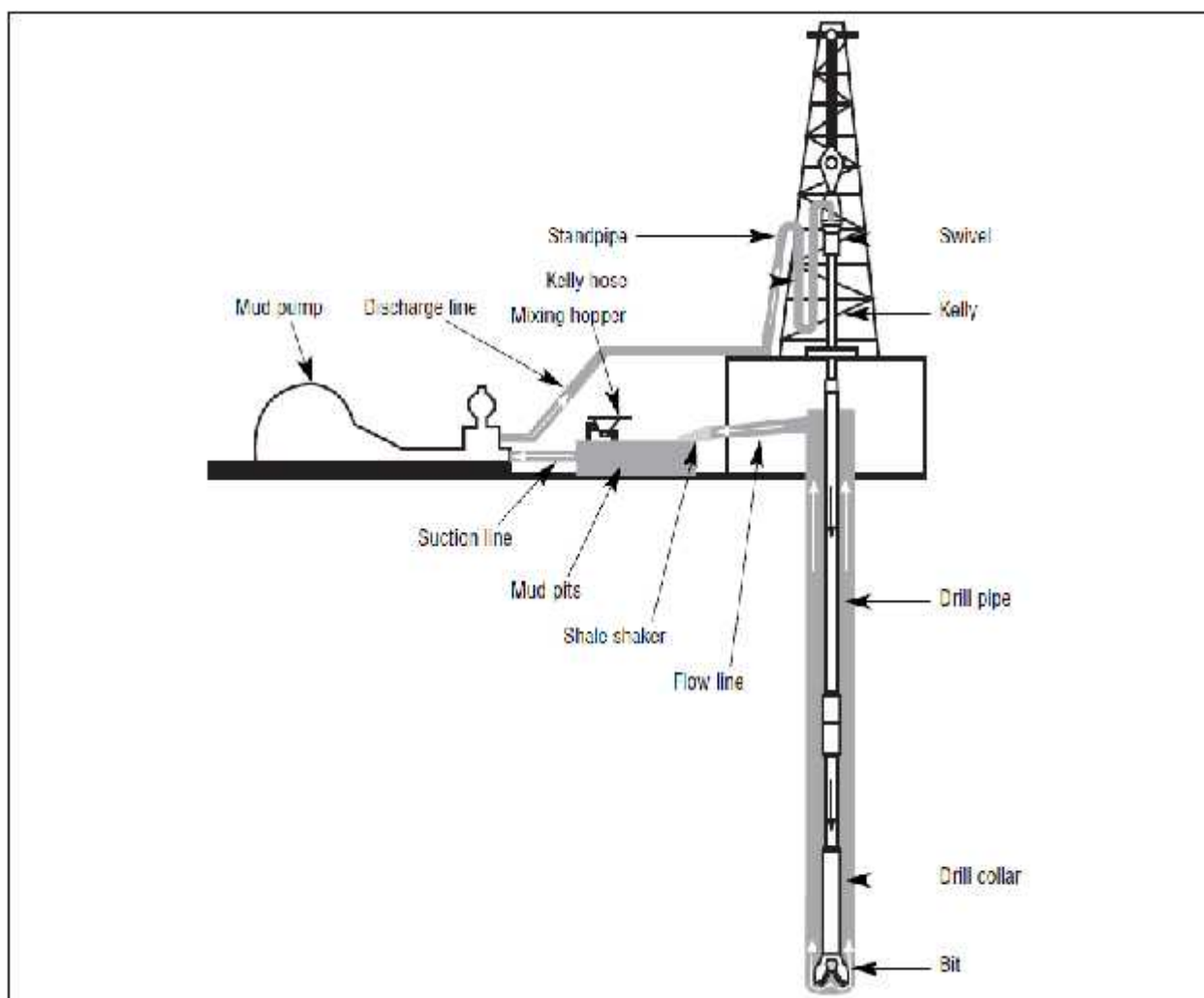


Figure IV-8: Circuit de la boue de forage (M I Swaco, 1998)

IV-7-6-2-Calcul des pertes de charge dans les conduites de surface sur un site de forage

Le calcul des pertes de charge dans les équipements de surface est commencé par la détermination du type de l'équipement de circulation. Il y a quatre classes qui ont été reconnus par l'IADC et qui sont les suivants :

Classe # 1(coefficient 19)	Classe # 2(coefficient 7)
40 ft & 3 in. ID. Standpipe	40 ft & 3.5 in. ID. Standpipe
45 ft & 2 in. ID. Hose	55 ft & 2.5 in. ID. Hose
4 ft & 2 in. ID. Swivel	5 ft & 2.5 in. ID. Swivel
40 ft & 2.25 in ID. Kelly	40 ft & 3.25 in ID. kelly

Tableau IV-1 : Coefficients des pertes de charge de surface (Classe #1 et Classe #2)

Classe # 3(coefficient 4)	Classe # 4(coefficient 3)
5 ft & 2.5 in. ID. Standpipe	6 ft & 3 in. ID. Standpipe
45 ft & 4 in. ID. Hose	45 ft & 4 in. ID. Hose
40 ft & 3.25 in. ID. Swivel	40 ft & 4 in. ID. Swivel
55 ft & 3 in ID. Kelly	55 ft & 3 in ID. kelly

Tableau IV-2 : Coefficients des pertes de charge de surface (Classe #3 et Classe #4)

Lors du calcul des pertes de charge dans les équipements de surface choisissez la catégorie la plus proche à l'équipement de forage présent, extrapoler le coefficient et l'utilisez dans la formule suivante :

$$P_L = 1.5 \times K_s \times M \times Q^{1.8} \quad \text{Equation (IV-33)}$$

P_L : Perte de charge dans l'équipement de surface (psi).

K_s : Le coefficient de pertes de charge ;

M : Densité de boue de forage ;

Q : Le débit (gal/min) ;

IV-7-6-3-Calcul des pertes de charge dans le puits

Pour le modèle de Bingham :

IV-7-6-3-1-Calcul des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage

Le fluide de forage s'écoule à travers le train de tige. Dans les calculs hydraulique, ces parties du système de circulation sont considérées comme des tuyaux circulaires et généralement l'écoulement est turbulent. Pendant cette circulation le fluide de forage perd une partie de son énergie due à la perte de pression dans le train de tiges qui est généralement 35% de la pression totale de la pompe.

Pour cela il est nécessaire de savoir combien de pression sera requise pour pomper la boue de forage à travers le train de tige à une vitesse donnée.

Les pertes de charge à l'intérieur de la garniture sont calculées de la manière suivante :

Etape01 : calcul de la vitesse d'écoulement à l'intérieur de la garniture par la formule :

$$V_p = \frac{0.4 \times Q}{D^2} \quad \text{Equation (IV-33)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

v_p : La vitesse d'écoulement à l'intérieur de la garniture de forage (ft/sec).

Q : Le débit volumétrique de la pompe à boue (gal/min).

D : Diamètre intérieur de la garniture de forage (inches).

Etape02 : calcul du taux de cisaillement à l'intérieur de la garniture de forage

$$\gamma_0 = \frac{8V_p}{D} \quad \text{Equation (IV-34)}$$

γ_{0p} : Le taux de cisaillement (sec⁻¹).

V_p : La vitesse d'écoulement à l'intérieur de la garniture de forage (ft/sec).

D : Diamètre intérieur de la garniture de forage (ft).

Etape03 : calculer la viscosité effective « μ_e » par la formule :

$$\mu_e = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma_0} \quad \text{Equation (IV-35)}$$

μ_{ep} : La viscosité effective du fluide de forage (cp).

μ_p : La viscosité plastique du fluide de forage (cp).

τ_0 : Seuil de cisaillement ou la Yield-Point (dynes/cm²).

γ_{0p} : Le taux de cisaillement (sec⁻¹).

Etape04 : Calculer le nombre de Reynolds pour chaque section « Re » par la formule :

$$Re = \frac{1.4 V_p D \rho}{\mu_e} \quad \text{Equation (IV-36)}$$

ρ : La masse volumique du fluide de forage (lb/gal).

Etape05 : Les pertes de charge pour chaque section « P_p » :

Si $Re_p < 3000$ régime d'écoulement laminaire

$$P_p = \frac{L Q \mu_p}{6.9 D^4} + \frac{\tau_0 L}{1.2 D} \quad \text{Equation (IV-37) (Drilling Data Handbook ; Seventh Edition)}$$

Si $Re_p \geq 3$ régime d'écoulement turbulent

$$P_p = \frac{L \rho^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2}}{9.6 D^{4.8}} \quad \text{Equation (IV-38)}$$

Répéter les étapes pour chaque section.

Etape06 : calculer la totalité des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage par la sommation des pertes de charge des sections précédemment calculées :

$$P_{PT} = \sum P_p \quad \text{Equation (IV-39)}$$

❖ Organigramme de calcul des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage :

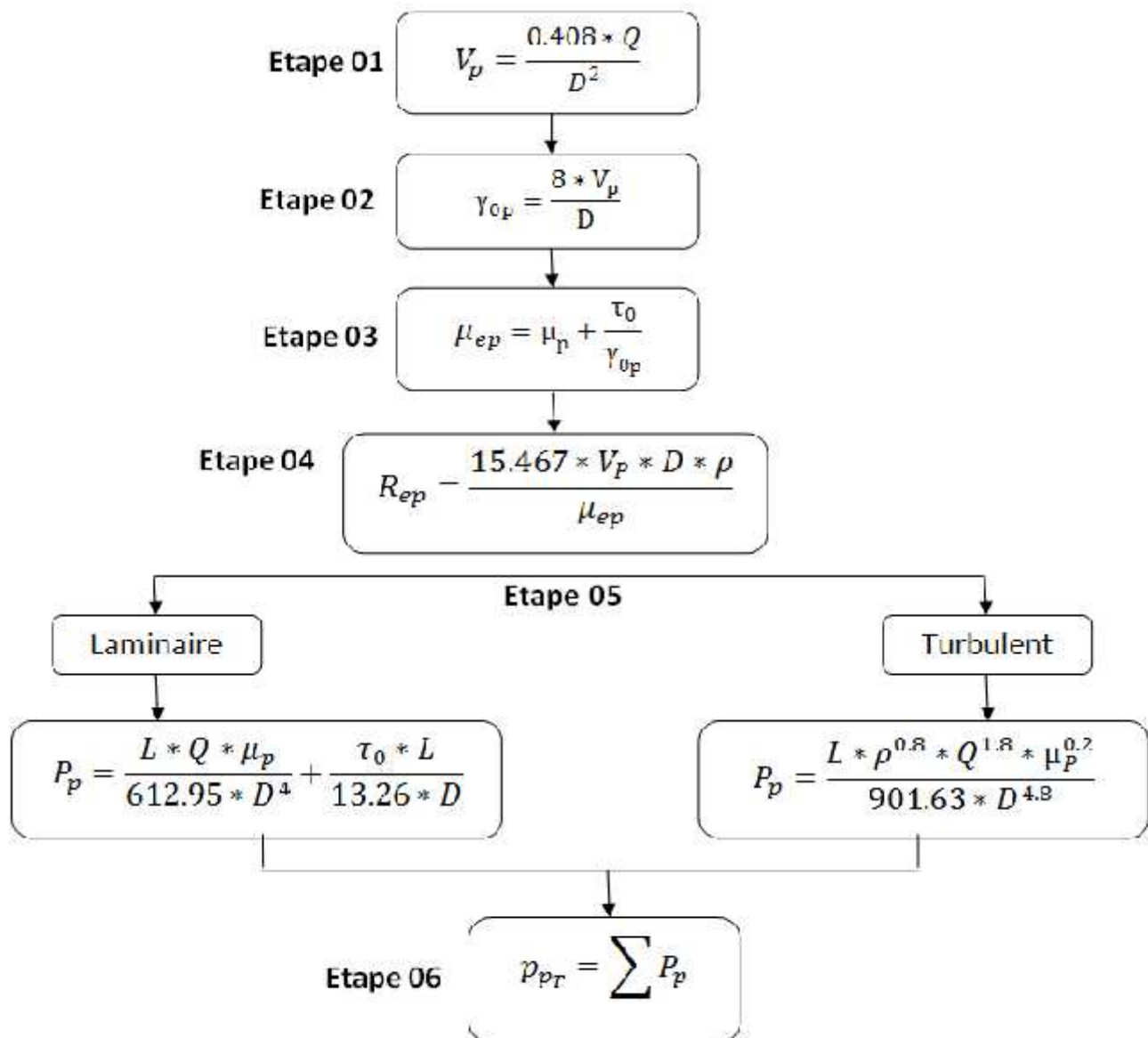


Figure IV-9 : Organigramme de calcul des pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage

