



**Université Kasdi Merbah Ouargla**



**Faculté des hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de  
l'Univers  
Département de forage et mécanique de chantier pétroliers**

**MEMOIRE  
Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Filière : Hydrocarbures  
Option : Forage**

Présenté par :

**GAOUI Lilia  
ABDOUCHE Amina  
DIB Faouzi**

**THÈME**

---

**ETUDE DE L'INFLUENCE DES PARAMETRES DE  
FORAGE SUR LES PERTES DE CHARGES ET LE  
NETTOYAGE DES PUIITS :  
«CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES ET HYDRAULIQUES»**

---

Soutenu le : 27/06/2018

Jury :

**Président : CHETTI Djamel Eddin**

**Encadreur : DOBBI Abdelmadjid**

**Examineur : LEBTAHI Hamid**



## Remerciements :

*Nous tenons à remercier en premier lieu  
DIEU*

*le tout puissant et miséricordieux qui nous  
a donné la force et la patience d'accomplir ce  
modeste travail.*

*En second lieu, nous tenons à remercier  
vivement notre promoteur chargé du suivi notre  
travail :*

*Dr. DOBBI Abdelmadjid, ainsi monsieur HELLAI Saïd  
Pour leurs encouragements, conseils et disponibilité.*

*Nous tenons à remercier les responsables de SONATRACH Pour  
nous avoir accueillies dans leurs services durant le stage pratique et  
pour les dispositions qu'ils ont prises pour nous faciliter le travail.*

*Nous adressons, avec tous nos respects, nos remerciements à tous  
les travailleurs du chantier TP-161, pour l'accueil qu'ils nous ont  
réservé, leurs aide et leurs conseille*

*Nous remercions tous spécialement les personnels de l'ENTP, pour leurs aide  
particulier sans eu ce travail n'aurait pas pu être terminé.*

*Nous vifs remerciements aux membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont  
porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir  
par leurs propositions.*

*Enfin, nous tenons également à remercier nos enseignants du département  
du forage et des mécaniques de chantiers. Nos amis et toutes les personnes qui  
nous ont aidés  
de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*



# *Dédicace*

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :*

*À ceux qui ont sacrifié toute leurs vies pour mon bonheur, mon bien être et ma réussite, mon chère père, ma chère mère.*

*À mon cher frère : Mohammed.*

*À mes très chères sœurs.*

*Sans oublier bien sûr mes nièces et neveux*

*À toute ma famille du plus grands au plus petits.*

*À tous les personnes chères à mon cœur : Amina, Kaïssa, et Lynda.*

*À tous mes cousins et cousines qui mon encouragé et soutenue tout le long de mon parcours.*

*À tous mes enseignants qui ont illuminés mon chemin toutes ces longues années.*

*À mes deux amis Amina et Fouzi qui ont été très coopérative et compréhensive tout le long de la réalisation de ce travail.*

*Et À tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce modeste travail.*

*Je vous dis a tous merci infiniment sans vous je ne serai pas devenu ce que je suis.*

*Lilia*

# *Dédicace*

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :*

*À ceux qui ont sacrifié toute leurs vies pour mon bonheur, mon bien être et ma réussite, mon chère père, ma chère mère.*

*À mes chers frères*

*À toute ma famille du plus grands au plus petits.*

*À toutes les personnes chère à mon cœur : Lilia, Kaïssa, et Lynda.*

*À tous mes cousins et cousines qui mon encouragé et soutenue tout le long de mon parcours.*

*À tous mes enseignants qui ont illuminés mon chemin toutes ces longues années.*

*À mes deux amis Lilia et Fouzi qui ont été très coopérative et compréhensive tout le long de la réalisation de ce travail.*

*Et À tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce modeste travail.*

*Je vous dis a tous merci infiniment sans vous je ne serai pas devenu ce que je suis.*

*Amina*

# *Dédicace*

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :*

*À ceux qui ont sacrifié toute leurs vies pour mon bonheur, mon bien être et ma réussite, mon chère père, ma chère mère.*

*À mon cher frère : Mustapha.*

*À mes très chères sœurs Imane et Sarah.*

*Sans oublier bien sûr mes nièces et neveux*

*À toute ma famille du plus grands au plus petits.*

*À tous mes cousins et cousines qui mon encouragé et soutenue tout le long de mon parcours.*

*À tous mes enseignants qui ont illuminés mon chemin toutes ces longues années.*

*À mes deux amis Amina et Lilia qui ont été très coopérative et compréhensive tout le long de la réalisation de ce travail.*

*Et À tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce modeste travail.*

*Je vous dis a tous merci infiniment sans vous je ne serai pas devenu ce que je suis.*

*Facuzi*

## **Résumé :**

L'opération de nettoyage du puits est l'une des fonctions principales dans le forage d'un puits pétrolier, puisque un mauvais nettoyage peut générer divers problèmes tel le couple élevé, les frottements qui font augmenter les pertes de charge et même le coincement de la garniture de forage, et par conséquent augmentant du prix de revient du puits. Donc il est essentiel de s'intéresser au nettoyage correct du puits.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'influence des paramètres de forage hydrauliques et rhéologiques afin d'obtenir une compréhension des phénomènes régissant le comportement des cuttings dans les puits de forage d'une part, et d'autre part pour faciliter le choix des paramètres critiques permettant l'évacuation de ces cuttings hors du puits.

Pour la simulation on a élaboré un programme exécuté par Excel qui fait le calcul de tous les paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage, il permet aussi de voir l'efficacité de nettoyage et la distribution des pertes de charges dans les différentes sections du puits, et notre application est sur le puits CEN#3 Phase 16".

Enfin nous avons constaté qu'il est préférable de passer quelques heures à nettoyer efficacement le fond du puits, que de dépenser des jours pour tenter de résoudre les problèmes qui peuvent surgir à cause d'un mauvais nettoyage.

## **Abstract:**

The cleaning of the well is one of the principal functions in the drilling of an oil well, since a bad cleaning can generate various problems the such high torque, frictions which make increase the pressure losses and even the wedging of the trimming of drilling.

Thus it is essential to be interested in correct cleaning of the well.

The objective of this work is to study the influence of the parameters of hydraulic and rheological drilling in order to obtain a comprehension of the phenomena governing the behavior of Cuttings in the wells of drilling on the one hand, and on the other hand to facilitate the choice of the critical parameters allowing the evacuation of these cuttings out of well to avoid the problems generating by drove cleaning in the phase 16" .

For simulation one worked out a program carried out by Excel which calculates all rheological and hydraulic parameters of the mud of drilling, it also allows to see the effectiveness of cleaning and the distribution of the pressure losses in the various sections of the well, and our application is on well CEN#3 Phase 16". Finally, it was noted that it is preferable to spend a few hours to be cleaned effectively, to spend of the days to try to solve a problem.

## **المخلص :**

إن تنظيف قاع البئر هو أحد الوظائف الرئيسية في حفر الآبار النفطية، حيث أن التنظيف السيئ يمكن أن يولد مشاكل مختلفة مثل الاحتكاك مقاومة للدوران وكذلك مشاكل في الهيدروليكا. لذلك من الضروري التركيز على التنظيف السليم للبئر الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير معايير الحفر الهيدروليكية والريولوجية من أجل الحصول على فهم للظواهر التي تحكم سلوك بقايا الصخور في الآبار من جهة، ومن ناحية أخرى لتسهيل اختيار المعايير الحرجة التي تسمح بإخلاء هذه البقايا من البئر لتجنب المشاكل الناجمة من التنظيف السيئ في الجزء 16".

وبالنسبة للمحاكاة قمنا بتطوير برنامج تم تنفيذه بواسطة برنامج Excel والذي يقوم بحساب جميع المعلومات الهيدروليكية والريولوجية لسوائل الحفر، كما يسمح أيضاً بمعرفة كفاءة التنظيف وتوزيع خسائر الحمل في الأجزاء المختلفة من البئر ويتم تطبيقنا على البئر CEN#3 جزء 16".

وأخيراً تبين أنه من الأفضل قضاء ساعات قليلة في التنظيف بكفاءة أكبر من قضاء أيام في محاولة حل مشكلة ما.

# Sommaire

<b>Liste des figures</b> .....	
<b>Liste des tableaux</b> .....	
<b>Nomenclature</b> .....	
<b>INTRODUCTION</b> .....	
<b>Chapitre I : Partie géologique</b> .....	
I.1. Situation Géographique : .....	1
I.2. Cadre Géologique et Géodynamique : .....	2
I.4. Prévisions litho-stratigraphiques : .....	5
I.5. Rappel des résultats pétroliers de la région : .....	10
<b>Chapitre II : Généralité sur la boue de forage</b> .....	12
II.1. Introduction.....	13
II.2. Le Programme de Boue : .....	13
II.3. Définition de la boue de forage : .....	13
II.4. Circuit des fluides de forages dans le sondage : .....	13
II.5. Classification des fluides de forage : .....	14
II.6. Rôles du fluide de forage : .....	15
II.7. Les différents produits et additifs : .....	16
II.8. Le Traitement mécanique des solides : .....	17
II.9. Caractéristiques des fluides de forage : .....	19
9.3. La rhéologie : .....	22
<b>Chapitre III : Généralité sur le nettoyage des puits de forage</b> .....	28
III.1. Paramètres affectant le nettoyage : .....	28
1.1. Les paramètres fixes : .....	29
1.2. Les facteurs ajustables : .....	33
III.2. Les problèmes liés au mauvais nettoyage : .....	37
2.1. Augmentation des torques et drag : .....	37
2.2. Difficultés de mouvement de la garniture (Coincement) : .....	38
2.3. Instabilité des parois du puits et pertes de circulations : .....	39
2.4. Sédimentation de la barytine : .....	39
2.5. Les mauvaises cimentations : .....	39
2.6. Difficultés de contrôle du puits : .....	39
2.7. Influence sur le mode d'écoulement de la boue : .....	40
2.8. Bourrage de l'outil : .....	40
2.9. Coût de revient élevé : .....	40

<b>Chapitre IV : Calcul rhéologique et hydraulique</b> .....	41
IV.1. Définition du modèle rhéologique de la boue de forage utilisée : .....	41
IV.2. Calcul des pertes de charge : .....	42
IV.3. La Vitesse de sédimentation : .....	45
3.1. Calcul de la vitesse de sédimentation : .....	45
3.2. L'efficacité de nettoyage : .....	45
3.3. La concentration des cuttings : .....	46
3.4. La densité équivalente de circulation « ECD » : .....	46
3.5. Calcul au niveau du bit hydraulique : .....	47
3.6. Bit hydraulique optimisation : .....	47
3.7. Les Règles Générales à Suivre : .....	49
<b>Chapitre V : Application sur le puits CEN#3 Phase 16"</b> .....	50
V.1. Généralités Sur La Phase 16" : .....	50
1.1. Problèmes Potentiels Dans La Phase : .....	50
1.2. Formulation de la boue de forage : .....	50
1.3. Propriétés de la boue : .....	51
1.4. Fonctions des produits AVA : .....	51
V.2. Simulation : .....	51
2.1. Généralité sur le logiciel : .....	51
2.2. Les résultats de calcule : .....	53
2.2.1 Rhéologie et volume : .....	53
2.2.2 Perte de charge et régime d'écoulement : .....	54
2.2.3 Bit calculation & optimisation : .....	55
2.3. Résultats de la simulation : .....	56
2.3.1 Etude de l'influence du débit de forage : .....	56
2.3.2 Etude de l'influence de la rhéologie (Rapport YP/PV) : .....	62
2.3.3 Etude de l'influence de la densité : .....	66
V.3. Conclusion et recommandation : .....	70
<b>RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....	



## Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique d'Oued Mya (In WEC 2003, modifiée).....	1
Figure 2 : Carte de position des puits offset du prospect (CEN-3).....	4
Figure 3 : Architecture du puits CEN -3.....	11
Figure 4 Cycle de fluide de forage.....	14
Figure 5: Equipements de traitement mécanique de la boue.....	18
Figure 6: Mécanisme de filtration de la boue.....	20
Figure 7 : Filtre press API.....	20
Figure 8: Filtre press HPHT.....	20
Figure 9: Densimètre à boue.....	22
Figure 10: Ecoulement laminaire d'un fluide entre deux lames voisines.....	23
Figure 11 : Courbe caractéristique des fluides newtoniens.....	24
Figure 12 : Courbe caractéristique des fluides non newtoniens.....	25
Figure 13: Régimes d'écoulement des fluides.....	25
Figure 14: Les paramètres affectant le nettoyage des puits.....	28
Figure 15 : Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire.....	29
Figure 16: Effet de dimension des cuttings sur le transport.....	30
Figure 17 : Phénomène de Boycott Settling.....	31
Figure 18: Zone critique d'inclinaison.....	31
Figure 19: Effet de la densité sur le nettoyage de puits.....	32
Figure 20: Influence de diamètre de garniture sur l'ECD.....	32
Figure 21: Influence de la vitesse annulaire sur le nettoyage du puits.....	33
Figure 22 : Le volume des cuttings en fonction de ROP.....	33
Figure 23: Effet de la rotation sur le transport des cuttings avec un angle de 65°.....	34
Figure 24: Effet de YP sur l'efficacité de nettoyage [33].....	35
Figure 25: Effet de YP sur la vitesse de sédimentation [33].....	35
Figure 26: Exemple d'influence de YP sur l'efficacité de nettoyage [16].....	36
Figure 27 : Nettoyage du puits en fonction d'inclinaison et du régime d'écoulement [6].....	37
Figure 28: Augmentation du torque et de drag à cause des déblais.....	38
Figure 29: Coincement à cause de mauvais nettoyage.....	38
Figure 30: Transport des cuttings ECD et Baryte Sag en fonction de la rhéologie.....	39
Figure 31: Approche mathématique pour déterminer le modèle rhéologique.....	41
Figure 32: viscosimètre fann.....	42
Figure 33: Transport des cuttings dans l'annulaire.....	46
Figure 34 : HSI min et max recommandé pour les différents diamètres de puits. [38].....	49
Figure 35: well geometry et string data phase 16" puits CEN-3.....	52
Figure 36: Distribution des pertes de charges dans les différentes sections du puits.....	54
Figure 37: Variation des pertes de charges en fonction du débit de forage.....	57
Figure 38: Variation de la vitesse annulaire en fonction du débit de forage.....	58
Figure 39: L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage.....	58
Figure 40 : L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage [0,600] (l/ min).....	59
Figure 41 :L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage [500,3500](l/min).....	59
Figure 42: Variation de HHP avec le débit de forage.....	60
Figure 43: L'hydraulique impacte force en fonction de débit de forage.....	60
Figure 44: La vitesse du jet en fonction de débit de forage.....	61
Figure 45: Variation de l'énergie hydraulique en fonction du débit.....	61