IV-7-6-3-2-Calcul des pertes de charge dans l'espace annulaire

Plusieurs problèmes comme la fracturation de formation et l'efficacité de pompage sont liés aux pertes de charge dans l'espace annulaire pour cela leur calcul est très important pour éviter ces problèmes.

Les pertes de charge dans l'espace annulaire sont calculées de la manière suivante :

Etape01 : calcul de la vitesse d'écoulement dans l'espace annulaire par la formule :

$$V_a = \frac{0.4 \cdot Q}{D_2^2 - D_1^2} \quad \text{Equation (IV-40)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

v_a : La vitesse d'écoulement dans l'espace annulaire (ft/sec).

Q : Le débit volumétrique de la pompe à boue (gal/min).

D_2, D_1 : Les diamètres extérieur et intérieur respectivement de l'espace annulaire (inches).

Etape02 : calcul du taux de cisaillement dans l'espace annulaire :

$$\gamma_0 = \frac{1 \cdot V_a}{D_2 - D_1} \quad \text{Equation (IV-41)}$$

γ_{0a} : Le taux de cisaillement (sec^{-1}).

V_a : La vitesse d'écoulement dans l'espace annulaire (ft/sec).

D_2 : Diamètre du trou (ou casing) (ft).

D_1 : diamètre extérieur de la garniture de forage (ft).

Etape03 : calculer la viscosité effective « μ_e » par la formule :

$$\mu_e = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma_0} \quad \text{Equation (IV-42)}$$

μ_{ea} : La viscosité effective du fluide de forage (cp).

μ_p : La viscosité plastique du fluide de forage (cp).

τ_0 : Seuil de cisaillement ou la Yield-Point (dynes/cm^2).

γ_{0a} : le taux de cisaillement (sec^{-1}).

Etape04 : Calculer le nombre de Reynolds pour chaque section « Re » par la formule :

$$Re = \frac{1.4 \cdot V_a \cdot (D_2 - D_1) \cdot \rho}{\mu_e} \quad \text{Equation (IV-43)}$$

ρ : La masse volumique du fluide de forage (lb/gal).

Etape05 : les pertes de charge pour chaque section « P_a » en psi :

Si $Re_a < 3000$ régime d'écoulement laminaire

$$P_a = \frac{L \cdot Q \cdot \mu_p}{4 \cdot 6 \cdot (D_2 - D_1) \cdot (D_2 - D_1)^3} + \frac{\tau_0 \cdot L}{1 \cdot 2 \cdot (D_2 - D_1)} \quad \text{Equation (IV-44) (Drilling Data Handbook ; Seventh Edition)}$$

Si $Re_a \geq 3$ régime d'écoulement turbulent

$$P_a = \frac{L \cdot \rho^{0.8} \cdot Q^{1.8} \cdot \mu_p^{0.2}}{7 \cdot 9 \cdot (D_2 + D_1)^{1.8} \cdot (D_2 - D_1)^3} \quad \text{Equation (IV-45)}$$

Répéter les étapes pour chaque section.

Etape 6 : calculer la totalité des pertes de charge dans l'espace annulaire de forage par la sommation des pertes de charge des sections précédemment calculées :

$$p_{aT} = \sum P_a \quad \text{Equation (IV-46)}$$

❖ **Organigramme de calcul des pertes de charge dans l'espace annulaire**

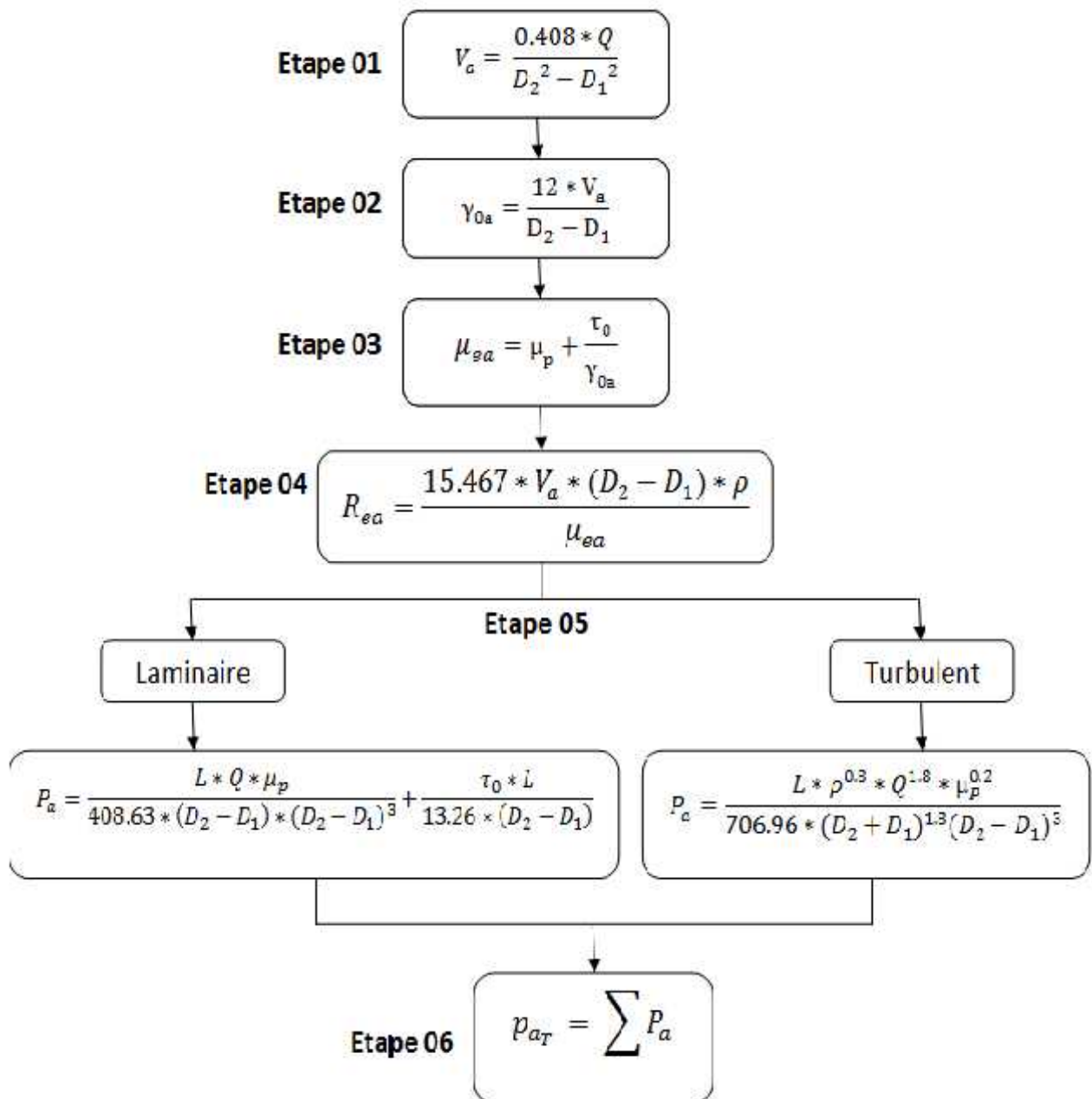


Figure IV-10 : Organigramme de calcul des pertes de charge dans l'espace annulaire

IV-7-6-3-3-Calcul des pertes de charge au niveau de l'outil

$$P_b = \frac{1}{\sum D_{ni}^5} \rho Q^2 \quad \text{Equation (IV-47)} \quad (\text{M I Swaco, 1998})$$

P_p : Pertes de charge au niveau de l'outil (psi).

$\sum D_{ni}$: La somme des diamètres des duses (inch).

IV-8-Densité équivalente de circulation « ECD »

IV-8-1-Définition

C'est la densité de fluide de forage qui exerce une pression hydrostatique équivalente à la densité exercée par la colonne de boue de forage plus les pertes de charge dans l'espace annulaire.

IV-8-2-Calcul de la densité équivalente de circulation « ECD » (AVA, 2004)

Elle est calculée par la formule suivante :

$$E = \rho + \frac{P_a}{0.052 T} \quad \text{Equation (IV-48)}$$

ECD : Densité équivalente de circulation (lb/gal).

ρ : La densité de boue de forage (lb/gal).

P_{aT} : Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi).

TVD : La côte verticale (ft).

IV-9-Surpression (surge pressure) et dépression (swab pressure) dans le puits :

IV-9-1-Définition

Lorsque le train de tiges est introduit dans le trou, le fluide de forage se déplace dans le sens inverse de son mouvement, les frottements dus à ce déplacement causent une augmentation de la pression du fond du trou dite « surge pressure », inversement, lorsque le train de tiges est déclenché du trou, il y aura une diminution de pression au fond du trou dite « swab pressure ».

La connaissance de ces pressions est très importante et surtout dans les formations de petite marge entre la pression de fracturation et la pression de pores tel que :

-Une surpression due à une introduction rapide du train de tiges peut provoquer une fracturation de formation ou une perte de circulation.

-Une dépression due à une extraction rapide du train de tiges peut provoquer l'invasion du trou par le fluide de formation.

IV-9-2-Calcul de « surge » et « swab » pressure

Le calcul de « surge » et « swab » pressure a pour but de sécuriser les manœuvres de la garniture de forage :

Le calcul se fait par les étapes suivantes :

Etape 01 : Calculer la vitesse moyenne du mouvement du train de tiges « V_{pm} » tel que :

$$V_p = \frac{6 \cdot L_s}{t} \quad \text{Equation (IV-49)}$$

V_{pm} : La vitesse moyenne du mouvement du train de tiges (ft/min).

L_s : La longueur introduite (ft).

t : Le temps d'une descente à une autre (sec).

Etape 02 : Calculer la vitesse équivalente du fluide de forage « V_m » dans chaque section de l'espace annulaire tel que :

$$V_m = \left[\frac{0.4 \cdot D_1^2}{D_2^2 - D_1^2} \right] \cdot V_p \quad \text{Equation (IV-50)}$$

V_m : La vitesse équivalente du fluide de forage dans la section de l'espace annulaire (ft/sec).

D_1, D_2 : Les diamètres intérieur et extérieur respectivement de l'espace annulaire (inch).

Etape 03 : Utiliser cette vitesse « V_m » pour calculer les pertes de charge dans l'annulaire.

Etape 04 : Calculer la densité équivalente du fluide de « surge pressure » tel que :

$$E_s = \rho + \frac{P_a}{0.0 \cdot TVD} \quad \text{Equation (IV-51)}$$

EMN_{sur} : Densité équivalente du fluide de « surge pressure » (lb/gal).

ρ : La densité de boue de forage.

P_{aT} : Les pertes de charge dans l'espace annulaire calculées par la vitesse « V_m » (psi).

TVD : La côte verticale (ft).

Calculer la densité équivalente du fluide de « swab pressure » tel que :

$$E_s = \rho + \frac{P_a}{0.0 \cdot TVD} \quad \text{Equation (IV-52)}$$

EMN_{swb} : Densité équivalente du fluide de « swab pressure » (lb/gal).

CHAPITRE V

CAS

PRATIQUE

Etude de cas du Puits NHBHJ-1 (Nord Hassi Belhadj-1)

Au cours du forage de la phase 12^{1/4} du puits NHBHJ-1 dans le champ de HMD, une augmentation de pression de refoulement des pompes est observée, elle est traduite par une compensation de l'augmentation des pertes de charge dans le puits à cause des petites capacités où le fluide de forage se circule.

La pression de refoulement peut augmenter jusqu'à atteindre la pression maximale dont les pompes de forage peuvent travailler, au dessus de cette pression, les pompes peuvent s'arrêter ou même tomber en panne (comme notre cas).

Pour donner une réponse au problème rencontré, l'étude d'optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage est indispensable pour minimiser le plus possible les pertes de charges dans le circuit du fluide de forage, sans influence sur les fonctions et les performances du fluide de forage pour faire ses différents rôles.

Pour cela il faut identifier les différentes fonctions de la boue de forage qui peuvent être affectées par cette minimisation et définir les paramètres rhéologiques et hydrauliques liés à ces fonctions pour résoudre notre problématique.

Les étapes à suivre pour résoudre cette problématique sont les suivantes :

) Déterminer le modèle rhéologique du fluide de forage utilisé

Consiste à choisir le modèle rhéologique donnant les résultats les plus proches du comportement rhéologique réel de la boue de forage par une comparaison entre ces modèles, on distingue trois modèles rhéologiques qui sont les plus répondus :

-Modèle de **BINGHAM**.

-Modèle de puissance d'**OSTWALD** (power law).

-Modèle de **HERSCHEL-BELKLEY**.

) Modélisation du problème

Ça veut dire la traduction du problème en équations mathématiques et déterminer les différentes contraintes qui représentent des obstacles pour atteindre notre objectif.

) Elaborer un programme d'optimisation qui sert à la résolution du problème

Cette étape consiste à donner les valeurs optimales des différentes variables soumises aux contraintes déterminées précédemment.

) Effectuer le calcul hydraulique et rhéologique et l'appliquer sur chantier.

V-1-Application sur le puits NHBHJ-1

V-1-1-Détermination du modèle rhéologique du fluide de forage utilisé

V-1-1-1-Composition de la boue de forage

La boue utilisée au cours du forage de la phase 12^{1/4} Dans le puits NHBHJ-1

Produits	d=2,30 R H/E=90/10 L ou Kg / m ³
DIESEL	478 L
AVABENTOIL SA	5.0
AVOIL PE	10.0
AVOIL SE	10.0
LIME	30.0
NaCl	21.0
AVOIL WA	2
BARYTE	1 767.0

Tableau V-1 : Composition de la boue de forage.

V-1-1-2-Identification du modèle rhéologique de fluide de forage

➤ Mode opératoire

- Effectuer à l'aide d'un viscosimètre Fann des essais à différentes vitesses de rotation sur un échantillon de cette boue.
 - Tracer sur le même graphe :
 - 1- La courbe du comportement rhéologique réel de la boue de forage $\tau=f(\gamma)$.
 - 2- Le rhéogramme $\tau=f(\gamma)$ suivant l'approche de Bingham (après avoir déterminé les paramètres de Bingham : **YP** et **PV**).
 - 3- Le rhéogramme $\tau=f(\gamma)$ suivant l'approche d'Ostwald (après avoir déterminé les paramètres d'Ostwald : **n** et **k**)
 - Interpréter comparativement ces résultats : L'étude comparative entre les différents résultats obtenus est faite par deux méthodes de comparaison :
 - Méthode graphique.
 - Méthode numérique.

V-1-1-2-1-Méthode graphique

A. Résultats réels du viscosimètre Fann

Vitesse de rotation Ω (tr/min)	600	300	200	100	6	3
Vitesse de déformation $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	1021.8	510.9	340.6	170.3	10.218	5.109
Les lectures θ (cadran)	100	55	35	27	10	8
	100	55	35	27	10	8
	102	56	37	27	12	10
	102	56	36	28	11	9
La moyenne (cadran)	101	55.5	35.75	27.75	10.75	8.75
Contrainte de cisaillement τ (dynes/cm ²)	516.11	283.61	182.68	141.80	54.93	44.71
Contrainte de cisaillement τ (lbf/100ft ²)	107.82	59.25	38.16	29.62	11.48	9.34

Tableau V-2 : Résultats réels du viscosimètre Fann.

B. Résultats suivants l'approche de Bingham

L'approche de Bingham est caractérisée par l'équation suivante :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p * \dot{\gamma} \quad \text{Equation (V-1)}$$

Avec :

$$\begin{aligned} \mu_p &= \theta_{600} - \theta_{300} \\ &= 101 - 55.5 \\ \mu_p &= 45.5 \text{ cp} \\ \tau_0 &= 2 \theta_{300} - \theta_{600} \\ &= 2 * 55.5 - 101 \\ \tau_0 &= 10 \end{aligned}$$

Les valeurs de la contrainte de cisaillement (τ) calculées pour des différentes valeurs de ($\dot{\gamma}$) sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Vitesse de rotation Ω (tr/min)	600	300	200	100	6	3
Vitesse de déformation $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	1021.8	510.9	340.6	170.3	10.218	5.109
Contrainte de cisaillement τ (lbf/100ft ²)	107.12	58.56	42.37	26.19	10.97	10.49

Tableau V-3 : Résultats suivant l'approche de Bingham.

C. Résultats suivant l'approche d'Ostwald

L'approche d'Ostwald est caractérisée par l'équation suivante :

$$\tau = k * \gamma^n \quad \text{Equation (V-2)}$$

Avec :

$$n = 3.3 \lg \frac{\theta_6}{\theta_3} \quad \text{Equation (V-3)}$$

$$= 3.32 \lg \frac{1}{5.5} \quad n = 0.863$$

$$\text{et} \quad k = \frac{\theta_3}{5^{-n}} \quad \text{Equation (V-4)}$$

$$= \frac{5.5}{5^{0.863}} \quad k=0.255$$

Les valeurs de la contrainte de cisaillement (τ) calculées pour des différentes valeurs de (γ) sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Vitesse de rotation Ω (tr/min)	600	300	200	100	6	3
Vitesse de déformation γ (sec ⁻¹)	1021.8	510.9	340.6	170.3	10.218	5.109
Contrainte de cisaillement τ (lbf/100ft ²)	100.95	55.49	39.10	21.49	1.89	1.04

Tableau V-4 : Résultats suivant l'approche d'Ostwald.

On trace la courbe de rhéogramme $\tau = f(\gamma)$ de chaque modèle (de Bingham et d'Ostwald) et celle du comportement rhéologique réel sur le même graphe :

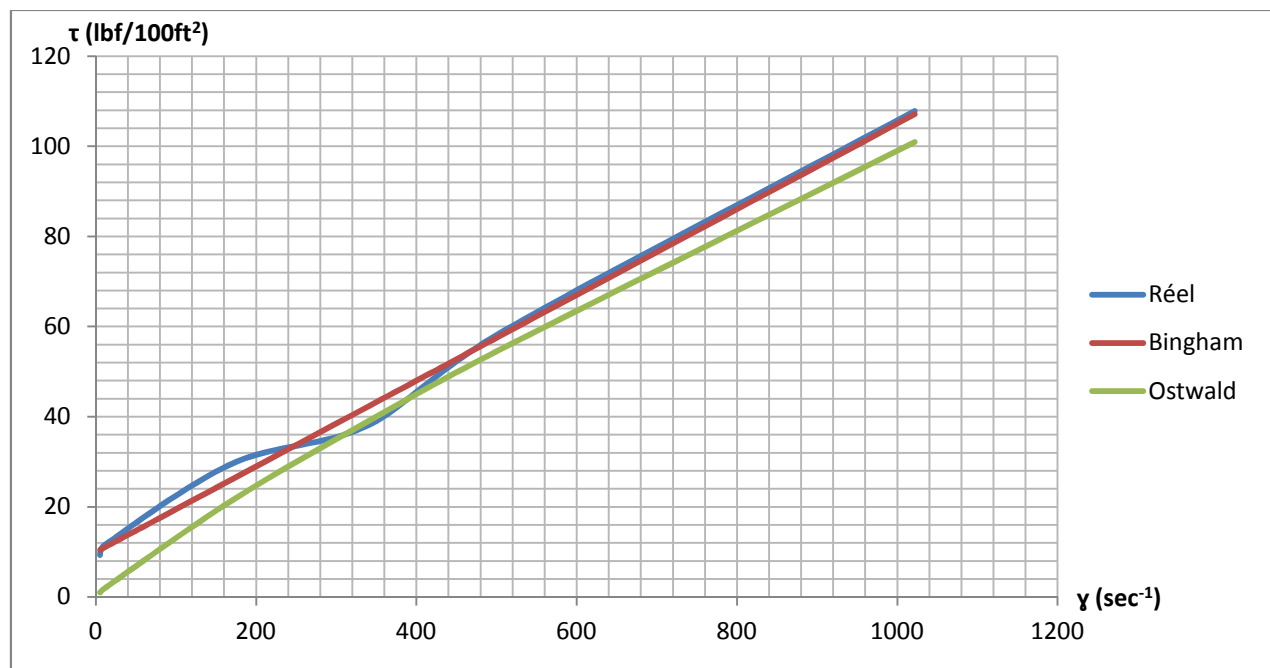


Figure V-1 : Rhéogramme $\tau = f(\gamma)$ du modèle de Bingham, d'Ostwald et du réel

➤ Interprétation

Le graphe ci-dessus montre que :

L'écart entre le rhéogramme du modèle d'Ostwald et le rhéogramme réel est plus grand que l'écart entre celui du Bingham et le réel, ce qui fait exclure le modèle d'Ostwald, qui ne décrit pas de façon précise le comportement rhéologique du fluide de forage utilisé.

Le modèle de Bingham présente à son tour un écart remarquable pour les petites valeurs de vitesse de déformation ($\dot{\gamma}$), alors on doit faire une autre comparaison avec le modèle de Herschel-Belkley.