Figure 46: Variation des pertes de charges en fonction du rapport YP/VP, (Q=1500 l/min)...	62
Figure 47: Variation des pertes de charge en fonction du rapport YP/VP, (Q= 1000 l/min). ..	63
Figure 48: Efficacité de nettoyage en fonction du rapport YP/VP. ....	64
Figure 49: Estimation de la densité de formation et la densité de fracturation.....	66
Figure 50: Les pertes de charge en fonction de la densité. ....	67
Figure 51: L'efficacité de nettoyage en fonction de la densité.....	68

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Data prévisionnel du puits CEN-3. ....	3
Tableau 2: Puits offset du puits CEN-3. ....	4
Tableau 3 : Prévision géologique du puits CEN-3 .....	9
Tableau 4: Produits viscosifiants de la boue. ....	16
Tableau 5: Produits réducteurs de filtrat de la boue .....	16
Tableau 6: Produits fluidifiant de la boue. ....	16
Tableau 7: Produit de contrôle de PH de la boue .....	17
Tableau 8: Produit pour précipitation du calcium. ....	17
Tableau 9: Capacité des hydrocyclones. ....	18
Tableau 10: Domaine d'utilisation des équipements mécanique. ....	19
Tableau 11: Les paramètres affectant le nettoyage des puits. ....	28
Tableau 12: Caractéristique des viscosimètres fann. ....	42
Tableau 13: Classification des appareils de forage. ....	42
Tableau 14: Densité des différentes formations .....	45
Tableau 15: Formulation d'un mètre cube de la boue dans la phase 16" puits CEN-3. ....	50
Tableau 16: Fonction des produits utilisé dans la boue. ....	51
Tableau 17: Propriétés de boue de la phase 16" du puits CEN-3. ....	51
Tableau 18: Les paramètres de forage de la phase 16" du puits CEN-3. ....	52
Tableau 19: perte de charge et régimes d'écoulement à l'intérieur de la garniture .....	54
Tableau 20: pertes de charges et régime d'écoulement dans l'espace annulaire. ....	54
Tableau 21: Bit hydraulic calculation. ....	55
Tableau 22: Bit optimisation. ....	55
Tableau 23: L'efficacité de nettoyage dans les différentes sections du puits. ....	55
Tableau 24: Influence du débit sur les pertes de charge, vitesse annulaire et nettoyage. ....	56
Tableau 25: Influence du débit sur l'outil. ....	56
Tableau 26 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction du débit. ....	57
Tableau 27: Influence du rapport YP/VP sur les $P_c$ et l'efficacité de nettoyage. ....	62
Tableau 28 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction (YP/VP). ....	63
Tableau 29 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction de (YP/VP). ....	64
Tableau 30 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul de l'efficacité de nettoyage en fonction de (YP/VP). ....	65
Tableau 31 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul de l'efficacité de nettoyage en fonction de (YP/VP). ....	65
Tableau 32: Variation de l'efficacité de nettoyage et les pertes de charge en fonction de la densité. ....	67
Tableau 33 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction de la densité. ....	68

## Nomenclature

- **P** : Perte de charge (Psi) ;
- **P<sub>v</sub>** : Viscosité plastique (Cp) ;
- **Q** : Débit de forage (l/m) ;
- **ρ** : La densité de la boue de forage (g/cm<sup>3</sup>) ;
- **E** : Coefficient depend de type de l'appariel de forage ;
- **θ600** : Lecture fann a 600 rpm ;
- **θ300** : Lecture fann a 300 rpm ;
- **n** : L'indice du comportement ;
- **K** : L'indice de consistance (lb/100 ft<sup>2</sup>);
- **V<sub>moy</sub>** : Vitesse moyenne de fluide de forage (ft/min) ;
- **V<sub>c</sub>** : Vitesse critique (ft/min) ;
- **P<sub>v</sub>** : Viscosité plastique (Cp) ;
- **Y<sub>p</sub>** : Yield point (lb/100ft<sup>2</sup>) ;
- **D** : Diamètre intérieure DP/DC/HWDP (in) ;
- **D<sub>int</sub>** : Diamètre intérieure hole/casing (in) ;
- **D<sub>ext</sub>** : Diamètre extérieure DP/DC/HWDP (in) ;
- **L** : Langueur (ft) ;
- **D<sub>e</sub>** : Diamètre équivalent (in) ;
- **P<sub>b</sub>** : Perte de charge au niveau de l'outil (psi) ;
- **TFA**: Total flow area (in<sup>2</sup>);
- **V<sub>s</sub>** : La vitesse de sédimentation des cuttings (ft/min) ;
- **D<sub>p</sub>** : Diamètre des particules (in) ;
  
- **ρ<sub>p</sub>** : Densité des déblais (g/cm<sup>3</sup>) ;
- **μ<sub>eff</sub>** : La viscosité effective du fluide de forage (Cp) ;
- **IN** : Indice de nettoyage (%) ;
- **h** : Diamètre de puits (in) ;
- **ROP** : Taux d'avancement (m/hr) ;
- **C<sub>c</sub>** : Concentration des cuttings (fraction) ;
- **ECD** : Densité équivalente de circulation (g/cm<sup>3</sup>) ;
- **Pa** : Les pertes de charge totale dans l'espace annulaire (Psi) ;

- **TVD** : Totale vertical depth (m) ;
- **PMP** : Puissance hydraulique des pompes (HP) ;
- **V<sub>n</sub>** : Vitesse de jet à la sortie des dusses (ft/sec) ;
- **HHP** : Hydraulique horsepower (HP) ;
- **V<sub>n</sub>** : Vitesse de jet au niveau de l'outil (ft/sec) ;
- **Fi** : La force hydraulique d'impact à la sortie des dusses (lb) ;
- **d1, d2, d3** : Diamètre des dusses (in) ;
- **Popt** : La pression optimale au niveau de l'outil (psi) ;
- **Pmax** : La pression maximale autorisé en surface (psi) ;
- **Qopt** : Débit optimale (l/min) ;
- **HSI** : L'énergie hydraulique à l'outil (HHP/in<sup>2</sup>) ;
- **Bs** : Diamètre de l'outil (in).
- **OBM** : Boue à base d'huile.

# INTRODUCTION

Le Nettoyage du trou est toujours parmi les problèmes les plus difficiles à traiter dans les opérations de forage car un mauvais nettoyage peut engendrer plusieurs problèmes tel que, stuck pipe, perte de circulation, instabilité des parois, augmentation de frottement .etc.

Il dépend essentiellement de la nature et des paramètres du fluide de forage, des dimensions du trou, de la granulométrie des cuttings et des paramètres de forage,

Un nettoyage optimal nécessite une boue appropriée possédant des paramètres rhéologiques et hydrauliques capable d'assurer un bon contrôle du puits, un nettoyage optimal, une densité de circulation équivalente, une suspension efficace des déblais et une stabilité meilleure des parois.

Aussi l'objectif de ce travail est d'étudier l'influence des paramètres hydrauliques, mécaniques et rhéologiques de la boue, afin d'obtenir une compréhension des phénomènes régissant le comportement des cuttings dans les puits de forage d'une part, et d'autre part pour faciliter le choix des paramètres optimaux permettant l'évacuation de ces cuttings hors du puits tout en évitant les problèmes engendrer par le mauvais nettoyage.

Notre travail comprend cinq (05) chapitres qui étudient par ordre les titres suivants :

- Partie géologique
- Généralité sur la boue de forage
- Généralité sur le nettoyage des puits de forage
- Calcul rhéologique et hydraulique
- Application sur le puits CEN#3 Phase 16"

Pour faciliter le travail, nous avons réalisés un programme informatique basé sur le langage d'Excel, qui simulera le nettoyage du puits en fonction des variations des paramètres de forage.

---

---

## **Chapitre I : Partie géologique**

---

---

### I.1. Situation Géographique :

La province triasique est située au Nord-est de la partie septentrionale de la plate forme saharienne. Elle couvre une superficie de 400.000 km<sup>2</sup> et, est limitée :

- Au Nord par l'Atlas Saharien ;
- A l'Est par le bassin de Berkine ;
- Au Sud par le bassin d'Illizi et le môle du Mouydir ;
- A l'Ouest par le bassin de Béchar ;

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont les parallèles 31°15'et 33°00'et les méridiens 6°15' et 3°30', elle englobe les bloc :438-425-422-437-436-420-419-418-417et416, appartenant au district IV de la Sonatrach.

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression, allongée d'orientation Nord-est - Sud-ouest acquise au cours du paléozoïque ; elle est limitée:

- Au Nord par la zone haute de Djemââ –Touggourt ;
- Au Nord- ouest, le môle de Talemzane –Hassi- R'Mel ; [31]

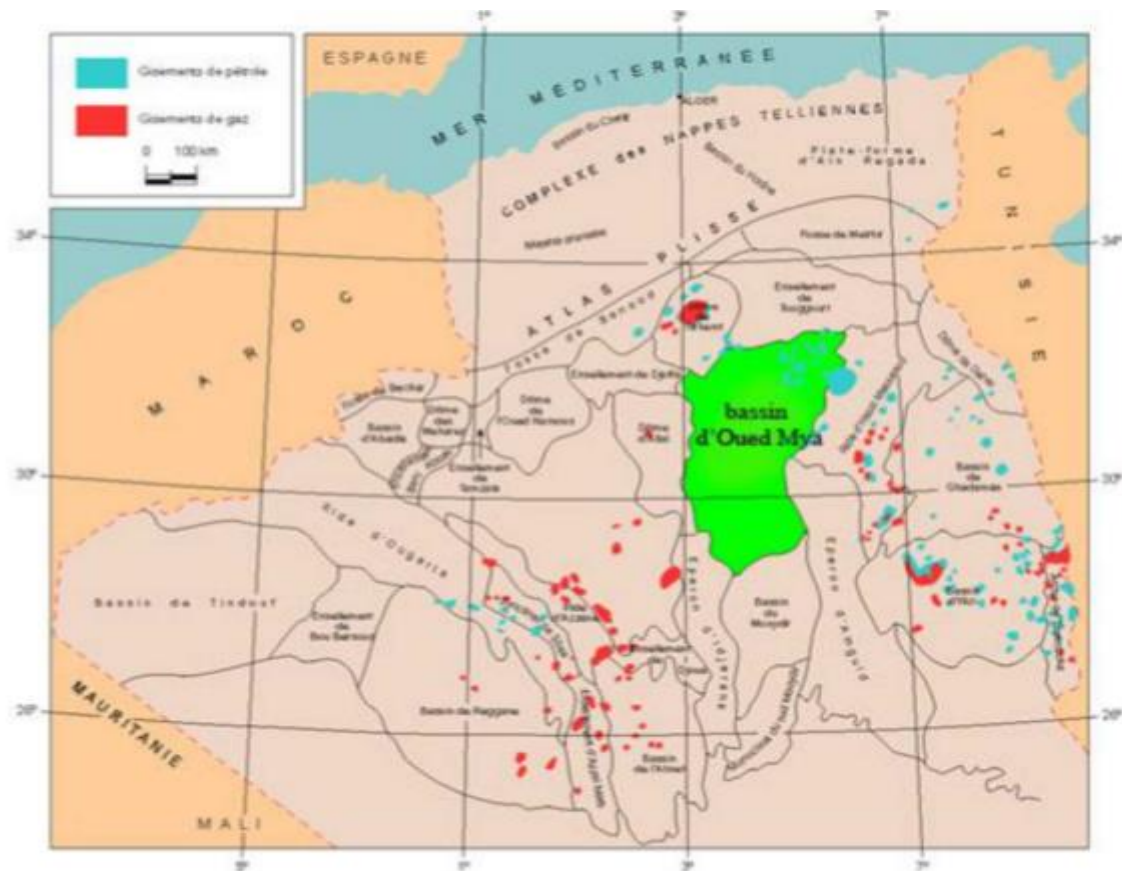


Figure 1 : Situation géographique d'Oued Mya (In WEC 2003, modifiée).[31]



## I.2. Cadre Géologique et Géodynamique :

La région de l'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plate-forme saharienne. La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par des dépôts sédimentaires importants, sont répartis sur une vaste superficie.

La province Triasique est un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments suivants ont été individualisés :

- La voûte de Tirlhemt et le haut fond de Talemzane ;
- Le système structural de Djamâa-Tougourt ;
- Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud ;
- Le môle de Dahar ;

Ces éléments sont séparés par des dépressions dans l'Oued Mya où l'en rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien.

Le Mésozoïque discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé.

Du point de vue pétrolier, on distingue quatre provinces plus ou moins mature (wec, 1995) :

- Le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz recèle encore un bon potentiel découvertes ; (province triasique).
- Le Sahara Central, considéré comme un champ gazéifier important mais de récentes découvertes d'huile plus importante permettent d'espérer d'autres développements ;
- Le Sahara Ouest est considéré un champ gazeux, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues et non vérifiées ;
- Dans le Nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé à cause d'une géologie plus complexe. [31]

## I.3. Généralité sur le puits CEN-3 :

### 3.1. Data du puits

<b>Nom du puits</b>	CHEBET EL NAKHLA -3 (CEN-3)
<b>Périmètre</b>	Ghardaïa II
<b>Bassin</b>	Oued Mya
<b>Bloc</b>	420a
<b>Classification du prospect</b>	Délinéation

<b>Emplacement (point de tire sur la ligne sismique)</b>	Compagne sismique 3D -11GHA Croisement entre Xline 2623 et In line 7545			
<b>Coordonnées géographiques</b>	M = 3° 44' 23. 60961''E L = 32°25' 01.94540''N			
<b>Coordonnées UTM N° Fuseau 31</b>	X : 569 580m Y : 3 586 650m			
<b>Altitude</b>	Zsol : 530.841m Zt : 538.841m			
<b>Objectifs pétroliers</b>	Profondeur / Zt toit Trias T2A 2462m toit Trias T1B			
<b>Réserves en Hydrocarbures</b>	<b>Cat</b>	<b>Huile (Million m3)</b>	<b>Condensat (Million m3)</b>	<b>Gaz (Miliard m3)</b>
	P1 :	4.27		2.27
	P3 :		1.41	6.38
	P3 :		1.88	8.57
<b>Profil et type du puits</b>	Puits vertical d'exploration			
<b>Profondeur finale prévue</b>	+/- 2650m		Côte absolue = - 2185m	
<b>Formation d'arrêt de forage</b>	Argile d'El Gassi de L'Ordovicien			
<b>Durée du sondage estimée</b>	(70 jours)			
<b>Appareil de forage</b>	TP 161			

Tableau 1 : Data prévisionnel du puits CEN-3.[29]

### 3.2. Objectif du puits :

Les objectifs primaires du puits sont les suivants :

- Réaliser le puits sans accidents, incidents ou dommages environnementaux.
- Effectuez toutes les opérations conformément aux directives HSE de Sonatrach.
- Forer jusqu'à TD à (+/- 2650m) avec 44.84days. NPT global <15%.
- Evaluer les Trias T2A, Trias T1B, Trias T1c et Série inférieur

- Réaliser des objectifs d'acquisition de logs. [29]

### 3.3. Puits Offset :

Un résumé ci-dessous énumère les données pour les puits de compensation étudiés en préparation du programme de forage et les problèmes de forage spécifiques rencontrés dans le forage de ces puits.

Puits	X	Y	Z	Distance de CEN-3 (km)	Profondeur finale (m)	Formation atteinte
CEN-1	567 874	3 585 407	537.4	2.11	2538	Ordovicien Grès d'El Atchane
CEN-2	568 602	3 582 446	500.3	4.3	2568	Ordovicien Argile d'El Gassi
CENS-1	572 147	3 578 350	464.9	8.7	2704	Ordovicien Argile d'El Gassi

Tableau 2: Puits offset du puits CEN-3. [31]

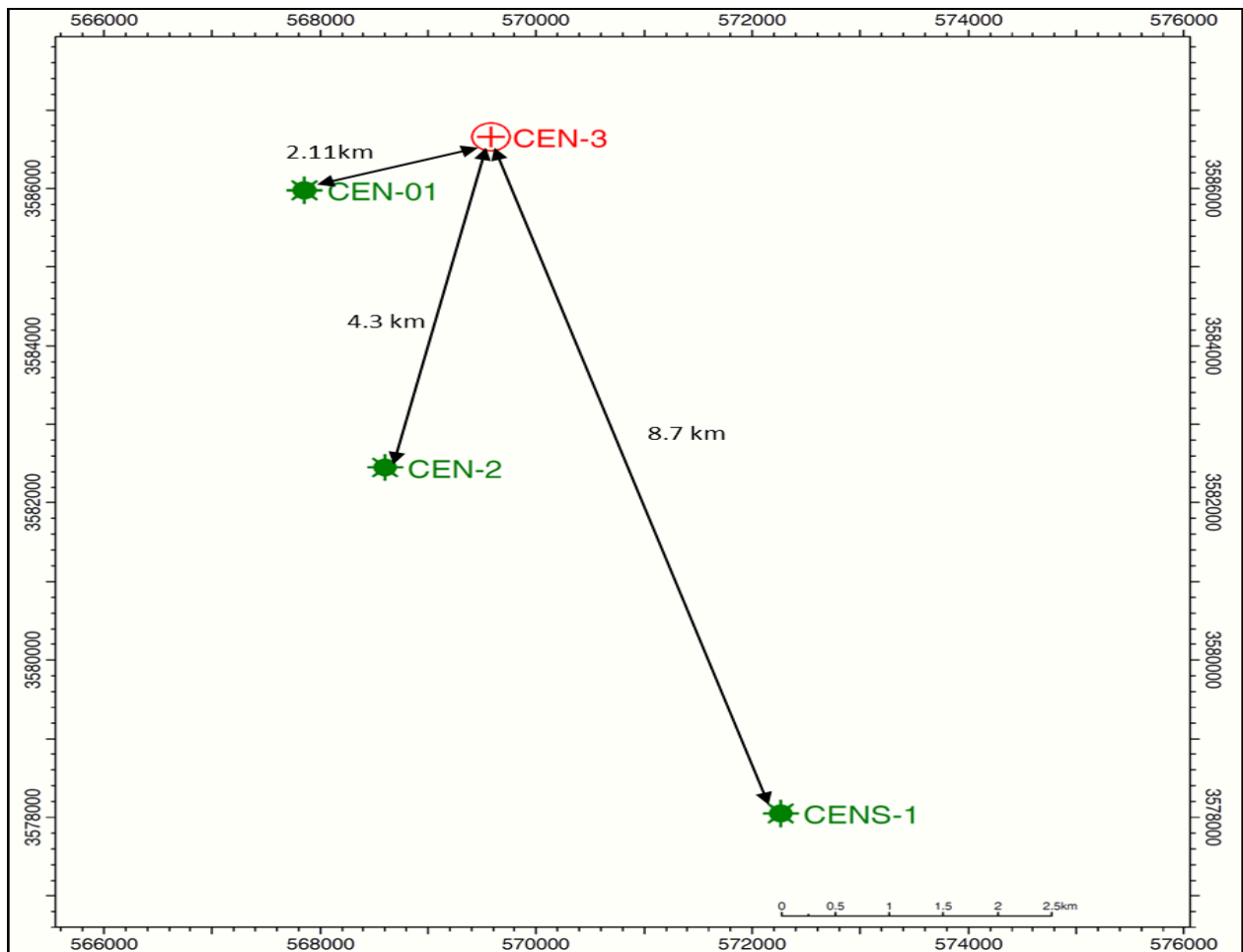


Figure 2 : Carte de position des puits offset du prospect (CEN-3). [31]

#### I.4. Prévisions litho-stratigraphiques :

Les prévisions litho-stratigraphiques de CEN-3 sont calculées à partir des prévisions sismiques des horizons Aptien, Dogger argileux, Lias S1+S2, Trias S4 et la DH ainsi que les tops des puits avoisinants (figure n°2 et tableau n°2).

Le forage traversera une série mésozoïque de 2552m d'épaisseur avant de pénétrer de 93m dans le paléozoïque. Le forage pénétrera dans l'Ordovicien-Grès d'El Atchane sous discordance hercynienne et se terminera dans l'Ordovicien-Argile d'El Gassi à la profondeur 2650m (-2185 msl)

Le Trias T2A est prévu à la côte 2434m (-1896 msl). Le Trias T1B est prévu à la profondeur 2462m (-1924 msl).

➤ **Mésozoïque :** (2552m)

- **Crétacé Supérieur :** surface à 265m (260m)

**Turonien :** Surface à 115m (110m)

Dolomie-Calcaire beige à blanc beige, parfois blanchâtre, cristalline, compacte, dure. Traces de Calcite blanche.

**Cénomaniens :** 115 à 265m (150m)

Au sommet, intercalations de calcaire dolomitique et dolomie calcaire, cristallin, moyennement dur à dur, et marne grise à gris beige, tendre à pâteuse, argile grise, gris vert, légèrement carbonatée, tendre à pâteuse, d'anhydrite blanche, pulvérulente, et de gypse blanc, blanc beige, translucide ou fibreux. A la base, argile gris-vert à verdâtre, brun rouge, légèrement carbonatée, tendre à indurée, avec intercalations de calcaire blanc beige, cristallin, crayeux, moyennement dur, et d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure. Traces de Gypse blanc translucide, fibreux et de calcite blanche. Vers la base intercalations de grès gris-vert, gris-blanc, blanc-beige, très fin à fin, argileux à silicoargileux, friable à moyennement consolidé.

- **Crétacé inférieur :** 265 à 1182m (917m)

**Albien :** 265 à 655m (390m)

Grès gris vert, jaune à rougeâtre, gris blanc à blanc, gris beige, très fin à fin, argileux, friable avec passée d'Argile gris vert à verdâtre, brun rouge, tendre à indurée. Trace de Calcaire dolomitique blanc beige.

*Remarque : la partie basale du Cénomaniens et la partie sommitale de l'Albien représentés par des argiles verdâtres carbonatées avec intercalations de calcaires dolomitiques et grès gris verdâtres peut être attribuée au Vraconien.*

Le reste est formé par une épaisse série de grès brun rouge, beige, rougeâtre, blanc, fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile verdâtre, brun rouge, rarement gris noir, sableuse, tendre à indurée. Présence de sable blanc à blanc beige, jaune, moyen à grossier, subarrondi.

**Aptien** : 655 à 682m (27m)

Dolomie beige à gris beige, gris clair, microcristalline, moyennement dure avec intercalations d'argile gris vert à verdâtre, gris clair, carbonatée, tendre à indurée

**Barrémien** : 682 à 892m (210m)

Grès brun rouge à gris brun, blanc beige, gris vert, fin à moyen, par endroits grossier, siliceux à silico-argileux, par endroits argileux carbonaté, moyennement consolidé avec intercalations d'argile verdâtre à rougeâtre carbonatée, tendre à indurée et de sable blanc, beige, translucide, fin à moyen, sub-arrondi.

Traces de dolomie beige et de calcaire blanc.

**Néocomien** : 892 à 1182m (290m)

Argile verdâtre, brun rouge, carbonatée, tendre à indurée avec intercalation de grès brun rouge, blanc beige, gris vert, fin à moyen, argileux à argilo-carbonaté, par endroits siliceux, friable à moyennement consolidé, et dolomie blanc beige, microcristalline, moyennement dure à dure. Traces de marne grise, tendre à indurée. Grès gris vert, blanc, fin à moyen, argilo-carbonaté, friable avec intercalations d'argile gris vert à verdâtre, légèrement carbonatée, tendre à indurée et de Sable blanc, translucide, fin à moyen, subarrondi. Traces de Dolomie blanc beige et de Pyrite.

- **Jurassique** : 1182 à 2356m (1174m)

**Malm** : 1182 à 1346m (164m)

Intercalations de grès gris blanc à blanc, gris vert, très fin à fin, silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile brun rouge, gris vert à verdâtre, tendre à indurée. Présence d'un banc décamétrique de dolomie à la base.

**Dogger argileux** : 1346 à 1458m (112m)

Argile gris vert, grise, brune à brun rouge, tendre à indurée, avec passées de Grès blanc à gris blanc, gris vert, fin à moyen, argileux, friable à moyennement consolidé et de Dolomie gris blanc à gris clair, blanc beige, moyennement dure.

**Dogger lagunaire** : 1458 à 1588m (130m)

Alternances d'Argile grise à gris foncé, gris vert, brun rouge, tendre à indurée et de dolomie grise à gris blanc, blanc beige, microcristalline, moyennement dure à dure. Présence d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure.

**Lias Marneux** : 1588 à 1616m (28m)

Marne grise à gris vert, gris foncé, tendre à indurée, avec fine passées de Dolomie gris-blanc à gris-clair, blanc-beige, moyennement dure.

**Lias Carbonaté : 1616 à 1688m (71m)**

Dolomie calcaire, beige à gris beige et gris blanc, microcristalline, moyennement dure avec fines intercalations d'argile gris vert à grise, brune, carbonatée, tendre à indurée.

**Lias anhydritique : 1688 à 1802m (114m)**

Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente, moyennement dure à dure avec intercalations de dolomie calcaire grise, microcristalline, moyennement dure à dure. Traces d'argile grise, tendre à indurée.

**Lias Salifère : 1802 à 1827m (25m)**

Alternances d'argile brun rouge à brune, légèrement pâteuse, tendre avec passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure à dure. Sel blanc, rosâtre, translucide à la base.

**Lias Horizon "B" : 1827 à 1848m (21m)**

Dolomie calcaire gris clair à gris foncé, moyennement dure à dure, avec intercalations de Marne grise, tendre à pâteuse et d'Argile brun rouge à brune, gris foncé, tendre à indurée.

**Lias (S1 + S2) : 1848 à 1987m (139m)**

Au sommet, alternances d'anhydrite blanche, pulvérulente moyennement dure à dure et d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée avec passées de marne grise, tendre à pâteuse. A la base, sel blanc à rosâtre, translucide avec intercalations d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure à dure et d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée.

**Lias S3 : 1987 à 2277m (290m)**

Sel blanc à rosâtre, translucide avec fines intercalations d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée.

**Lias argileux supérieur : 2277 à 2356m (79m)**

Argile brun rouge à brune, rarement gris clair à gris foncé et gris vert, pâteuse, tendre à indurée avec fines intercalations de Sel blanc à rosâtre, translucide.

- **Trias : 2356 à 2557m (201m)**

**Trias S4 : 2356 à 2417m (61m)**

Sel blanc à rosâtre, translucide avec fine intercalations d'Argile brun rouge, gris vert, tendre à indurée.

**Trias argileux inférieur : 2417 à 2434m (17m)**

Argile brune à brun rouge, gris vert à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec, au sommet, des passées de Sel blanc à rosâtre, translucide. A la base, Argile brune à brun rouge, rarement gris verdâtre, salifère, silteuse, légèrement carbonatée, tendre à indurée.

**T2A : 2434 à 2462m (28m)**

Siltstone gris à gris verdâtre, moucheté, tendre à indure et de Grès gris noir à noir, gris à gris foncé, très fin à fin, à ciment salifère, silico-argileux, friable à moyennement dur avec passées d'Argile brun rouge, silteuse, tendre à indurée, micacée.

**T1B** : 2462 à 2525m (63m)

Niveau décamétrique d'argile brun rouge, brun-chocolaté, localement gris verdâtre, légèrement silteuse, micacée, indurée. Grès fin à moyen, sub-anguleux à subarrondi, silico-argileux, moyennement consolidé avec des films et passées d'argile brun rouge, verte, micacée, silteuse, indurée.