D. Résultats suivant l'approche de Herschel-Belkley

Ce modèle représente la combinaison des trois modèles : modèle de Newton, modèle de Bingham et le modèle d'Ostwald.

Résultats suivant l'approche de Herschel-Belkley :

L'approche de Herschel-Belkley est caractérisée par une équation combinée entre le modèle de Bingham et le modèle d'Ostwald.

$$\tau = \tau_0 + k * \dot{\gamma}^n \quad \text{Equation (V-5)}$$

Avec : $\tau_0 = 0.3$ $\tau_0 = 8.75$

$$n = 3.3 \quad \text{Equation (V-6)}$$

$$= 3.32 \quad n = 0.9$$

$$k = \frac{\tau_3}{\dot{\gamma}_3^n} \quad \text{Equation (V-7)}$$

$$k = \frac{5.5}{5^{0.9}} \quad k = 0.1$$

Les valeurs de la contrainte de cisaillement (τ) calculées pour des différentes valeurs de ($\dot{\gamma}$) sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Vitesse de rotation Ω (tr/min)	600	300	200	100	6	3
Vitesse de déformation $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	1021.8	510.9	340.6	170.3	10.218	5.109
Contrainte de cisaillement τ (lbf/100ft ²)	118.20	64.24	46.04	27.66	9.95	9.36

Tableau V-5 : Résultats suivant l'approche de Herschel-Belkley.

On trace la courbe de rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ de chaque modèle (de Bingham et de Herschel-Belkley) et celle du comportement rhéologique réel sur le même graphe :

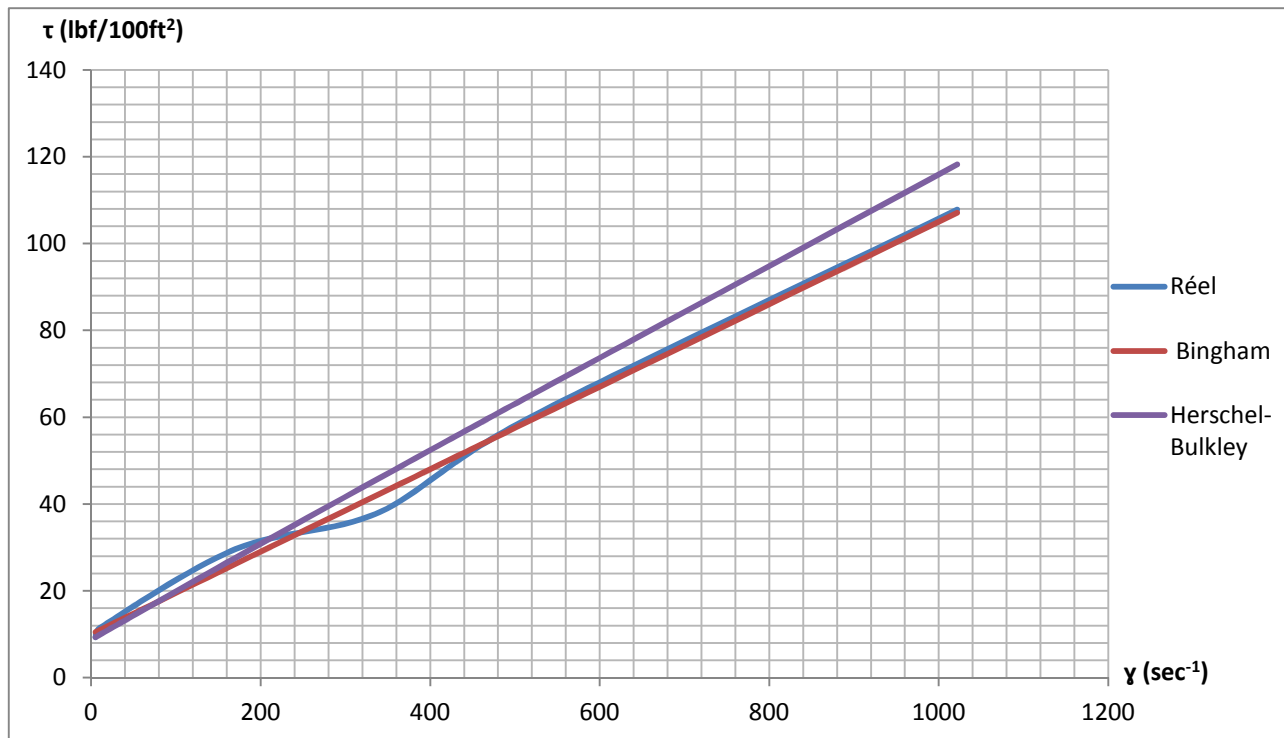


Figure V-2 : Rhéogramme $\tau = f(\gamma)$ du modèle de Bingham, de Herschel-Bulkley et du réel

➤ Interprétation

Le graphe ci-dessus montre que :

L'écart entre le rhéogramme du modèle de Herschel-Bulkley et le rhéogramme réel est plus grand que l'écart entre celui du Bingham et le réel pour les grandes valeurs de vitesse de déformation (γ), mais un plus petit écart pour les très petites valeurs.

A partir des deux graphes précédents on peut conclure que le fluide de forage utilisé est décrit par le modèle de Bingham.

On passe à la deuxième méthode pour confirmer nos résultats.

V-1-1-2-2-Méthode numérique

Cette méthode consiste à comparer l'approche et les résultats réels en utilisant des équations qui représentent des critères de comparaison, on distingue deux critères :

1) Le coefficient de corrélation d'échantillonnage de Pearson « r », c'est un indice dont la valeur varie entre -1 et 1 inclus qui reflète le degré de linéarité entre deux séries de données, tel que :

-Plus « r » est proche à 1 plus le modèle est proche du réel.

$$r = \frac{\sum(x-\bar{x})(y-\bar{y})}{\sqrt{\sum(x-\bar{x})^2 \sum(y-\bar{y})^2}} \quad \text{Equation (V-8)}$$

Où $\bar{x}$ et $\bar{y}$ sont les moyennes d'échantillon

) L'écart quadratique, tel que :

-Plus l'écart quadratique est petit plus le modèle est plus proche du réel.

$$\xi = \sum(x - y)^2 \quad \text{Equation (V-9)}$$

x : Les valeurs de taux de cisaillement réel (Pa)

y : Les valeurs de taux de cisaillement correspondantes à chaque modèle.

Les résultats de calcul sont représentés dans le tableau suivant :

Les modèles rhéologiques	L'écart quadratique	Coefficient de corrélation
Herschel-Belkley	201.13	0.9975
Bingham	32.06	0.9976
Ostwald	288.88	0.9950

Tableau V-6 : Ecart quadratique et le coefficient de corrélation pour chaque modèle.

La méthode numérique nous confirme que le modèle rhéologique de Bingham est le modèle qui définit le comportement du fluide de forage utilisé.

V-2-Modélisation du problème

La minimisation des pertes de charge dans le circuit de boue de forage au cours de forage de la phase 12^{1/4} du puits NHBHJ-1 se fait par l'optimisation des paramètres rhéologiques du fluide de forage et du débit des pompes à boue sans affection sur ses performances dans le puits.

Pour modéliser le problème il faut traduire l'expression du problème de quelques phrases en équations mathématiques et construire un système d'équations.

La modélisation du problème est basée sur l'optimisation qui se fait par la réalisation des étapes suivantes :

Minimiser $f_0(x)$ sachant que $f_i(x) > b_i$

Tel que : $i = 1, \dots, n$ et $f(x)$: fonction objective

x_i : Les variables d'optimisation.

Choix des contraintes.

V-2-1-Fonction objective

La fonction objective dans notre cas est la somme des pertes de charge dans le puits :

Min $P_t = P_p + P_a + P_b$ avec :

P_t = Pertes de charge dans le puits.

P_p = Pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage.

P_a = Perte de charge dans l'espace annulaire.

P_b = Perte de charge au niveau de l'outil de forage.

$$P_t = \left[\left(\sum \frac{L \cdot \rho^{0.8} \cdot Q^{1.8} \cdot \mu_p^{0.2}}{9.6 \cdot D^{4.8}} + \sum P_a \right) \right] + \frac{1 \cdot \rho \cdot Q^2}{\sum D_n^5} \quad \text{Equation (V-10)}$$

V-2-2-Variables d'optimisations

A partir de la fonction objective on peut subdiviser ses différents paramètres en deux catégories :

- Des facteurs ajustables qui sont nos variables.
- Des facteurs non ajustables.

V-2-2-1-Facteurs non ajustables

Ce sont les facteurs qu'on ne peut pas les faire varier, ils sont fixes pendant toute la durée de forage de la phase ils sont les suivants :

- Diamètre intérieur de la garniture de forage de chaque section.
- Dimensions de chaque sections de l'espace annulaire (diamètre intérieur « $D1$ » et extérieur « $D2$ »).
- La longueur de chaque intervalle « L ».
- La taille des duses de l'outil de forage.
- La densité de la boue de forage (la densité de la boue est classée parmi les facteurs non ajustables car elle est un facteur très sensible qui n'accepte aucun changement de sa valeur).

V-2-2-2-Facteurs ajustables

C'est des facteurs qui peuvent être considérés comme variables suivant certaines conditions définies pour atteindre l'optimisation de notre problème:

On prend comme valeurs qui peuvent être variées de la fonction objective les variables suivantes:

- Le débit ou la vitesse (V) de la pompe à boue.
- La viscosité effective de la boue de forage (μ_p): elle est en fonction de la vitesse (V) et le seuil de cisaillement (τ_0) et la viscosité plastique (μ_p).

V-2-2-3-Effets dus à la minimisation des variables ajustables

A. Débit de la pompe

La minimisation du débit de la pompe pour minimiser les pertes de charge dans le puits est limitée car elle présente plusieurs problèmes:

- La vitesse de transport des cuttings doit être positive pour assurer la remontée des cuttings au surface et éviter l'augmentation de leurs concentrations dans l'espace annulaire.
- Le régime d'écoulement au niveau de l'outil de forage doit être turbulent, cette condition n'est pas assurée si la vitesse est suffisamment petite.
- Une vitesse suffisamment petite influe sur la puissance hydraulique à l'outil et l'impact du jet, qui résulte une diminution de la vitesse d'avancement de forage.

B. Viscosité effective

Comme le débit de la pompe, la minimisation de viscosité effective génère aussi plusieurs problèmes:

- Efficacité de nettoyage du puits faible et sédimentation rapide des cuttings dans les conditions statiques à cause de l'augmentation de vitesse de glissement (slip velocity).
- Augmentation de filtration, en conséquence le cake, qui diminue le diamètre du puits et provoque le coincement par ΔP .
- Risque de perte de circulation.

Remarque : Il faut choisir des valeurs optimales pour le débit de la pompe et la viscosité effective pour minimiser les pertes de charge et éviter les problèmes précédents au même temps.

Donc nos variables d'optimisations sont : la vitesse d'écoulements « v » ou le débit de la pompe et les paramètres rhéologiques de la boue de forage (viscosité effective et le seuil de cisaillement).