**T1C** : 2525 à 2542m (17m)

Intercalation d'argile brun rouge, brun chocolat, légèrement silteuse tendre à indurée et de grès fin à moyen sub-anguleux à sub-arrondi, silico argileux, moyennement consolidé.

**Série inférieure** : 2542 à 2557m (15m)

Alternance d'Argile brune à brun-rouge, devenant brun-violacé par endroits, et grise à gris-vert, fortement silteuse à Grèseuse, indurée, et fissurée, et de Grès blanc à grisblanc, rarement gris-sombre, fin à moyen, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé, et Dolomie blanc-beige, microcristalline, dure.

- **Ordovicien** : 2557 à 2650m (Epaisseur partielle : 93m)

**Grès d'El Atchane** : 2557 à 2602m (45m)

Grès très fin et Siltstone rougeâtre, gris verdâtre, silico-argileux, localement quartzitique, micacé, glauconieux, moyennement dur à compact, avec intercalations d'argiles gris noire, silteuse, micacée, indurée.

**Argile d'El Gassi** : 2602 à la profondeur finale 2650m (Epaisseur partielle : 48m)

Argile grise à gris-vert, rarement gris-sombre, silteuse à fortement silteuse, indurée, intercalée de Siltstone gris-vert à verdâtre, glauconieux, bien consolidé. Trace de Grès gris-blanc à gris-vert, très fin, siliceux, glauconieux, bien consolidé à dur. [31]

		CEN-3				CEN-1			CEN-2			
		Kb	538,0	Zs	530,0	Kb	545	Epaisseur	Kb	508	Epaisseur	
		Cote abs	Cote md	Epaisseur		Cote abs	Cote md	Epaisseur	Cote abs	Cote md	Epaisseur	
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien Carbonaté	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Sénonien Anhydritique	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Sénonien Salifère	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Turonien	530	8	110	540	537	8	110	500	8	104
		Cénomanién	423	115	150		427	118	143	396	112	154
		Albien	273	265	390		284	261	380	242	266	378
		Aptien	-117	655	27	691	-96	641	25	-136	644	30
		Barrémien	-144	682	210		-121	666	198	-166	674	225
		Néocomien	-354	892	290		-319	864	290	-391	899	275
	Jurassique	Malm	-644	1182	164		-609	1154	115	-666	1174	164
		Dogger Argileux	-808	1346	112		-724	1315	157	-830	1338	103
		Dogger Lagunaire	-920	1458	130		-881	1426	125	-933	1441	125
		Lias Marneux	-1050	1588	28	502	-1006	1551	27	-1058	1566	28
		Lias Carbonaté	-1078	1616	71		-1033	1578	62	-1086	1594	82
		Lias Anhydritique	-1150	1688	114		-1095	1640	117	-1168	1676	97
		Lias Salifère	-1264	1802	25		-1212	1757	25	-1265	1773	21
		Horizon B	-1289	1827	21		-1237	1782	22	-1286	1794	18
		S1+S2	-1310	1848	139		-1259	1804	135	-1304	1812	134
		S3	-1449	1987	289	508	-1394	1939	278	-1438	1946	282
		Lias Argileux Sup,	-1739	2277	79		-1672	2217	79	-1720	2228	72
Trias	S4	-1818	2356	61		-1751	2296	56	-1792	2300	55	
	Argileux Inférieur	-1879	2417	18	201	-1807	2352	20	-1847	2355	9	
	T2A	-1896	2434	28		-1827	2372	24,5	-1856	2364	27	
	T1B	-1924	2462	63		-1851,5	2396,5	62,5	-1883	2391	49	
	T1C	-1987	2525	17		-1914	2459	18	-1932	2440	12	
	Série Inférieure	-2004	2542	15		-1932	2477	10,5	-1944	2452	19	
<b>Discordance hercynienne</b>		-2019	2557			-1942,5	2487,5		-1963	2471		
Paléozoïque	Ordovicien	Dalle de M'kratta										
		Argile microconglomératique										
		Grès d'Oued Saret										
		Argile d'Azzel										
		Grès d'Ouargla										
		Quartzite de Hamra				93						
	Grès d'El Atchane	-2019	2557	45		-1942,5	2487,5	50,5	-1963	2471	45	
	Argile d'El Gassi	-2064	2602	48					-2008	2516	52	
	Cambrien	Zone des alternances										
		Ri										
Ra												
R2 R3												
<b>Socle précambrien</b>												
<b>Profondeur finale</b>		-2185	2650			-1993	2538		-2060	2568		

Tableau 3 : Prévion géologique du puits CEN-3. [29]



**I.5. Rappel des résultats pétroliers de la région :**

Dans la région de Ghardaïa les grès du Trias représentent le principal réservoir productif d'huile et de gaz à condensat, dans les gisements d'Oued Noumer, Ait Kheir, Makouda, Djorf et Sidi Mezghich. Les travaux réalisés par SONATRACH durant les dernières années ont aboutis à la découverte de plusieurs accumulations (Chaabet En Nakhla, Mezdjar, Oued Nechou, Saidet Ben Ali et Houd M'Dahba). [31]

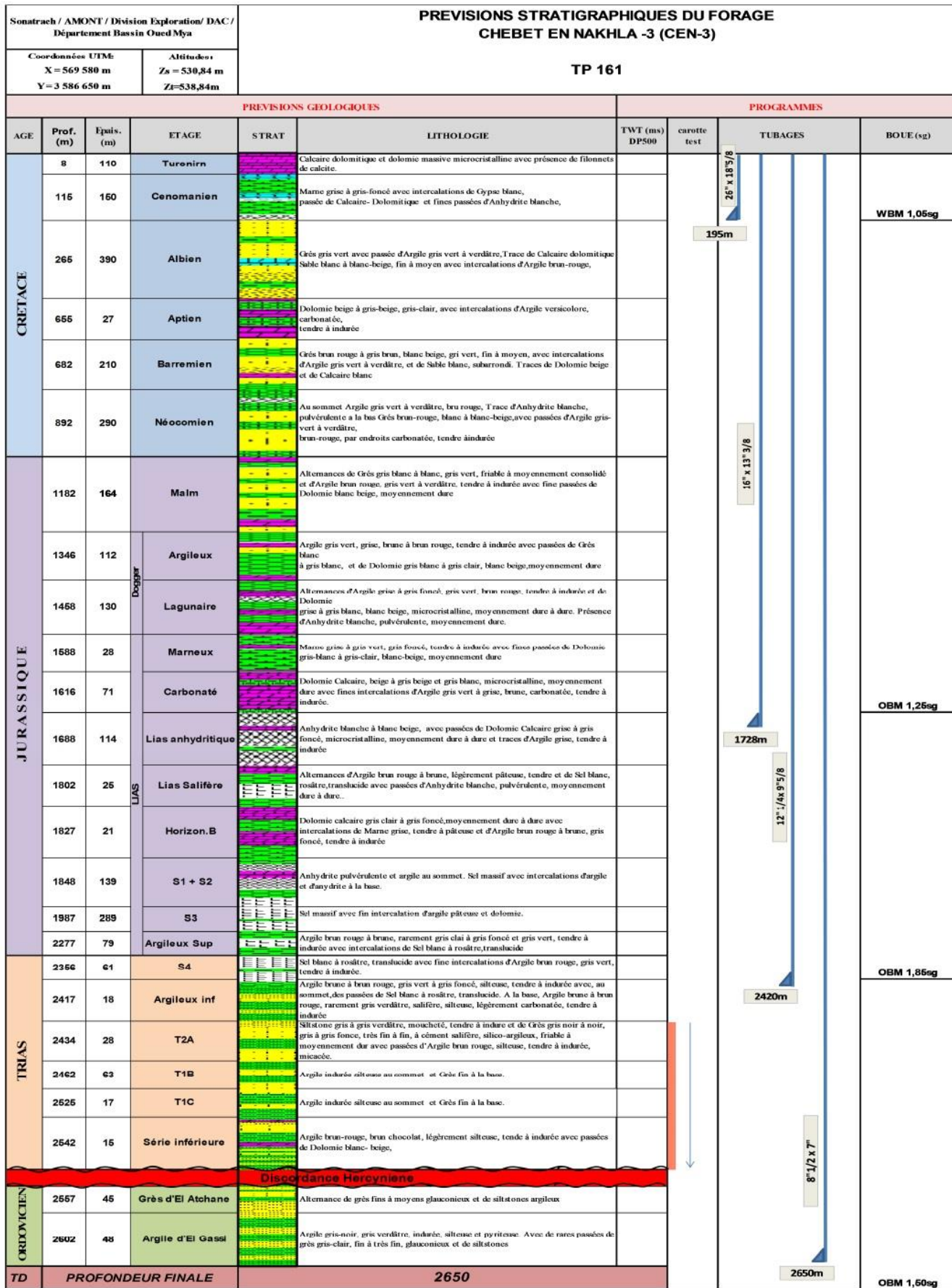


Figure 3 : Architecture du puits CEN -3. [29]

---

---

## **Chapitre II : Généralité sur la boue de forage**

---

---

## II.1. Introduction

La réalisation d'un puits pétrolier que soit d'huile ou de gaz nécessite un ensemble de moyens techniques et humains. Il est clair que l'activité de forage est régit par trois fonctions inséparables :

- Le poids sur l'outil.
- La rotation.
- La circulation pour le nettoyage.

Cette dernière était depuis longtemps une préoccupation sérieuse notamment dans la région Ghardaïa II, car la majorité des difficultés au cours de l'avancement sont liées aux fluides de forage utilisés.

## II.2. Le Programme de Boue :

L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Ce programme définit le type et les caractéristiques de boue qui seront utilisées pour chaque phase, avec les conversions possibles et les alourdissements qui pourraient être nécessaires. Ces caractéristiques dépendent de la géologie, de l'architecture du puits, des objectifs de sondages et sans oublier le facteur écologique qui devenu de plus en plus déterminant pour le choix du type de boue en tenant compte des taux et de la nature de ses rejets, de plus on cherche des caractéristiques facilitant, accélérant le forage mais qui conduisant à un prix de revient le plus faible possible.

## II.3. Définition de la boue de forage :

La boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autre additifs minéraux et organiques (argile, polymères, tensioactifs, déblais, ciment,...).

En 1979 l'American Petroleum Institute (IAP) 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'intérieure 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.

## II.4. Circuit des fluides de forage dans le sondage :

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

5. La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
6. A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant. Ce dernier se compose d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
8. Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
9. 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.

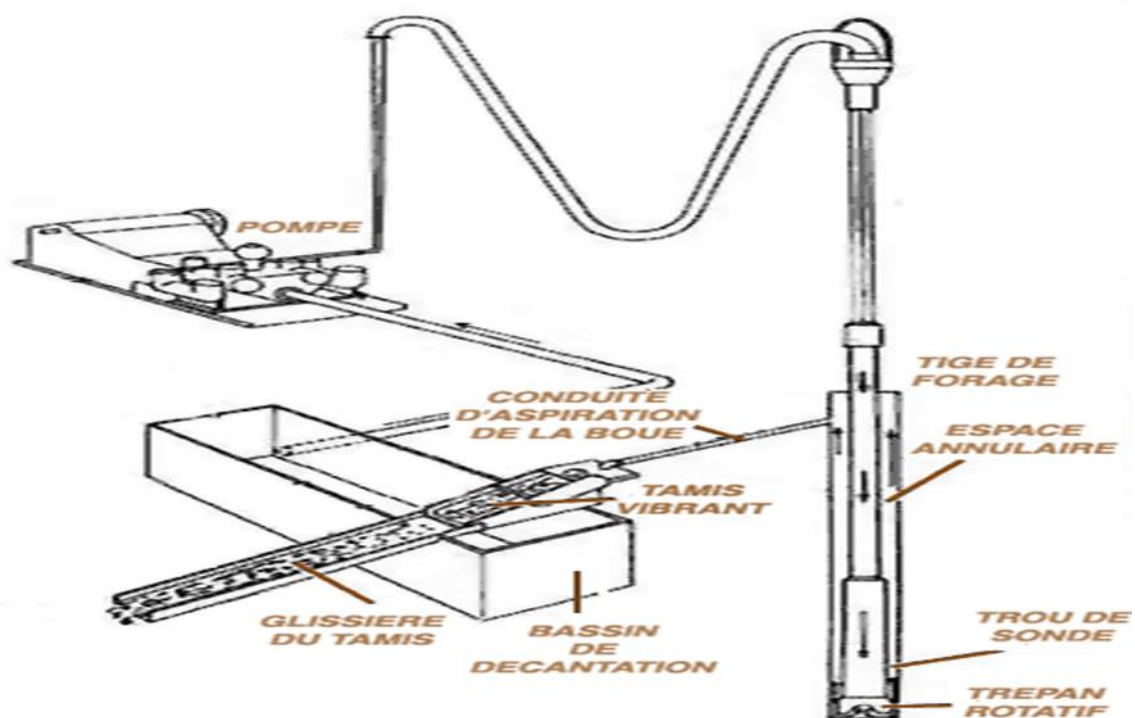


Figure 4 Cycle de fluide de forage.

### II.5. Classification des fluides de forage :

On classe habituellement les fluides en fonction de la phase continue et de la phase qui y est dispersée, On distingue :

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

### 5.1. Fluide de forage dont la phase continue est l'eau :

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

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

### 5.2. Fluide de forage dont la phase continue est l'huile :

Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases :

- **Phase liquide** : l'huile peut être une huile raffinée ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée ;
- **Phase colloïdale** : les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat ;
- **Phase solide** : on ajoute le Baryte, carbonate de calcium, dolomie et les sables....etc.

### 5.3. Les fluides gazeux :

Les fluides de forage gazeux sont des fluides dont la phase continue est du gaz qui peut être de l'air du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard, mélangé avec une proportion variables de l'eau provenant de la variation de la formation traversée (inévitablement) ou ajouter intentionnellement.

Nous citons les fluides gazeux utilisés dans les cas suivants :

- Forage à l'air.
- Forage à la mousse.
- Forage à la boue aérée.

L'évacuation des cuttings se fait par la grande vitesse du jet de l'air comprimé ou du gaz naturel, leurs utilisations nécessitent des équipements spécifiques de forage.

## II.6. Rôles du fluide de forage :

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

1. Nettoyage du puits ;
2. Maintien des déblais en suspension ;
3. Sédimentation des déblais fins en surface ;
4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde ;
5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits ;
6. Dépôt d'un cake imperméable ;

7. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile ;
8. Augmentation de la vitesse d'avancement ;
9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.) ;
10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage ;
11. Apport de renseignements sur le sondage ;

## II.7. Les différents produits et additifs :

### 7.1. Produits viscosifiants :

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Diminuer le filtrat	Boues douces. Teneur en $CL^- < 35$ (g/l)
Argile pour eau salée (attapulгите)		Boue salée Teneur $CL^- > 35$ (g/l)
Bio polymère	Fluidification au cisaillement	Boue à faible teneur en solide.

Tableau 4: Produits viscosifiants de la boue.

### 7.2. Produits réducteur de filtrat :

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	Viscosifiant	Boue douce ou salée saturée
CMC technique Basse Viscosité et Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en $Ca^{++} < 500$ (mg/l) Et Teneur en $Cl^{++} < 30$ (g/l)
CMC purifier Basse Viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en $Ca^{++} > 500$ (mg/l) Et Teneur en $Cl^{++} > 30$ (g/l)
Polymère poly anionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boue à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Huile émulsionnée

Tableau 5: Produits réducteurs de filtrat de la boue

### 7.3. Produit fluidifiant :

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin		Boues douces Teneur en $Ca^{++} < 500$ (mg/l) Teneur en $Cl^{++} < 20$ (mg/l)
FCL (Lignosulfonate de fer et de chrome)	Réduction du filtrat $[\ ] = 2-8g/l$ Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée.	Boues douces salées Boues au FCL PH $> 9$ Température $> 200$ C°

Tableau 6: Produits fluidifiant de la boue.

**7.4. Produits pour le contrôle de PH :**

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

Tableau 7: Produit de contrôle de PH de la boue

**7.5. Produits pour précipitation du calcium :**

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Augmentation du rendement des argiles	

Tableau 8: Produit pour précipitation du calcium.

**7.6. Produits alourdissant :**

- baryte : densité moyenne 4.3.
- 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.

**7.7. Produits colmatant :**

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables, il existe :

- Colmatant granuleux (coquilles de noix).
- Colmatant fibreux (les fibres de bois, de cannes à sucres, le tissu)
- Colmatant lamellaires (la cellophane, le mica.)

**II.8. Le Traitement mécanique des solides :**

Tous les solides forés sont contaminants pour la boue de forage. Les paramètres affectés sont :

- La densité.
- La rhéologie.
- Le filtrat.

**8.1. Les Tamis vibrants ou vibrateurs :**

Ils se composent de deux parties : l'une est fixe (support), l'autre mobile (la toile).

Le support est doté d'un moteur qui engendre des mouvements elliptiques ou linéaires. Le cadre vibrant est isolé du support par des amortisseurs l'appareil est définie par la mesh qui est le nombre d'ouverture par pouce.

**8.2. Les hydrocyclones :**

Comme leur nom indique, elles fonctionnent de la même manière que les cyclones naturels. Un centre de basse pression autour duquel la pression augmente ce qui donne en bordure de vent convergents vers le centre, et au centre des vents ascendants. La taille des particules évacuées est en fonction de la dimension des cônes.



❖ Capacité des hydrocyclones :

Type	Diamètre du cône en pouce	Débit maximum admissible par cône
Dessilteur	2"	60 à 100 (l/min)
	4"	180 à 340 (l/min)
Dessableur	6"	380 à 400 (l/min)
	8"	570 à 600 (l/min)
	10"	1800 à 2000 (l/min)

Tableau 9: Capacité des hydrocyclones.

**8.3. Les mud-cleaners :**

Ce sont des dessilteurs par lesquelles l'effluent lourd de la boue passe par un tamis vibrant. Cette fine toile (100 à 325 mesh) augmente la récupération de la phase liquide.

**8.4. La centrifugeuse :**

Cet appareil à axe horizontal et vis convoyeuse sont à fonctionnement continu. Le bol horizontal tourne entre 1500 et 3000 tr/min, la vis convoyeuse à une vitesse légèrement inférieure. Leur débit étant généralement faible par rapport au débit de forage, ce type d'appareil ne pourra traiter qu'une partie du débit du retour.

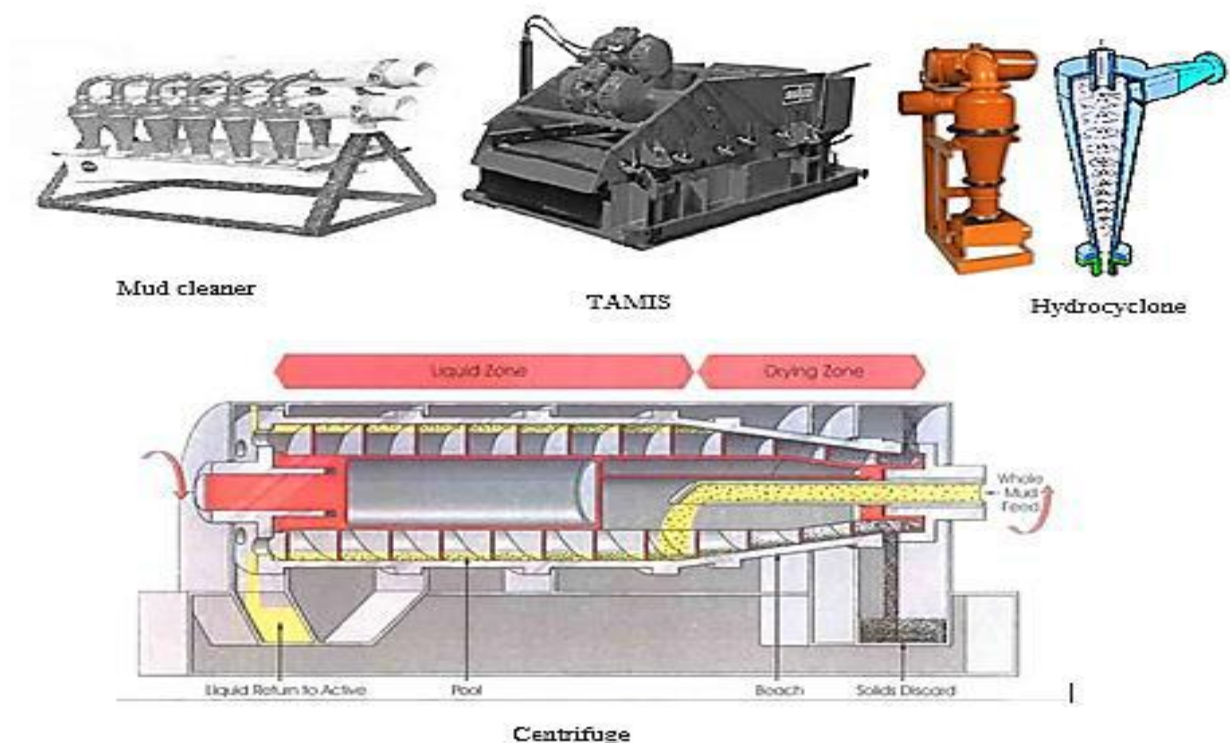


Figure 5: Equipements de traitement mécanique de la boue.

### 8.5. Domaines de séparations des équipements mécaniques :

Appareil de séparations	Maillage optimum (mesh)	Elimine les particules au-dessus : (microns)
Vibrateurs simples	32	500
Vibrateurs élaborés	80	178
Dessableur		74
Mud cleaners	150 200	104 74
Centrifugeuses		2

Tableau 10: Domaine d'utilisation des équipements mécanique.

## II.9. Caractéristiques des fluides de forage : [30]

Pour remplir correctement son rôle, la boue de forage doit posséder un certain nombre de caractéristiques physiques et chimiques bien précises. Ce sont ces propriétés. Qui font l'objet d'un contrôle Constant. [8]

### 9.1. Filtration :

Le mécanisme de la filtration peut être schématisé de la manière suivante :

Nous avons d'une part une formation poreuse et perméable et d'autre part une suspension argileuse dans de l'eau qui sous l'effet d'une pression différentielle tendra à pénétrer dans la formation.

Le taux de filtration dépend de plusieurs facteurs, tel que : la porosité et la perméabilité de la formation, la taille des particules solides dans la boue de forage et ces caractéristiques rhéologiques. [12] [25] [8]

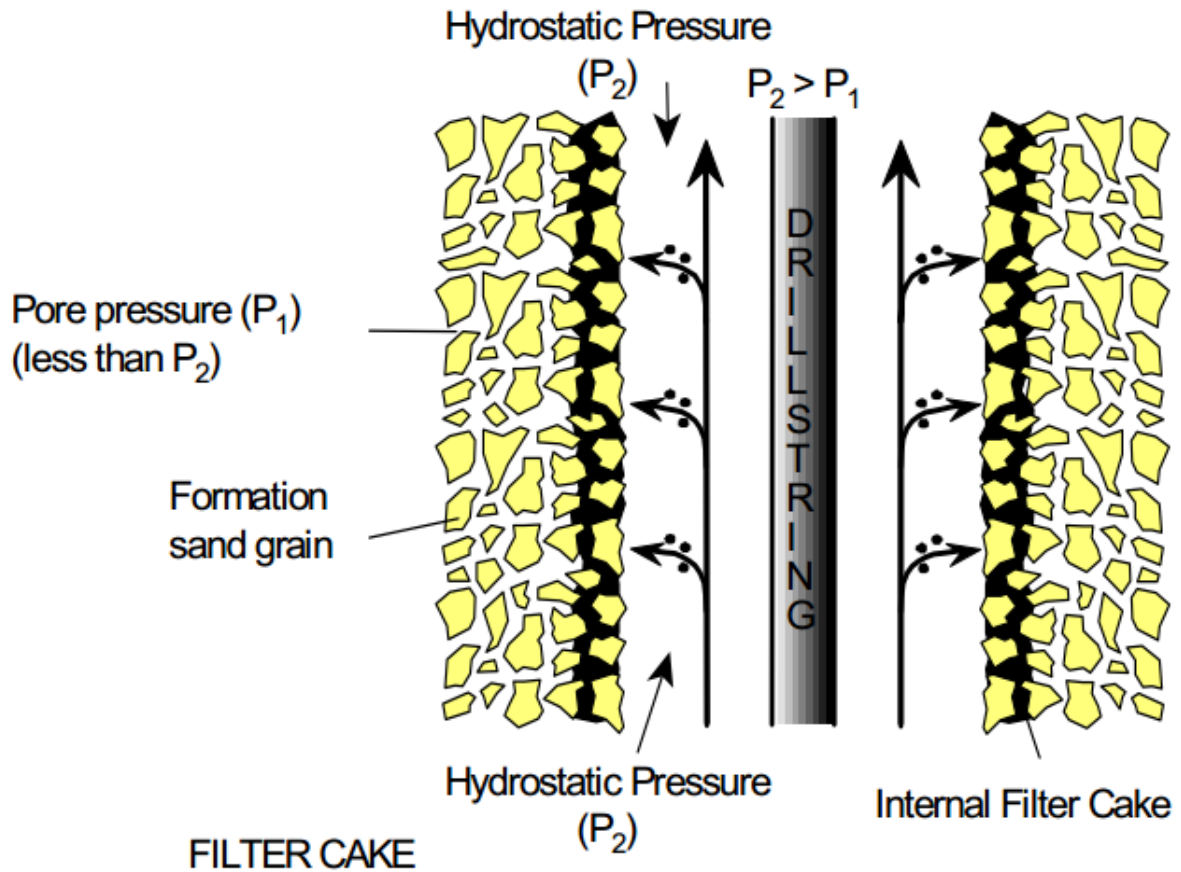


Figure 6: Mécanisme de filtration de la boue. [12]

On schématise le phénomène de filtration au laboratoire par la filtration de la boue sur un milieu filtrant standard constitué par un papier filtre normalisé (filtre-pressé).



Figure 7 : Filtre press API. [12]



Figure 8: Filtre press HPHT. [12]

- **Rôle de la filtration :**

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

- ✓ La vitesse d'avancement du forage.
- ✓ La tenue des terrains forés.
- ✓ L'envahissement des couches perméables.

- **Vitesse d'avancement de forage :**

En maintenant constants les paramètres de forage, on constate que dans bien des cas, en particulier dans les formations marneuses, perméables ou mal consolidées, la vitesse d'avancement est plus importante avec les filtrats enlevés.

Ceci s'explique du fait que le filtrat aide à la désagrégation des roches et facilite ainsi le travail de l'outil.

Malheureusement, comme nous allons le voir, des valeurs enlevées de filtrat ne sont pas compatibles avec d'autres impératifs. [8]

- **Tenue des terrains :**

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits

Un filtrat élevé correspond un cake épais qui affecte la réalisation de cimentation de bonne qualité derrière les tubages mis en place. [25][8]

- **Envahissement des couches perméables :**

Si la couche contient des hydrocarbures liquides, l'invasion par le filtrat contenant une certaine quantité de particules colloïdales provoque une réduction de la perméabilité effective à l'huile pour les raisons suivantes :

Les matières colloïdales peuvent être adsorbées sur les parois solides ou être piégées dans les petits pores et ainsi réduire la section offerte au passage de l'huile.

Le filtrat aqueux peut former, avec l'huile en place, des émulsions plus visqueuses que l'huile et réduire ainsi la mobilité de l'huile. [8]

## 9.2. Densité et masse volumique : [8] [18]

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans dimension.