V-2-2-4-Choix des limites des variables d'optimisation (NHBHJ-1 Drilling Program)

$$\begin{cases} 2 \leq Q \leq 2 & \text{l/m} \\ 8 < \tau_0 < 1 & \text{li} / 1 f^2 \\ \mu_p < 50 & c \end{cases}$$

V-2-3-Choix des contraintes

V-2-3-1-Indice de nettoyage

Le nettoyage du puits est évalué à partir de l'indice de nettoyage, on dit que le nettoyage est bon si l'indice de nettoyage « IN » est supérieur à 50%.

$$IN = \frac{V_a - V_s}{V_a} \geq 50 \% \quad \text{Equation (V-11)}$$

V-2-3-2-Régime d'écoulement turbulent à la sortie des duses et au voisinage de l'outil

Pour que le régime soit turbulent il faut que : $Re_{a1} > 3000$

Avec : Re nombre de Reynolds

V-2-3-3-Contrainte liée à la suspension des cuttings dans l'espace annulaire

La suspension des cuttings est assurée par la **propriété thixotropique** de la boue de forage qui est représentée par la **yield value** après un certain temps de l'absence de circulation.

Dans notre cas :

$$\tau_0 \geq d_s \cdot \frac{(\rho_s - \rho_b)}{6} \quad (\text{Petrowiki})$$

Avec :

d_s : Diamètre des cuttings.

ρ_s : Densité des cuttings.

ρ_b : Densité de la boue de forage.

V-2-3-3-Contraintes liée au taux de filtration

La filtration élevée génère des problèmes dans le puits de forage c'est pour ça on doit choisir un intervalle optimal du taux de filtration tel :

$$2(c^3/h) \leq Q_w \leq 1 (c^3/h) \quad (\text{NHBHJ-1 Drilling Program})$$

Note :

Dans notre cas pour que la filtration soit dans l'intervalle précédemment précis, la viscosité plastique doit être $< 50(\text{cp})$ et le débit doit être dans l'intervalle $[2500 ; 2800] \text{ lt/min}$.

Le système d'optimisation devient comme suit

$$m \quad P_1 = \left[\left(\sum \frac{L \cdot \rho^{0.8} \cdot Q^{1.8} \cdot \mu_P^{0.2}}{9 \cdot 6 \cdot D^{4.8}} + \sum P_a \right) \right] + \frac{1 \cdot \rho \cdot Q^2}{\sum D_n^2}$$

$$\left. \begin{array}{l} \right) \quad \Pi = \frac{V_u - V_s}{V_s} > 0.5 \\ \left. \right) \quad Re_{u_1} > 3000 \\ \left. \right) \quad 2 < Q_w < 10 \\ \left. \right) \quad \tau_0 \geq d_s \cdot \frac{(\rho_s - \rho_b)}{6} \end{array}$$

V-3-Elaboration du programme informatique

V-3-1-Définition du Visual Basic pour Applications (VBA)

C'est une implémentation de Microsoft Visual Basic qui est intégrée dans toutes les applications de « **Microsoft Office** », dans quelques autres applications Microsoft comme « **Visio** ».

Comme son nom l'indique, VBA est très lié à Visual Basic (les syntaxes et concepts des deux langages se ressemblent).

V-3-2-Applications du VBA Dans Excel

L'enregistreur de « **macros** » sous « **Microsoft Excel** » (Onglet Développeur / Enregistrer une Macro) permet de générer facilement du code VBA dans une procédure VBA.

V-3-3-Design du programme

V-3-3-1-Données d'entrée (Inputs)

Pour un bon fonctionnement de notre programme, il faut introduire correctement les données ci-dessous :

A. Première partie

- L'outil de forage: son diamètre, son type, le nombre des duses et leur diamètre.
- Le tubage: diamètres des casings précédents et la cote des sabots.
- Les pompes de forage: leurs modèles, diamètre de chemisage, rendement, puissance et nombre de coups par minute.
- Le viscosimètre fann: toutes les lectures pour différentes vitesses de rotation.
- La Garniture de forage: tous les éléments du train de sonde et leurs caractéristiques.
- Autres données: la profondeur, la densité de boue, le débit des pompes et la viscosité plastique.

B. Deuxième partie

C'est les INPUTS de la première partie plus les limites des variables d'optimisation (le débit, la viscosité plastique et la Yield-Point), et le diamètre des particules (0.01inch) et la densité des particules (2.20 kg/l).

V-3-3-2-Résultats (Outputs)

Ce sont les résultats obtenus par notre programme

A. Première partie

Calcul des pertes de charge suivant les données réelles utilisées pendant le forage :

Pour chaque section traversée par le fluide de forage passant par l'intérieur de la garniture et l'espace annulaire, le programme doit calculer :

a) La longueur :

-Pour l'intérieur de la garniture : la somme des longueurs ayants le même diamètre intérieur représente une section.

-Pour l'espace annulaire : la somme des longueurs ayants le même diamètre extérieur représente une section.

b) La vitesse d'écoulement.

c) Les paramètres rhéologiques de la boue de forage :

- Le taux de cisaillement (γ_0).

- La viscosité effective (μ_e).

d) Le nombre de Reynolds et déterminer le régime d'écoulement.

e) Les pertes de charge suivant le régime d'écoulement.

f) Calcul des pertes de charge au niveau de l'outil de forage.

g) Calcul des pertes de charge totales par sommation des pertes de charge calculées précédemment.

h) La densité équivalente (ECD).

❖ **Organigramme du fonctionnement du programme pour la première partie**

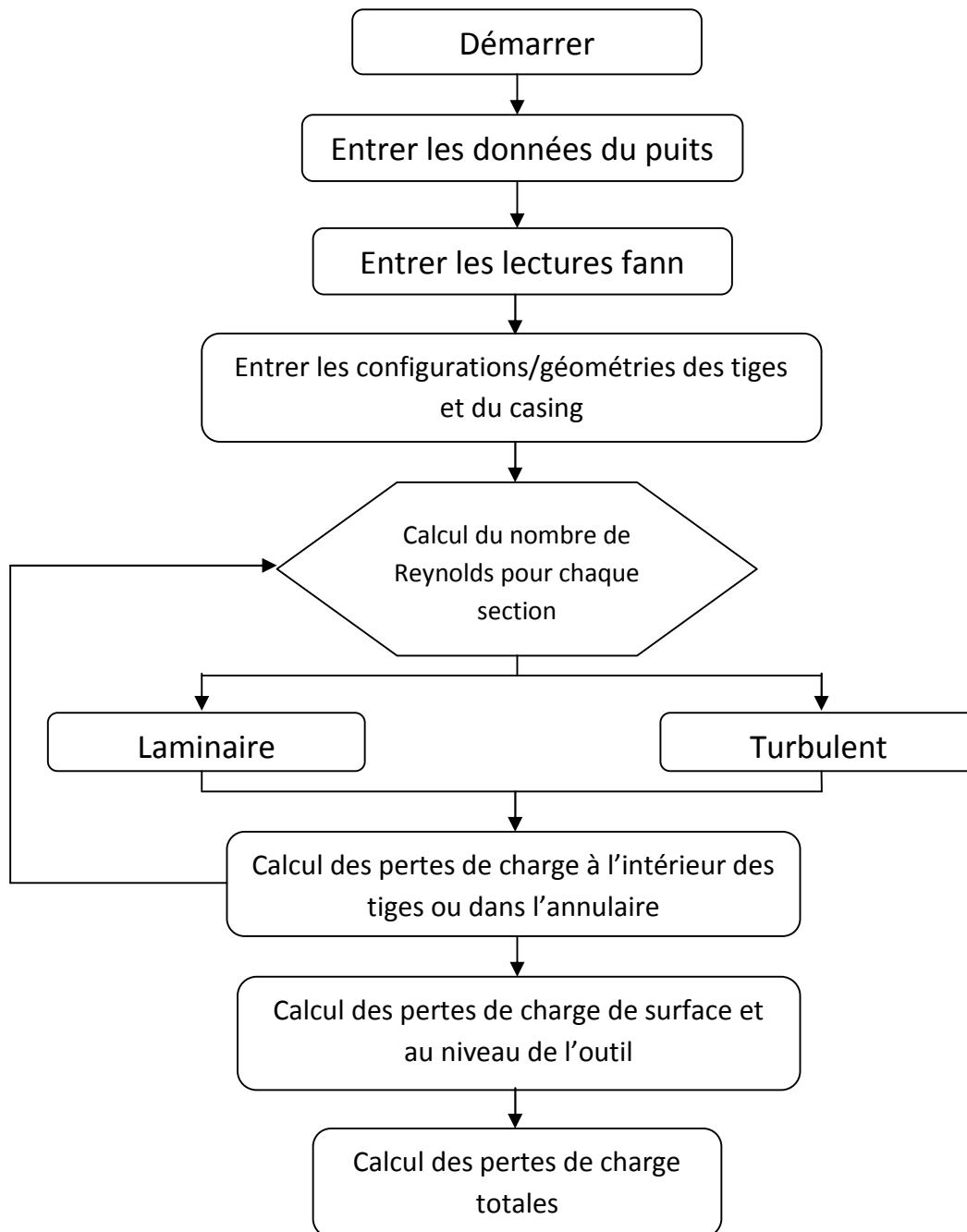


Figure V-3 : Organigramme de fonctionnement de la première partie du programme

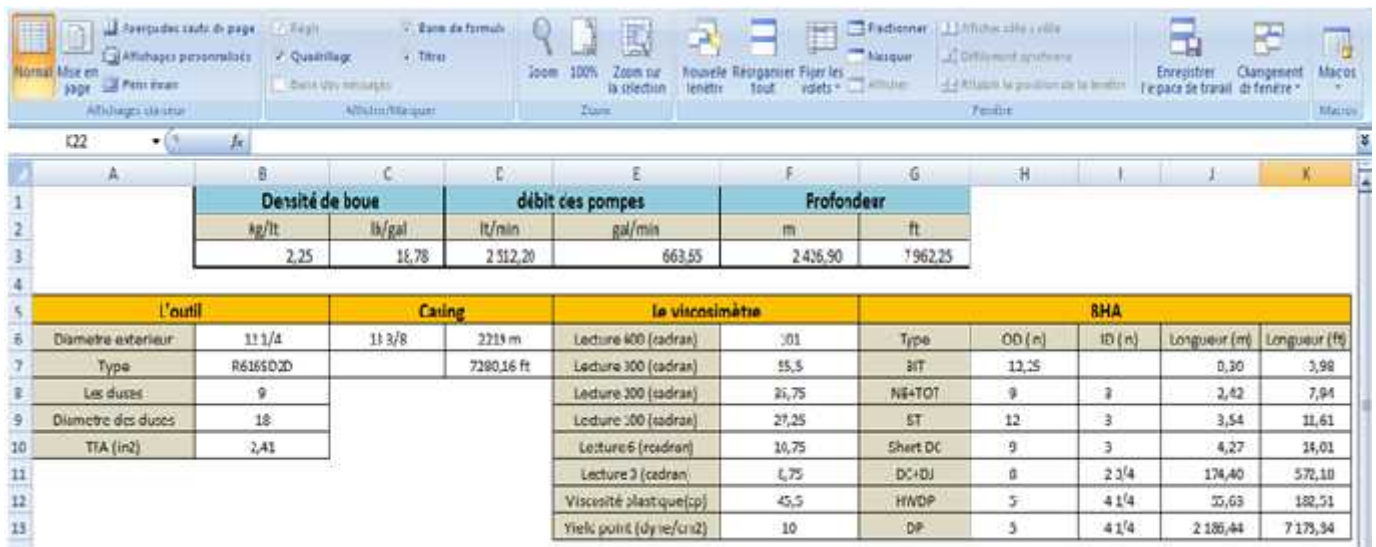
B. Deuxième partie

Optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage pour minimiser au maximum possible les pertes de charges dans le puits en prenant en considération les contraintes citées précédemment.

V-3-4-Affichage

A. Première partie

Inputs



Densité de boue		débit des pompes		Profondeur	
kg/lt	lb/gal	lt/min	gal/min	m	ft
2.25	18.78	2 512.20	663.55	2436.90	7962.25

L'outil		Casing		Le viscosimètre		BHA			
Diamètre extérieur	Type	OD (in)	Longueur (ft)	Lecture 400 (cP)	Lecture 300 (cP)	Type	OD (in)	ID (in)	Longueur (ft)
11 1/4	R616SD2D	11 3/8	2219 m	101	15.5	BIT	12.25		0.30
9			7280.16 ft	26.75	27.25	NE+TOI	9	3	2.42
18				10.75	10.75	ST	12	3	3.54
2.41				6.75	45.5	Short DC	9	3	4.27
				10		DC+DJ	8	2 3/4	174.40
						HWDP	5	4 1/4	55.63
						DP	5	4 1/4	2 186.44

Figure V-4 : Inputs du programme

Outputs



Interieur De La Garniture				Espace Annulaire				
La section	Section #1	Section #2	Section #3	La section	NE+TOI/SH	ST/SH	DC+DJ/SH	DP/DP/SH
La longueur (ft)	7 255.66	5 72.18	13.26	La longueur (ft)	11.01	11.01	5 72.18	7 255.66
Viscosité intrinsèque (ft/s)	14.99	37.50	50.09	Viscosité intrinsèque (ft/s)	3.92	44.60	3.15	2.17
Taux de cisaillement (sec-1)	105.61	1 419.00	252.71	Taux de cisaillement (sec-1)	1 73.02	1 73.02	106.60	10.00
Viscosité effective (cP)	45.53	45.51	45.51	Viscosité effective (cP)	45.50	45.50	45.50	45.53
Nombre de Reynolds (Re)	11 000.00	11 000.00	11 000.00	Nombre de Reynolds (Re)	11 000.00	11 000.00	11 000.00	11 000.00
Type d'écoulement	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Type d'écoulement	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Turbulent
Pertes de charge (psi)	1 505.53	1 102.50	149.50	Pertes de charge (psi)	0.50	505.51	11.91	0.40
Pertes de charge dans le fluide de la boue de forage				25 822.11/3				
Les pertes de charge dans les équipements de surface (psi)				145.90				
Les pertes de charge à l'intérieur des tiges (psi)				3 212.44				
Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi)				815.90				
Les pertes de charge au niveau de l'outil de forage (psi)				131.14				
Les pertes de charge totales (psi)				4 381.44				

Figure V-5 : Outputs de la première partie du programme

➤ Interprétation

Les résultats affichés dans les OUTPUTS donnent une valeur de pertes de charge totales de **(4333.44 psi)** qui est une valeur supérieure à la pression maximale de travail de la pompe (**4000 psi**), ce qui explique l'augmentation de cette dernière jusqu'à atteindre la limite de pression maximale admissible par les pompes de forage puis leurs arrêt.

Le graphe suivant représente les différentes pertes de charge dans le puits et la limite de travail de la pompe :

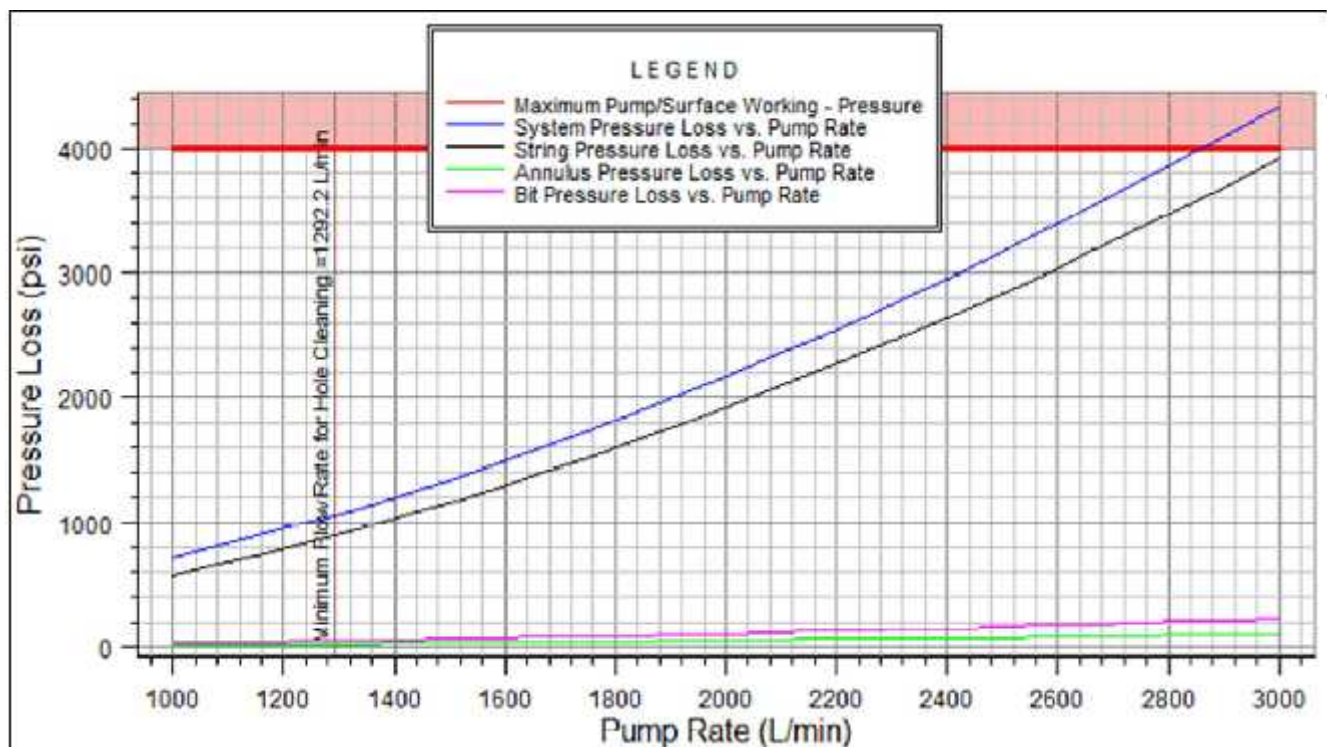


Figure V-6 : Pertes de charge dans le puits et la limite de travail des pompes

Pour pallier à ce problème on doit faire une étude d'optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage afin de minimiser au maximum possible les pertes de charge et éviter l'arrêt des pompes.

B. Deuxième partie

) Inputs

Entrer les limites

2500	< Débit(lt / min) <	2800
14	< Viscosité plastique (cp) <	50
8	< Yield-Value (lbf/100ft2) <	10

Figure V-7 : Fenêtre d'entrée des limites des variables

) Outputs

Résultats

Les pertes de charge minimisées (psi) : 3352,95575179399

Débit Optimal (lt/min) : 2500

Viscosité Plastique Optimale (cp) : 15

Yield-Value Optimale (lbf/ 100ft2) : 8

Vérification des contraintes Imposées :

Nombre de Reynolds au voisinage de l'outil: 14204,00121504977

L'indice de nettoyage pour chaque section:

#1	0,999359790957443
#2	0,999943800654183
#3	0,999202201039276
#4	0,998810671227008
#5	0,998573434647027

Figure V-8 : Fenêtre d'affichage des résultats optimaux

➤ Interprétation

Le programme nous donne une valeur de pertes de charge minimale de **(3352.96 psi)**, correspondante à un débit optimale de **(2500 lt/min)**, une viscosité plastique de **(15 cp)** et une Yield-Value de **(8 lbf/100ft²)**. Ces résultats représentent les meilleures valeurs des variables d'optimisation en imposant les différentes contraintes citées précédemment.

La valeur des pertes de charges optimale est incluse dans la fenêtre de travail des pompes de forage **(4000 psi)** définit dans le programme de forage, donc les pannes et l'arrêt des pompes seront évités, ce qui permet de poursuivre les différentes opérations sans perte de temps et d'argent.

➤ Pertes de charge pour chaque section avec le débit, la viscosité plastique et la Yield-value Optimaux

K30									
Interieur De La Garniture					Espace Annulaire				
Section	Section #1	Section #2	Section #3	Section	Section #1	Section #2	Section #3	Section #4	Section #5
La longueur (ft)	7500.82	372.18	33.56	La longueur (ft)	21.95	11.61	572.18	76.34	7282.10
Viscosité effective (cp)	14.70	15.83	24.00	Viscosité effective (cp)	14.70	15.83	15.83	15.83	15.83
Taux de cisaillement (lbf/ft ²)	132.47	132.47	132.47	Taux de cisaillement (lbf/ft ²)	132.47	132.47	132.47	132.47	132.47
Viscosité effective (cp)	13.01	13.01	13.01	Viscosité effective (cp)	13.01	13.01	13.01	13.01	13.01
Nombre de Reynolds (Re)	1111.11	1111.11	1111.11	Nombre de Reynolds (Re)	1111.11	1111.11	1111.11	1111.11	1111.11
Type d'écoulement	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Type d'écoulement	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Turbulent	Turbulent
Pertes de charge (psi)	1491.11	306.55	130.06	Pertes de charge (psi)	1491.11	306.55	130.06	130.06	130.06
Pertes de charge dans la conduite de la boue de forage					Pertes de charge dans l'espace annulaire				
Les pertes de charge dans les équipements de surface (psi)					Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi)				
Les pertes de charge à l'intérieur des tiges (psi)					Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi)				
Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi)					Les pertes de charge dans l'espace annulaire (psi)				
Les pertes de charge au niveau de l'outil de forage (psi)					Les pertes de charge au niveau de l'outil de forage (psi)				
Les pertes de charge totales (psi)					Les pertes de charge totales (psi)				
114.40					114.40				
4200.00					4200.00				
877.00					877.00				
125.87					125.87				
1491.11					1491.11				

Figure V-9 : Pertes de charge pour chaque section avec les résultats optimaux

V-4-Contrôle des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage sur chantier

V-4-1-Paramètres rhéologiques

a) **Viscosité** : La propriété visqueuse de la boue de forage peut être modifiée en jouant sur la ration H/E, et sur les produits viscosifiants comme le Bentonite, Attapulgit et biopolymère.

Le contrôle de la viscosité peut aussi être assuré par le traitement mécanique de la boue de forage (Tamis vibrants, dissableur, dissilteur, centrifugeuse)

b) **Yield-Value** : La variation de la Yield-Value est assurée par le changement de la viscosité plastique et le pourcentage du Bentonite et des polymères.

V-4-2-Paramètres hydrauliques

Principalement, la diminution de la vitesse annulaire du fluide de forage est effectuée par la diminution du débit des pompes de forage, et elle est possible par l'augmentation de l'espace annulaire.