La densité des boues de forage se mesure à l'aide d'un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur ces densimètres permettent de lire directement les densités ou les masses volumiques. [12] [25] [8]

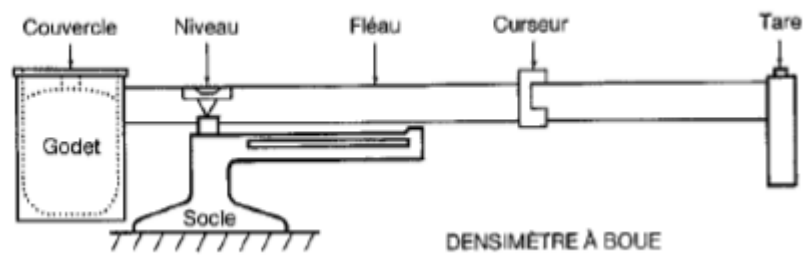


Figure 9 : Densimètre à boue. [28]

### ➤ Rôle de la densité :

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions, mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de la circulation. Il faut réagir très vite lorsque la densité d'une boue diminue et effectuer le traitement correcteur adéquat. [8]

### 9.3. La rhéologie :

La rhéologie est la science consacrée à l'étude de la déformation et l'écoulement de la matière. Dans les conditions de pression et de température données, les fluides sont caractérisés par :

✓ Leur comportement rhéologique caractérisé par la courbe d'écoulement expérimentale (Rhéogramme) ; dont les coefficients (constants) de l'équation d'écoulement représentatifs cette courbe sont les paramètres rhéologiques caractérisant le fluide.

✓ Leur comportement au repos représenté par la structure développée. [8] [26]

L'équation d'écoulement d'un fluide est donnée par la relation reliant la tension de cisaillement

(shear stress) ( $\tau$ ) et le taux ou la vitesse de cisaillement ( $\gamma$ ) à un régime laminaire.

Il est à noter que pour un régime pareil le fluide est cisailé parallèlement à la direction d'écoulement, c'est chaque une des lames se déplace à une vitesse propre de ce fait on peut définir : [8]

#### ❖ Taux de cisaillement ( $\gamma$ ) (shear rate) :

Appelé aussi la vitesse de cisaillement, c'est le rapport entre la différence de vitesse et la distance de deux lames voisines, exprimée en (s<sup>-1</sup>). [13]

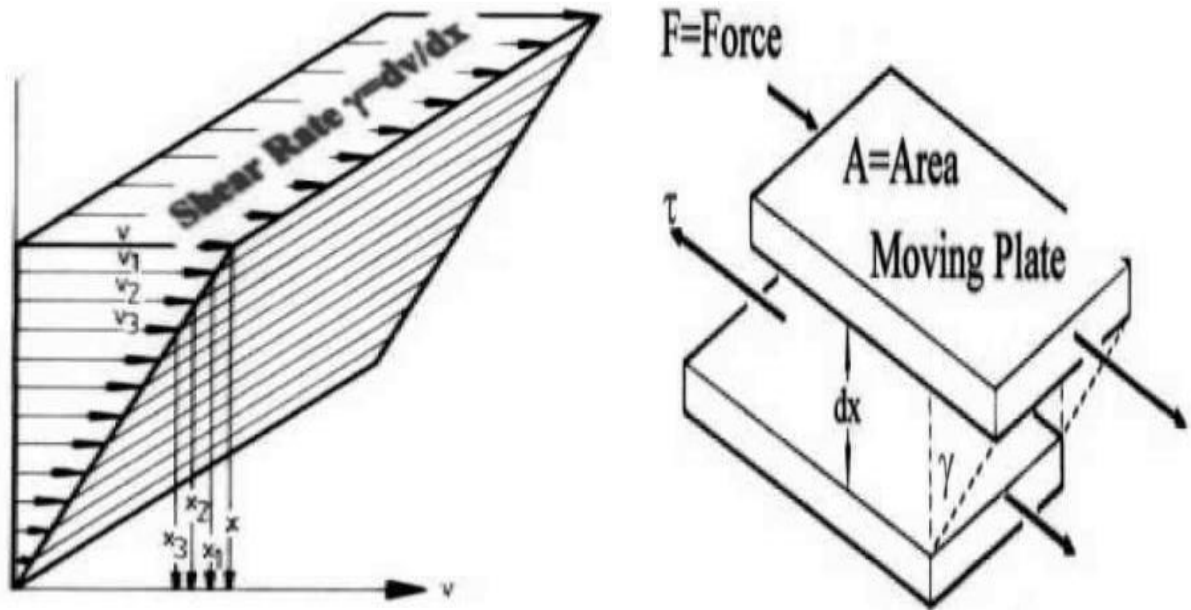


Figure 10: Ecoulement laminaire d'un fluide entre deux lames voisines.[16]

$$\gamma = \frac{dv}{dr} \quad (1)$$

Avec :

- $dv$  : différence de vitesse entre deux lames voisines. (m/s)
- $dr$  : la distance entre les deux lames. (m)

❖ **Tension de cisaillement : ( $\tau$ ) (lb/100 ft<sup>2</sup>)**

Donner par l'équation :

$$\tau = \frac{df}{ds} \quad (2)$$

Lors de l'écoulement d'un fluide, les forces existantes s'opposent au déplacement. Ces forces connues sous le terme tension de cisaillement sont d'origine frictionnelle apparaissant lors de glissement des lames fluides les uns sur les autres.

La tension de cisaillement est donc défini comme étant la force (df) par unité de surface de la lame (ds), qui provoque le cisaillement : [13]

### 9.3.1 Equations et model rhéologiques :

#### a. Fluides Newtoniens : [8]

Pour ces fluides, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement ; si l'un double, l'autre double également. L'équation rhéologique est :

$$\tau = \mu \times \gamma \quad (3)$$

Avec :

$\tau$  : Tension de cisaillement (Pa).

$\mu$  : Viscosité dynamique (Pa.s).

$\gamma$  : Vitesse de déformation ( $s^{-1}$ )

$$\gamma = \mu \left( \frac{\partial x_i}{\partial x_j} + \frac{\partial x_j}{\partial x_i} \right)$$

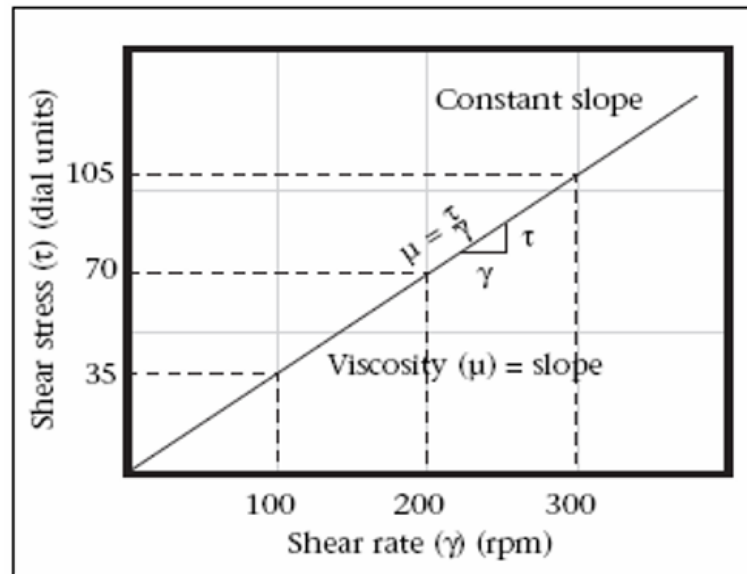


Figure 11 : Courbe caractéristique des fluides newtoniens.

#### b. Fluides non newtoniens :

Nous ne retiendrons que les deux types de fluides non newtoniens les plus fréquemment rencontrés dans les fluides de forage et les laitiers de ciment :

Les fluides binghamiens et les fluides "en puissance" ;

##### b.1. Les fluides binghamiens :

Pour les fluides plastiques binghamiens, la tension de cisaillement varie linéairement avec le taux de cisaillement mais, à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer une force minimale pour mettre le fluide en mouvement. Cette force correspond à la tension limite de cisaillement ou Yield value ou Yield Point.

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- **YP** : Tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement.
- **Vp** : Viscosité plastique qui correspond au rapport de la variation de la tension de cisaillement à la variation correspondante du taux de cisaillement, autrement dit à la pente de la courbe représentant  $\tau$  en fonction de  $\gamma$ . [8] [13]

##### b.2. Les fluides "en puissance"

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudo-plastiques d'Ostwald se mettent en mouvement dès qu'on leur applique une force de cisaillement aussi faible soit elle, mais à leur différence, la tension de cisaillement n'est pas proportionnelle au taux de cisaillement. Elle est proportionnelle à la puissance  $n^{\text{ième}}$  de celui-ci, d'où l'appellation également utilisée de fluides "en puissance". [16]

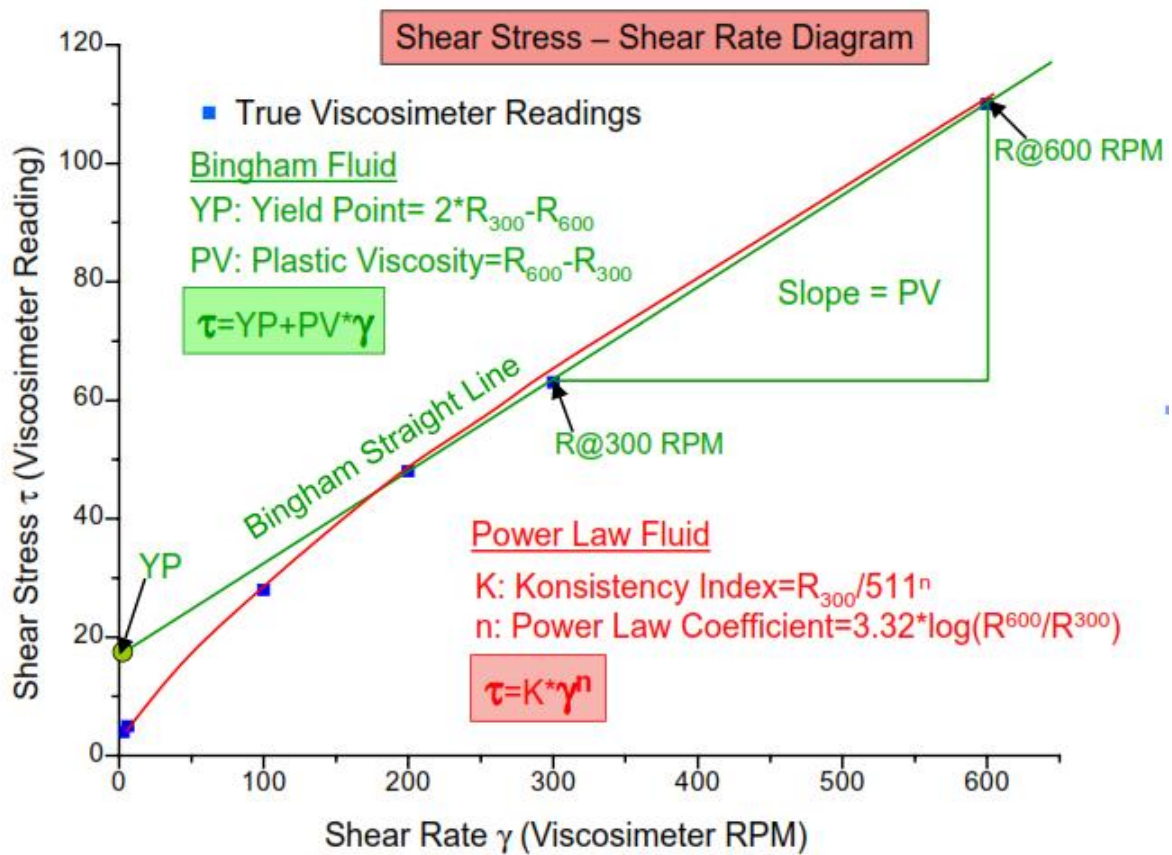


Figure 12 : Courbe caractéristique des fluides non newtoniens. [16]

### 9.3.2 Différents types de régimes d'écoulement :

On distingue trois types de régimes :

- **Laminaire** : dans lequel chaque lame de fluide se déplace l'une par rapport à l'autre parallèlement dans la direction de l'écoulement avec une propre vitesse.
- **Turbulent** : caractérisé par la formation de petits tourbillons répartis dans toute la masse de liquide.
- **Transitoire** : les conditions d'écoulements viennent d'être modifiées et le régime définitif n'est pas encore établi.

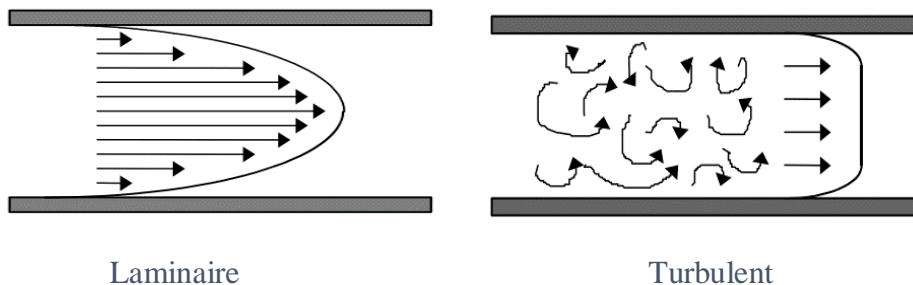


Figure 13: Régimes d'écoulement des fluides



### 9.3.3 Détermination du régime d'écoulement : [7]

Le régime d'écoulement est déterminé par le calcul de nombre de Reynolds  $N_{Re}$ ,

❖ **Le nombre de Reynolds** : ( $N_{Re}$ ) est un nombre adimensionnel utilisé pour caractériser un écoulement laminaire d'un écoulement turbulent, en fluides de forage, pour les valeurs suivantes de  $N_{Re}$  on a :

$$N_{Re} = \frac{V D \rho}{\mu} \quad (4)$$

- $\rho$  : la masse volumique du fluide (kg/m<sup>3</sup>) ;
- $V$  : la vitesse d'écoulement du fluide (m/s) ;
- $D$  : diamètre du conduit ou le fluide s'écoule (m) ;
- $\mu$  : la viscosité dynamique du fluide (poise) ;

Aussi cette valeur correspond au nombre de Reynolds à partir duquel le régime laminaire passe au régime turbulent.

#### Pour un fluide binghamien :

-  $N_{Re} < 2100$  : écoulement laminaire.

-  $N_{Re} > 2100$  : écoulement turbulent.

#### Pour un fluide power law :

-  $N_{Re} < 3470$  : écoulement laminaire.

-  $N_{Re} > 4270$  : écoulement turbulent.