Conclusion et recommandations

Plusieurs problèmes rencontrés dans le domaine du forage pétrolier sont traduits sous forme d'obstacles lors de la réalisation des différentes opérations de forage. Ce travail consiste à résoudre l'un de ces problèmes : les pertes de charge élevées dans le circuit de la boue de forage, qui peut influencer sur le facteur temps et de surcircuit le coût du forage d'un puits pétrolier. Pour cette raison, il est nécessaire de chercher une solution efficace pour la diminution des pertes de charge, et elle ne doit pas générer d'autres problèmes latéraux, c'est ce qu'on appelle optimisation.

Le fluide de forage

Ainsi, on a pu identifier les paramètres rhéologiques et hydrauliques caractérisant le fluide de forage. Une modification de ces paramètres peut influencer la trajectoire du fluide et le rôle joué par ce dernier.

On a montré en modélisant le système non linéaire et en établissant un programme informatique le rôle joué par différents paramètres sur le bon fonctionnement du fluide de forage.

On a validé notre modèle et de surcircuit notre programme par une application sur le puits NHBHJ-1 dans la phase $12^{1/4}$.

La connaissance des différents rôles et composants de la boue de forage donne une idée sur les factures qui peuvent être modifiées au cours de la recherche de minimisation des pertes de charge sans affectation des principales fonctions du fluide de forage. Dans ce travail on a identifié les paramètres rhéologiques et hydrauliques qui peuvent être modifiés et leurs influences.

Optimisation

Comme on a mentionné précédemment, l'optimisation est un outil efficace pour donner une solution optimale soumise à des contraintes définies dans ce travail concernant le nettoyage du puits, le régime d'écoulement au voisinage de l'outil, la propriété thixotropique et le taux de filtration, cette optimisation est illustrée sous forme d'un programme informatique qui facilite les calculs.

Le programme informatique

On a fini notre travail par un programme informatique qui sert premièrement à calculer les pertes de charge dans le puits **NHBHJ-1** au cours du forage de la phase **$12^{1/4}$** et donner un résultat qui explique l'arrêt et les pannes des pompes de forage, la deuxième partie permet de faire une minimisation des pertes de charge par une optimisation des paramètres rhéologiques (**la viscosité plastique et la Yield-Value**) et hydrauliques (**le débit des pompes**) de la boue de forage.

Les résultats obtenus représentent la solution optimale de la fonction objective, et nous confirment l'efficacité de l'utilisation de l'outil informatique dans le domaine d'exploitation des hydrocarbures au niveau économique, technique et même de sécurité.

On a pu voir que le résultat trouvé permet d'éviter les pannes des pompes de forage. Ensuite une optimisation via une minimisation des pertes de charge nous a permis de calculer quelques paramètres tels que le débit et la viscosité de la boue de forage.

La suite évidente de ce travail consiste à mettre en place un dispositif commercial pour évaluer les paramètres de fluide de forage qui va aider à réaliser les opérations de forage.

Références bibliographiques

- 1- Ayeni, S.O. Osisanya; Evaluation of Commonly Used Fluid Rheological Models Using Developed Drilling Hydraulic Simulator K The University of Oklahoma; 2004 (SPE).
- 2- M I Swaco; Engineering Drilling Fluid Manual Vol 1; 1998.
- 3- Jean Paul Nguyen ; Technique d'exploitation pétrolière – Le forage; Institut français du pétrole 1993.
- 4- Manuel technique fluides de forage Tome 1 ;MILPARK-CKS ; 1990.
- 5- Jean François SINI ; Mécanique des fluides ; Centrale Nantes ; 2009.
- 6- Elisabeth Guazzelli; Rhéologie des fluides complexes ; Octobre 2001
- 7- A.Slimani et C.Soussi; Module M2-Tome 1 ; formation JDF ; Division Forage-Sonatrach; 2004.
- 8- A.Slimani et M.Daddou ; Module M1 ; formation JDF ; Division Forage-Sonatrach ; Mars 2004.
- 9- Khodja Mohamed ; Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales; Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse; 2008.
- 10- Drilling Fluids Manual; Version 1; AVA; November 2004.
- 11- Drilling Data Handbook Seventh Edition; Institut Français du Pétrole; 1999.
- 12- N- HBHJ-1 - Drilling Program; Division Forage Hassi Messaoud; Sonatrach; Apr 2016
- 13- Mud Program; N-HBHJ-1/DOF/2016; Division Forage Hassi Messaoud; Sonatrach; Apr 2016.
- 14- M. SADAoui, F. ZIAD, A. KHLIF, M.AIT SAADI, S. BANOUNE RAPPORT D'implantation NHBHJ-1; . Divison exploration-Sonatrach.2016.
- 15- Frouhat Rachid ; Etude et optimisation des paramètres hydrauliques affectant le nettoyage d'un puits dévié dans le champs de Hassi Messaoud ; Mémoire de fin d'études Faculté des Sciences Université Kasdi Merbah Ouargla ; 2013.
- 16- SIEP : Well Engineer Notebook , Edition 4, May 2013.
- 17- J.Lapeyrouse; Formulas and calculations for drilling production, and workover Second Edition; Norton; 2002.
- 18- www.wikipedia.org.
- 19- www.onepetro.org.
- 20- www.Petrowiki.org.

Annexes

1) Tableau de comparaison numérique entre les différents modèles rhéologiques dans Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	CALCUL DU CONTRAINTE DE CISAILLEMENT (τ)									
2	Vitesse de rotation Ω (1/min)	600	300	200	100	0	3	Herschel-Bulkley		
3	Vitesse de déformation $\dot{\gamma}$ (100°)	1021.90	510.90	340.60	170.30	10.22	5.11	n	0.5803114	
4	Lecture (caldan)	101.00	55.50	35.75	27.75	10.75	8.75	k	0.1302807	
5	Contrainte de cisaillement τ (Réel) (dynes/cm ²)	516.11	283.81	187.68	141.80	54.93	42.71	viscosité (100Hz)	8.75	
6	Contrainte de cisaillement τ (Réel) (lbf/100ft ²)	107.82	59.35	38.16	29.62	11.48	9.34	Ostwald		
7	τ (Bingham) (lbf/100ft ²)	107.11	58.56	42.17	20.19	10.97	10.49	n	0.85329426	
8	τ (Ostwald) (lbf/100ft ²)	103.95	55.45	39.10	21.40	9.89	1.54	k	0.2405915	
9	τ (Bish) (lbf/100ft ²)	118.23	64.24	46.04	27.16	9.95	9.16	Bingham		
10								τ (lbf/100ft ²)	10	
11								viscosité (100Hz)	45.5	
12	COMPARAISON NUMERIQUE									
13	Echantillon	τ moyen	τ (Pavon)	Coef. quadratique (Q)						
14	Contrainte de cisaillement τ (Réel) (lbf/100ft ²) (K)	42.61	/	/						
15	τ (Bingham) (lbf/100ft ²)	42.67	0.997642756	32.06						
16	τ (Ostwald) (lbf/100ft ²)	36.65	0.944920011	288.88						
17	τ (Bish) (lbf/100ft ²)	45.91	0.91752251	301.13						

2) Script pour le calcul des pertes de charge suivant le modèle de Bingham dans VBA

Sub macr1()

```

Range("B17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-4]C[12]+R[-5]C[12]"
Range("B18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[4]/R[-5]C[10]^2"
Range("B19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=8*R[-1]C/(R[-6]C[10]/12)"
Range("B20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[7]+R[-7]C[7]/R[-1]C"
Range("B21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=15.467*R[-3]C*60*R[-18]C[1]*R[-8]C[10]/R[-1]C"
If Range("B21").Value < 3000 Then Range("B22").Value = ("Laminaire")
If Range("B21").Value >= 3000 Then Range("B22").Value = ("Turbulent")

```

```

If Range("B21").Value < 3000 Then Range("B23").Value = 0.1450377 *
((Range("M13").Value + Range("M12").Value) * Range("E3").Value * Range("I12").Value /
(612.95 * Range("L13").Value ^ 4)) + (Range("I13").Value * (Range("M13").Value +
Range("M12").Value) / (13.26 * Range("L13").Value))

```

```

If Range("B21").Value >= 3000 Then Range("B23").Value = 0.1450377 *
(Range("M13").Value + Range("M12").Value) * Range("B3").Value ^ 0.8 *
Range("E3").Value ^ 1.8 * Range("I12").Value ^ 0.2 / (901.63 * Range("L13").Value ^ 4.8)

```

```

Range("C17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-6]C[11]"
Range("C18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[3]/R[-7]C[9]^2"
Range("C19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=8*R[-1]C/(R[-8]C[9]/12)"
Range("C20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[6]+R[-7]C[6]/R[-1]C"
Range("C21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=15.467*R[-3]C*R[-10]C[9]*R[-18]C*60/R[-1]C"
If Range("C21").Value < 3000 Then Range("C22").Value = ("Laminaire")
If Range("C21").Value >= 3000 Then Range("C22").Value = ("Turbulent")

```

```

If Range("C21").Value < 3000 Then Range("C23").Value = 0.1450377 *
((Range("M11").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (612.95 *
Range("L13").Value ^ 4)) + (Range("I13").Value * Range("M1").Value / (13.26 *
Range("L11").Value)))
If Range("C21").Value >= 3000 Then Range("C23").Value = 0.1450377 *
Range("M11").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 *
Range("I12").Value ^ 0.2 / (901.63 * Range("L11").Value ^ 4.8)

```

```

Range("D17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-7]C[10]+R[-8]C[10]+R[-9]C[10]"
Range("D18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[2]/R[-9]C[8]^2"
Range("D19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=8*R[-1]C/(R[-9]C[8]/12)"
Range("D20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[5]+R[-7]C[5]/R[-1]C"
Range("D21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=15.467*R[-3]C*R[-11]C[8]*60*R[-18]C[-1]/R[-1]C"

```

```

If Range("D21").Value < 3000 Then Range("D22").Value = ("Laminaire")
If Range("D21").Value >= 3000 Then Range("D22").Value = ("Turbulent")

```

```

If Range("D21").Value < 3000 Then Range("D23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 *
Range("D17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (612.95 *
Range("L12").Value ^ 4)) + (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("D17").Value / (13.26 *
Range("L10").Value)))
If Range("D21").Value >= 3000 Then Range("D23").Value = 0.1450377 *
Range("D17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 *
Range("I12").Value ^ 0.2 / (901.63 * Range("L10").Value ^ 4.8)

```

```

Range("F17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-7]C[8]+R[-9]C[8]"
Range("F18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C/((R[-12]C[-4])^2-(R[-10]C[5])^2)"
Range("F19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=12*R[-1]C/((R[-13]C[-4]-R[-11]C[5])/12)"

```

Range("F20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[3]+R[-7]C[3]/R[-1]C"

Range("F21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = _
"=15.467*R[-3]C*(R[-15]C[-4]-R[-11]C[5])*60*R[-18]C[-3]/R[-1]C"

If Range("F21").Value < 3000 Then Range("F22").Value = ("Laminaire")
If Range("F21").Value >= 3000 Then Range("F22").Value = ("Turbulent")

If Range("F21").Value < 3000 Then Range("F23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 *
Range("F17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (408.63 *
(Range("B6").Value - Range("K8").Value) * (Range("B6").Value - Range("K8").Value) ^ 3))
+ (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("F17").Value / (13.26 * (Range("B6").Value -
Range("K8").Value))))