Avec :

### 9.3.4 Signification des paramètres rhéologiques : [8] [7]

#### a. La Viscosité plastique ( $V_p$ ) :

La viscosité plastique est usuellement décrite comme la résistance à l'écoulement causé par les frictions (frottements mécaniques), Elle dépend avant tout de la teneur en solides de la boue et lui approximativement proportionnelle dans les limites usuelles, une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par une élimination de solides (centrifugation, dessilage,...etc.) Ou bien entendu, par dilution, elle dépend aussi de la taille et la forme des particules solides et de la viscosité de la phase fluide.

#### b. La yield-value ( $Y_p$ ) :

Elle est définie comme la tension minimale de cisaillement provoquant le début de l'écoulement, Elle est due surtout aux interactions physiques ou chimiques existant entre particules en suspension. Un traitement chimique approprié, en agissant sur les charges superficielles des particules, peut avoir un effet extrêmement sensible sur la Yield-Value, à un tel point qu'une Yield-value faible est souvent prise comme critère de bon équilibre chimique d'une boue.

Cependant, ces interactions vont dépendre aussi de la distance entre particules, donc de la teneur en solide. Il est admis que la Yield-Value varie à peu près comme le carré de la teneur

en solide. Forme et taille de la particule vont aussi agir sur la Yield-Value celle-ci en particulier sera approximativement inversement proportionnelle à la taille des particules.

**c. Gels :**

La sédimentation des déblais forés pendant l'arrêt des pompes peut provoquer plusieurs problèmes tels-que les coincements, le bourrage de l'outil de forage, ainsi perte du temps pendant le re-forage de ces déblais etc....

La propriété du fluide de forage qui assure la suspension de ces déblais pendant les conditions statique est la propriété thixotropique.

Donc les boues de forage doit avoir des gels adéquats pour éviter les problèmes causés par la sédimentation des déblais dans ces conditions et aussi pour éviter certains complications comme les surpressions après le manoeuvre, la réduction de l'efficacité de traitement des solides et l'augmentation de risque de pistonnage dans le puits pendant le manoeuvre dus par un gel excessif.

En distingue deux types de gel ,0 et 10

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

---

## **Chapitre III : Généralité sur le nettoyage des puits de forage**

---

**III.1. Paramètres affectant le nettoyage :**

La capacité d'un fluide de forage à transporter les déblais du fond de puits jusqu'en surface est affectée par plusieurs facteurs.

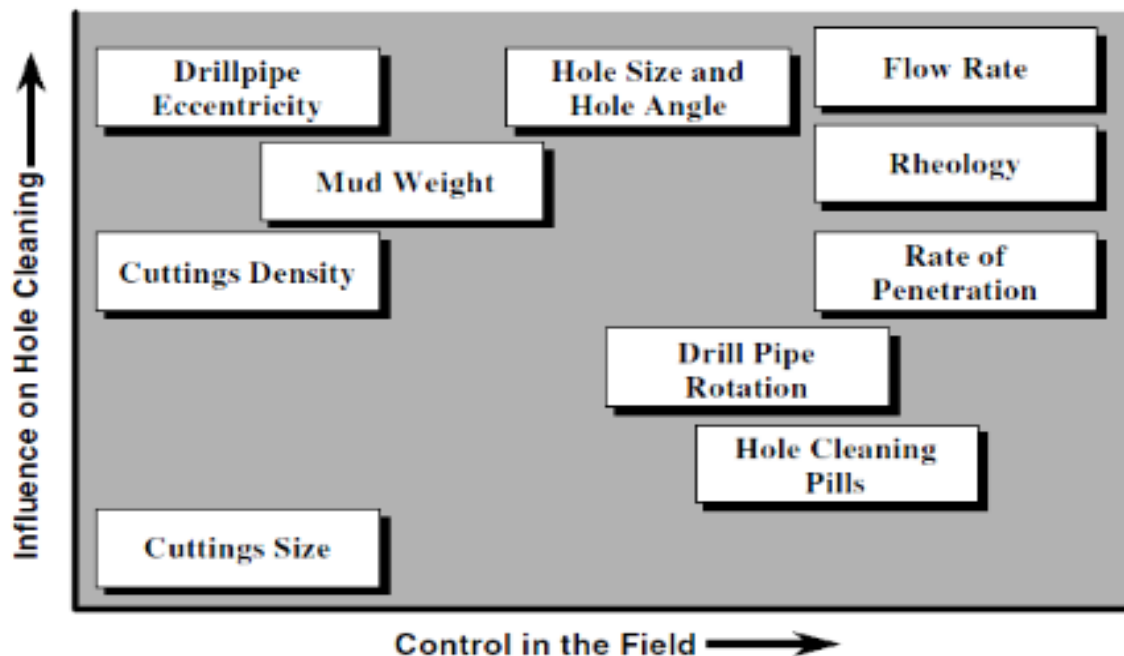


Figure 14: Les paramètres affectant le nettoyage des puits. [22]

Paramètres de la boue	Paramètre des déblais	Wellbore configuration + opérationnel paramètres
Densité	Densité	Angle d'inclinaison
Rhéologie	Taille	Rotation de la garniture
	La forme	Rate of pénétration
	Concentration des déblais	Excentricité du trou
		Le débit
		La profondeur
		Diamètre du trou/ diamètre intérieur du casing

Tableau 11: Les paramètres affectant le nettoyage des puits. [22]

Les paramètres affectant le nettoyage du puits sont regroupés en deux catégories :

- les paramètres fixes,
- les paramètres ajustables.

### 1.1. Les paramètres fixes :

Ce sont des paramètres qui ne peuvent être modifiés que légèrement ou pas du tout. Entre autre nous avons

#### 1.1.1 Les paramètres incontrôlables :

Ce sont des paramètres difficiles à changer en raison de la géométrie incontrôlable du puits et les formations traversées, parmi eux :

##### a. Excentricité de la garniture [22]

La centralisation de la garniture améliore nettement le nettoyage du trou. Quand l'inclinaison est entre  $\beta$  et  $90^\circ$ , la plus part des cuttings sont situés dans la partie inférieure de l'annulaire, et en l'absence de rotation du train de tiges ils restent soumis à des vitesses de retour  $V_a$  de la boue faibles.

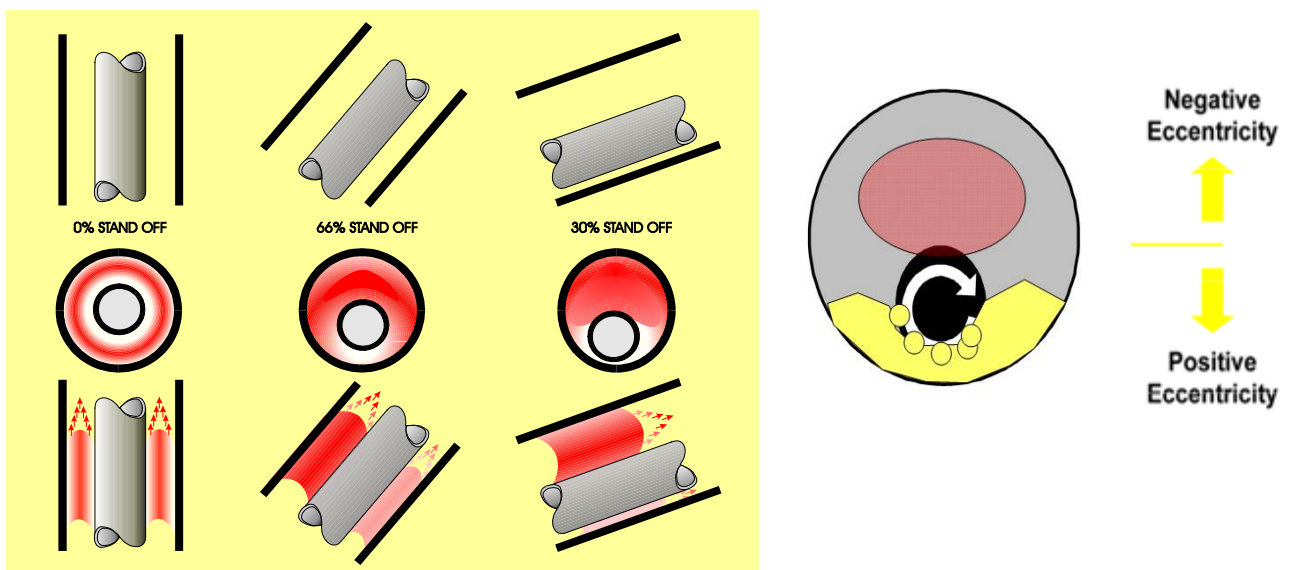


Figure 15 : Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire. [22][23]

##### b. Dimensions, forme et densité effective des cuttings : [23]

La taille et la forme des cuttings produits par l'outil dépendent de la lithologie, de la vitesse d'avancement et du type d'outil. Plus les cuttings sont petits, moins dense plus il est facile de s'élever dans l'annulaire. Ce phénomène peut être accentué en diminuant leur densité effective (par hydratation avec une boue à l'eau).

Les cuttings en forme de disque ou copeaux s'élèvent plus facilement que ceux en forme de sphère ou grain, plus les fragments sont importants, plus il leur est difficile de monter dans l'annulaire.

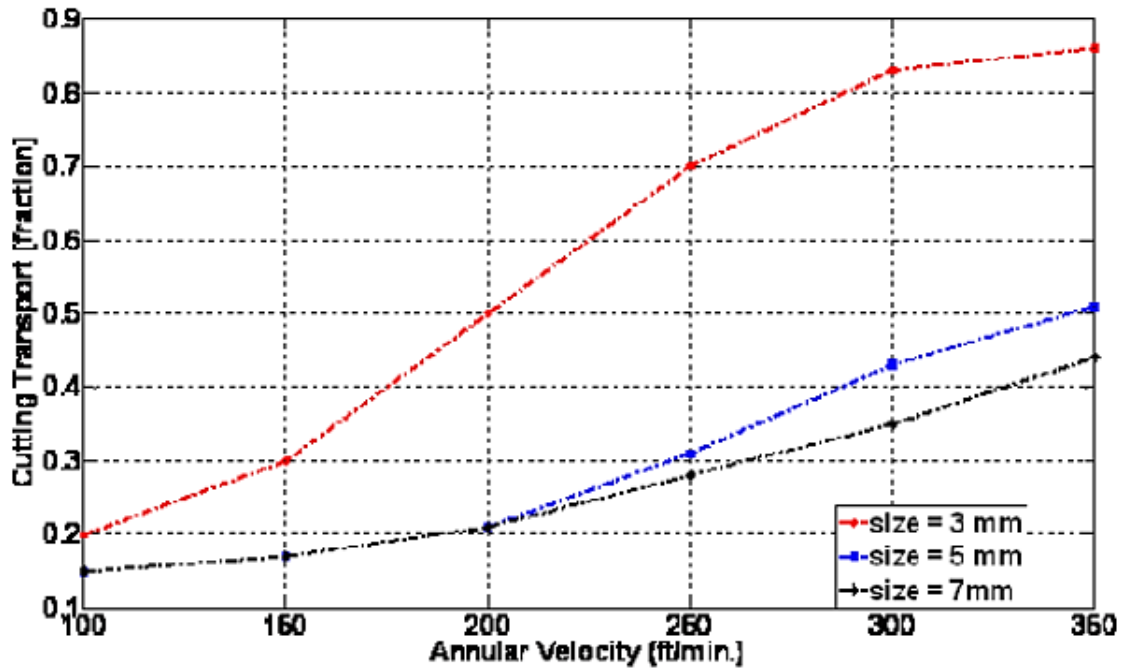


Figure 16: Effet de dimension des cuttings sur le transport.[23]

### 1.1.2 Les paramètres contrôlables :

- Angle d'inclinaison
- Diamètre de garniture
- Densité du fluide

#### a. Angle d'inclinaison :

Pendant le choix du profil du puits on devrait :

Eviter d'avoir une longue section inclinée (slant hole) avec une inclinaison comprise entre les angles critiques  $\beta$  et  $\gamma$ , surtout si cette section sera suivie d'un drop-off, car les cuttings risquent de s'accumuler par avalanche « Boycott Settling » (tendance à glisser vers le bas à contre-courant surtout à l'arrêt de circulation). Si possible essayer de monter en inclinaison de  $\beta$  à  $\gamma$  le plus bas possible et le plus vite possible afin de raccourcir la zone où le lit de cuttings tend à glisser vers le bas. [23] [27]

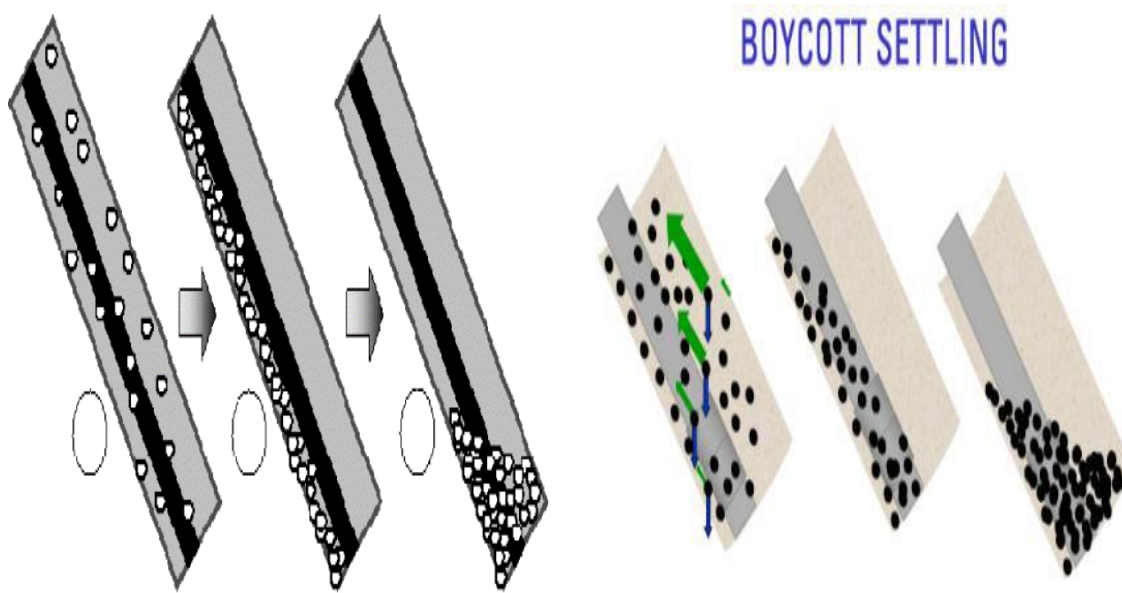


Figure 17 : Phénomène de Boycott Settling. [33]

Si possible essayer de monter en inclinaison de  $\beta$  à  $\gamma$  le plus bas possible et le plus vite possible afin de raccourcir la zone où le lit de cuttings tend à glisser vers le bas.