If Range("F21").Value >= 3000 Then Range("F23").Value = 0.1450377 * 0.3048 *
Range("F17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 *
Range("I12").Value ^ 0.2 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K8").Value) ^ 1.8 *
(Range("B6").Value - Range("K8").Value) ^ 3)

Range("G17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[7]"
Range("G18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[-1]/((R[-12]C[-5])^2-(R[-9]C[4])^2)"

Range("G19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=12*R[-1]C/((R[-13]C[-5]-R[-10]C[4]))/12"

Range("G20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[2]+R[-7]C[2]/R[-1]C"

Range("G21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = _
"=15.467*R[-3]C*(R[-15]C[-5]-R[-12]C[4])*R[-18]C[-4]*60/R[-1]C"
If Range("G21").Value < 3000 Then Range("G22").Value = ("Laminaire")
If Range("G21").Value >= 3000 Then Range("G22").Value = ("Turbulent")

If Range("G21").Value < 3000 Then Range("G23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 *
Range("G17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (408.63 *
(Range("B6").Value - Range("K9").Value) * (Range("B6").Value - Range("K9").Value) ^ 3))
+ (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("G17").Value / (13.26 * (Range("B6").Value -
Range("K9").Value))))

If Range("G21").Value >= 3000 Then Range("G23").Value = 0.1450377 * 0.3048 *
Range("G17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 *
Range("I12").Value ^ 0.2 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K9").Value) ^ 1.8 *
(Range("B6").Value - Range("K9").Value) ^ 3)

Range("H17").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-6]C[6]"
Range("H18").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[-2]/((R[-12]C[-6])^2-(R[-7]C[3])^2)"
Range("H19").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=12*R[-1]C/(((R[-13]C[-6])-(R[-8]C[3]))/12)"
Range("H20").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[1]+R[-7]C[1]/R[-1]C"

Range("H21").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = _

"=15.467*R[-3]C*(R[-15]C[-6]-R[-10]C[3])*R[-18]C[-5]*60/R[-1]C"

If Range("H21").Value < 3000 Then Range("H22").Value = ("Laminaire")

If Range("H21").Value >= 3000 Then Range("H22").Value = ("Turbulent")

If Range("H21").Value < 3000 Then Range("H23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 * Range("H17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (408.63 * (Range("B6").Value - Range("K11").Value) * (Range("B6").Value - Range("K11").Value) ^ 3)) + (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("H17").Value / (13.26 * (Range("B6").Value - Range("K11").Value))))

If Range("H21").Value >= 3000 Then Range("H23").Value = 0.1450377 * 0.3048 * Range("H17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 * Range("I12").Value ^ 0.2 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K11").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K11").Value) ^ 3)

Range("I17").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = _

"=R[-14]C-R[-10]C[-5]-R[-9]C[5]-R[-8]C[5]-R[-7]C[5]-R[-6]C[5]"

Range("I18").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[-3]/((R[-12]C[-7])^2-(R[-6]C[2])^2)"

Range("I19").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=12*R[-1]C/((R[-13]C[-7]-R[-7]C[2])/12)"

Range("I20").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C+R[-7]C/R[-1]C"

Range("I21").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = _

"=15.467*R[-3]C*(R[-15]C[-7]-R[-9]C[2])*R[-18]C[-6]*60/R[-1]C"

If Range("I21").Value < 3000 Then Range("I22").Value = ("Laminaire")

If Range("I21").Value >= 3000 Then Range("I22").Value = ("Turbulent")

If Range("I21").Value < 3000 Then Range("I23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 * Range("I17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (408.63 * (Range("B6").Value - Range("K12").Value) * (Range("B6").Value - Range("K12").Value) ^ 3)) + (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("I17").Value / (13.26 * (Range("B6").Value - Range("K12").Value))))

If Range("I21").Value >= 3000 Then Range("I23").Value = 0.1450377 * 0.3048 * Range("I17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 * Range("I12").Value ^ 0.2 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K12").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K12").Value) ^ 3)

Range("J17").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-10]C[-6]"

Range("J18").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=0.408*R[-15]C[-4]/((R[-12]C[-7])^2-(R[-6]C[1])^2)"

Range("J19").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=12*R[-1]C/((R[-13]C[-7]-R[-7]C[1])/12)"

```

Range("J20").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-8]C[-1]+R[-7]C[-1]/R[-1]C"
Range("J21").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = _
    "=15.467*(R[-15]C[-7]-R[-9]C[1])*60*R[-18]C[-7]*R[-3]C/R[-1]C"
If Range("J21").Value < 3000 Then Range("J22").Value = ("Laminaire")
If Range("J21").Value >= 3000 Then Range("J22").Value = ("Turbulent")

If Range("J21").Value < 3000 Then Range("J23").Value = 0.1450377 * ((0.3048 *
Range("J17").Value * Range("E3").Value * Range("I12").Value / (408.63 *
(Range("B6").Value - Range("K12").Value) * (Range("C6").Value - Range("K12").Value) ^
3)) + (Range("I13").Value * 0.3048 * Range("J17").Value / (13.26 * (Range("C6").Value -
Range("K12").Value))))
If Range("J21").Value >= 3000 Then Range("J23").Value = 0.1450377 * 0.3048 *
Range("J17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("E3").Value ^ 1.8 *
Range("I12").Value ^ 0.2 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K12").Value) ^ 1.8 *
(Range("C6").Value - Range("K12").Value) ^ 3)

Range("E26").Value = 240 * 0.1450377 * Range("B3").Value ^ 0.8 * Range("I12").Value
^ 0.2
Range("E27").Value = Range("B23").Value + Range("C23").Value + Range("D23").Value
Range("E28").Value = Range("F23").Value + Range("G23").Value + Range("H23").Value
+ Range("I23").Value + Range("J23").Value
Range("E29").Value = Range("C3").Value * Range("F3").Value ^ 2 / (10858 *
Range("B10").Value ^ 2)
Range("E30").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-1]C+R[-2]C+R[-3]C+R[-4]C"
End Sub

```

3) Script pour l'optimisation des paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage afin de minimiser les pertes de charge

Private Sub executer_Click()

If Limites.di = "" Or Limites.ds = "" Or Limites.vpi = "" Or Limites.vps = "" Or Limites.yvi = "" Or Limites.yvs = "" Then MsgBox " merci de remplir tous les limites" Else

P1 = (0.1450377 * (Range("M13").Value + Range("M12").Value) * Range("B3").Value ^ 0.8 / (901.63 * Range("L13").Value ^ 4.8)) + (0.1450377 * Range("M11").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (901.63 * Range("L11").Value ^ 4.8)) + (0.1450377 * Range("D17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (901.63 * Range("L10").Value ^ 4.8))

P2 = P1 + (0.1450377 * 0.3048 * Range("F17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K8").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K8").Value) ^ 3)) + (0.1450377 * 0.3048 * Range("G17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K9").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K9").Value) ^ 3)) + (0.1450377 * 0.3048 * Range("H17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K11").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K11").Value) ^ 3))

P3 = P2 + (0.1450377 * 0.3048 * Range("I17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K12").Value) ^ 1.8 * (Range("B6").Value - Range("K12").Value) ^ 3)) + (0.1450377 * 0.3048 * Range("J17").Value * Range("B3").Value ^ 0.8 / (706.96 * (Range("B6").Value + Range("K12").Value) ^ 1.8 * (Range("C6").Value - Range("K12").Value) ^ 3))

P = 5000

For i = Limites.vpi + 1 To Limites.vps - 1

For j = Limites.di To Limites.ds

For k = Limites.yvi To Limites.yvs

Va1 = 0.408 * j * 0.2641721 / ((Range("B6").Value) ^ 2 - (Range("K8").Value) ^ 2)

VE1 = i + k / (12 * Va1 / (Range("B6").Value - Range("K8").Value))

Re1 = 15.467 * Va1 * (Range("B6").Value - Range("K8").Value) * Range("C3").Value * 60 / VE1

Va2 = 0.408 * j * 0.2641721 / ((Range("B6").Value) ^ 2 - (Range("K9").Value) ^ 2)

VE2 = i + k / (12 * Va2 / (Range("B6").Value - Range("K9").Value))

Re2 = 15.467 * Va2 * (Range("B6").Value - Range("K9").Value) * Range("C3").Value * 60 / VE2

Va3 = 0.408 * j * 0.2641721 / ((Range("B6").Value) ^ 2 - (Range("K11").Value) ^ 2)

VE3 = i + k / (12 * Va3 / (Range("B6").Value - Range("K11").Value))

Re3 = 15.467 * Va3 * (Range("B6").Value - Range("K11").Value) * Range("C3").Value * 60 / VE3

Va4 = 0.408 * j * 0.2641721 / ((Range("B6").Value) ^ 2 - (Range("K12").Value) ^ 2)

VE4 = i + k / (12 * Va4 / (Range("B6").Value - Range("K12").Value))

Re4 = 15.467 * Va4 * (Range("B6").Value - Range("K12").Value) * Range("C3").Value * 60 / VE4

Va5 = 0.408 * j * 0.2641721 / ((Range("C6").Value) ^ 2 - (Range("K12").Value) ^ 2)

```

VE5 = i + k / (12 * Va5 / (Range("C6").Value - Range("K12").Value))
Re5 = 15.467 * Va5 * (Range("C6").Value - Range("K12").Value) * Range("C3").Value
* 60 / VE4

```

```

Vs = 175 * Range("B13").Value * (21 - Range("C3").Value) ^ 0.667 /
Range("C3").Value ^ 0.333 * i ^ 0.333
Rept = 15.47 * Range("C3").Value * Vs * Range("B13").Value / i
If Rept >= 2000 Then Vst = (113.4 * (Range("B13").Value * (21 - Range("C3").Value) /
15 * Range("C3").Value) ^ 0.5) / 60
If Rept < 2000 Then Vst = (175.5 * Range("B13").Value * ((Range("C13").Value -
Range("C3").Value) ^ 2 / (i * Range("C3").Value)) ^ 0.333) / 60

```

```

P4 = P3 * j ^ 1.8 * i ^ 0.2 + (Range("C3").Value * (j * 0.2641721) ^ 2 / (10858 *
Range("B10").Value ^ 2))

```

```

If (P4 < P) And (Re1 > 3000) And (Re2 > 3000) And (Re3 > 3000) And (Re4 > 3000)
And (Re5 > 3000) And ((Va1 - Vst) / Va1 > 0.5) And ((Va2 - Vst) / Va2 > 0.5) And ((Va3 -
Vst) / Va3 > 0.5) And ((Va4 - Vst) / Va4 > 0.5) And ((Va5 - Vst) / Va5 > 0.5) And (k >=
Range("B13").Value * (Range("C13").Value - Range("C3").Value) / 6) Then

```

```

P = P4
result.vpop = i
result.dop = j
result.yvop = k
result.nr = Re1
result.in1 = (Va1 - Vst) / Va1
result.in2 = (Va2 - Vst) / Va2
result.in3 = (Va3 - Vst) / Va3
result.in4 = (Va4 - Vst) / Va4
result.in5 = (Va5 - Vst) / Va5
End If
Next k
Next j
Next i
result.pc = P
Limites.Hide
result.Show 0
End Sub

```