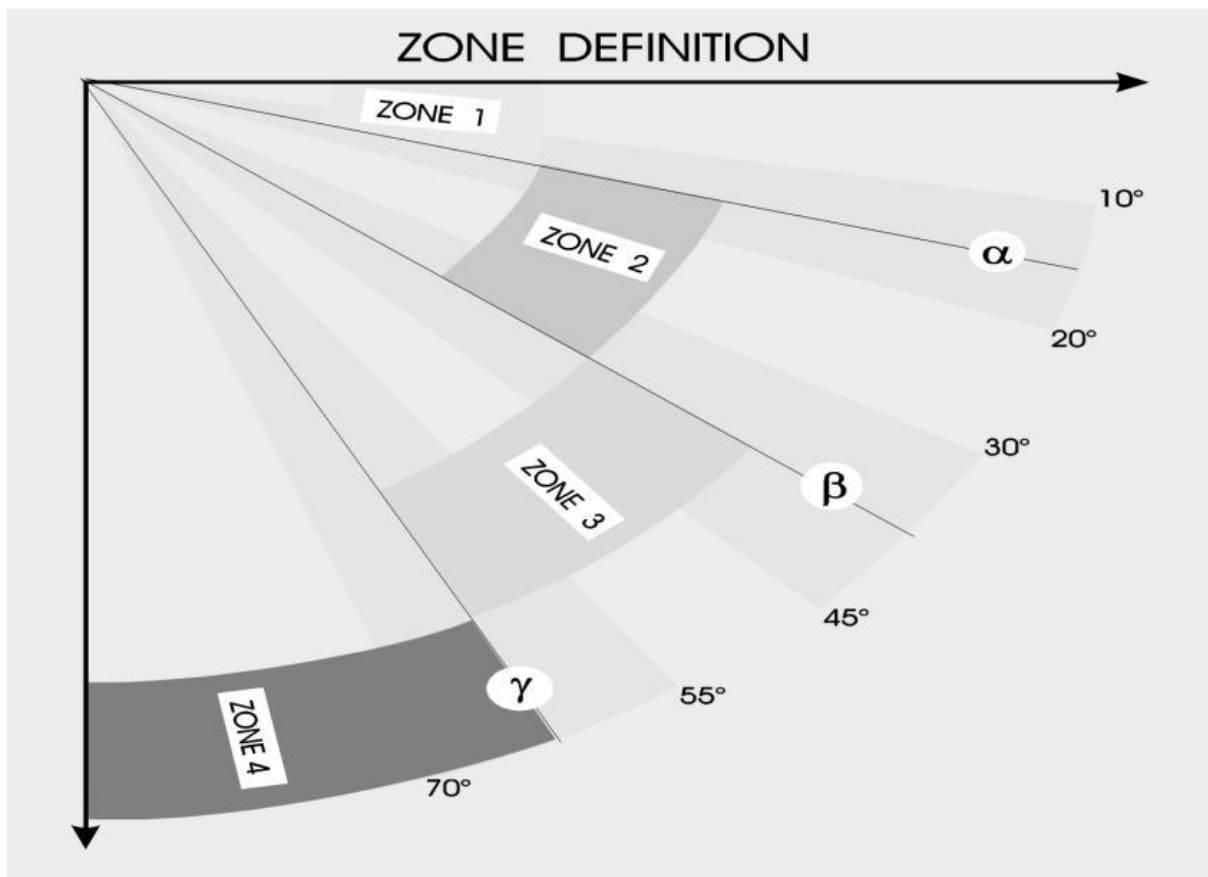


Figure 18: Zone critique d'inclinaison. [23]

**b. Densité du fluide :**

La densité est l'un des paramètres de boue agissant sur le transport des cuttings que l'on peut éventuellement modifier si les circonstances le permettent ; La différence de densités ( $\Delta d = \text{densité boue} - \text{densité cuttings}$ ) est un paramètre déterminant dans l'évacuation des cuttings : plus la  $d_{\text{boue}}$  est grande, plus  $\Delta d$  augmente, plus la capacité de transport des cuttings est importante. [9]

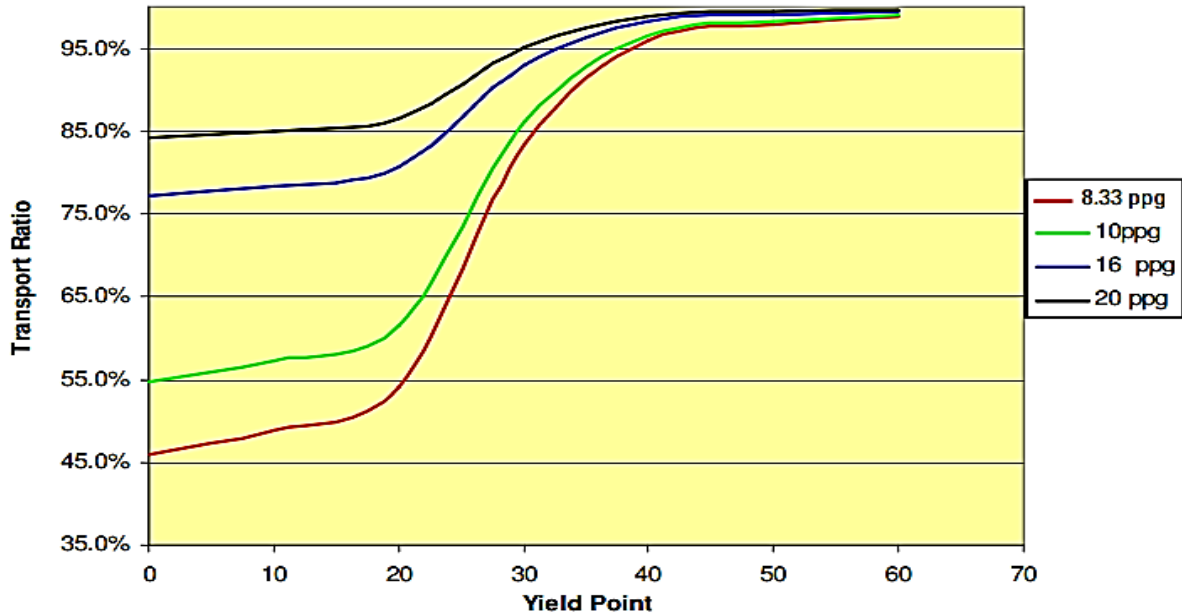


Figure 19: Effet de la densité sur le nettoyage de puits. [33]

**c. Diamètre du puits :**

L'efficacité de déplacement des cuttings augmente avec l'augmentation du diamètre des tiges si les autres paramètres sont constants, car la vitesse annulaire augmente.

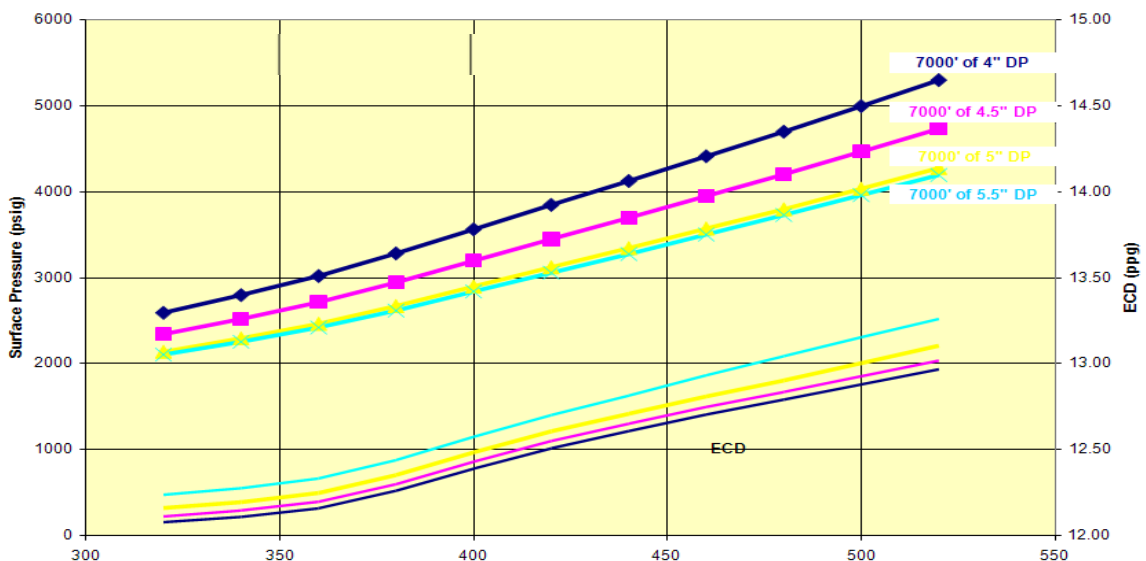


Figure 20: Influence de diamètre de garniture sur l'ECD



**1.2. Les facteurs ajustables :**

Ce sont les facteurs qu'on peut changer en fonction de situation du puits, on distingue :

**a. Le débit de fluide de forage :**

La vitesse annulaire est proportionnelle au débit de pompage, elle augmente si le débit augmente. La figure montre l'influence de la vitesse annulaire sur le pourcentage des cutting évacués pour différentes vitesses de rotation de la garniture.

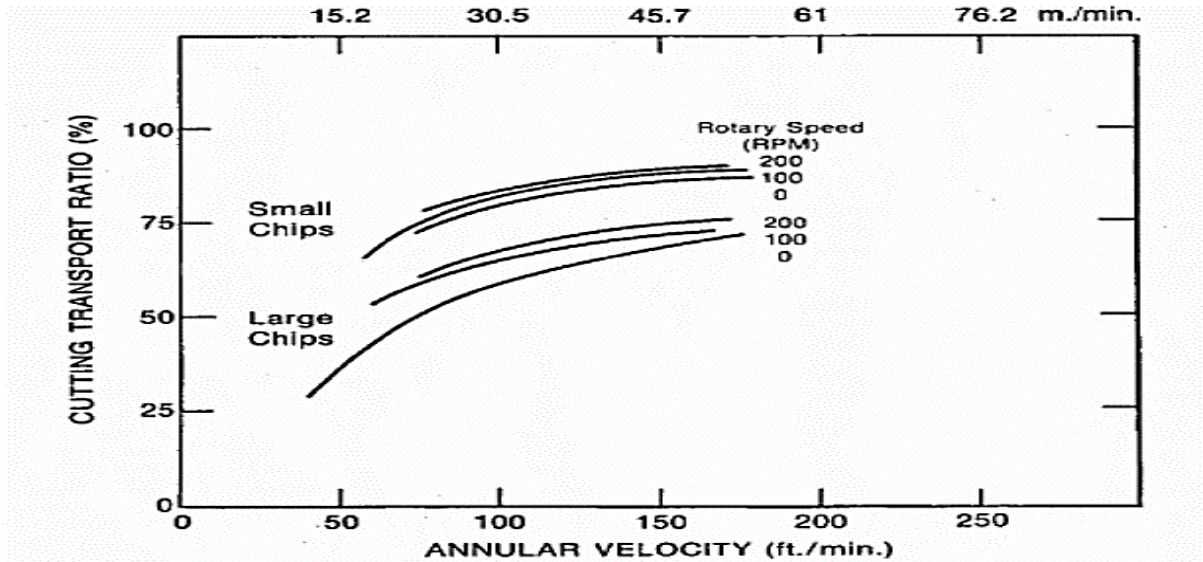


Figure 21: Influence de la vitesse annulaire sur le nettoyage du puits. [33]

**b. Taux d'avancement [ROP] :**

Les augmentations du taux de pénétration ROP ont comme conséquence des augmentations des concentrations des cuttings dans l'annulaire, Pour empêcher les problèmes de trou l'expérience a prouvé que entre 4 à 5% est la concentration annulaire maximale permise.

La figure si dessous montre l'influence de ROP sur la concentration des cuttings dans l'annulaire pour un débit fixe.

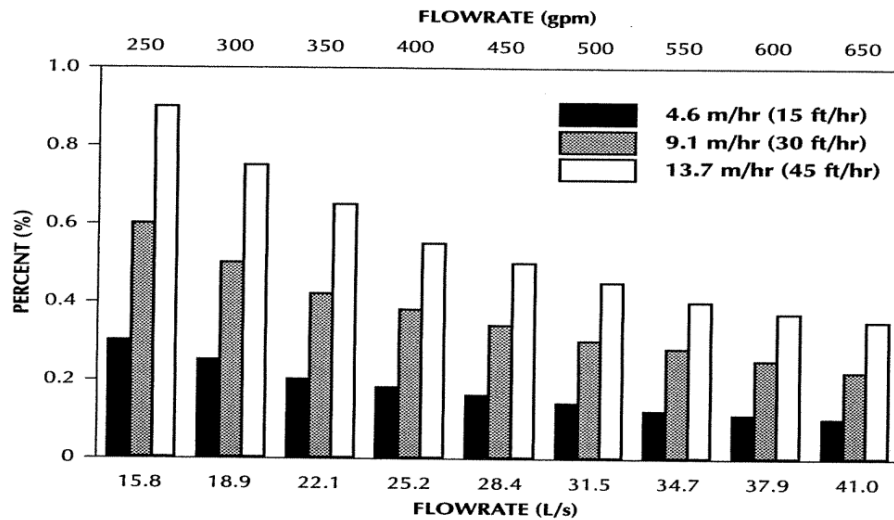


Figure 22 : Le volume des cuttings en fonction de ROP. [19]

**c. La rotation de la garniture :**

La rotation des tiges de forages tendent à rendre l'écoulement turbulent autour du BHA, qui améliore la capacité de nettoyage en soulèvent les particules vers le haut cela surtout dans les puits dévier, le graphe si dessous montre l'amélioration de capacité é de nettoyage avec la rotation des tiges. [4]

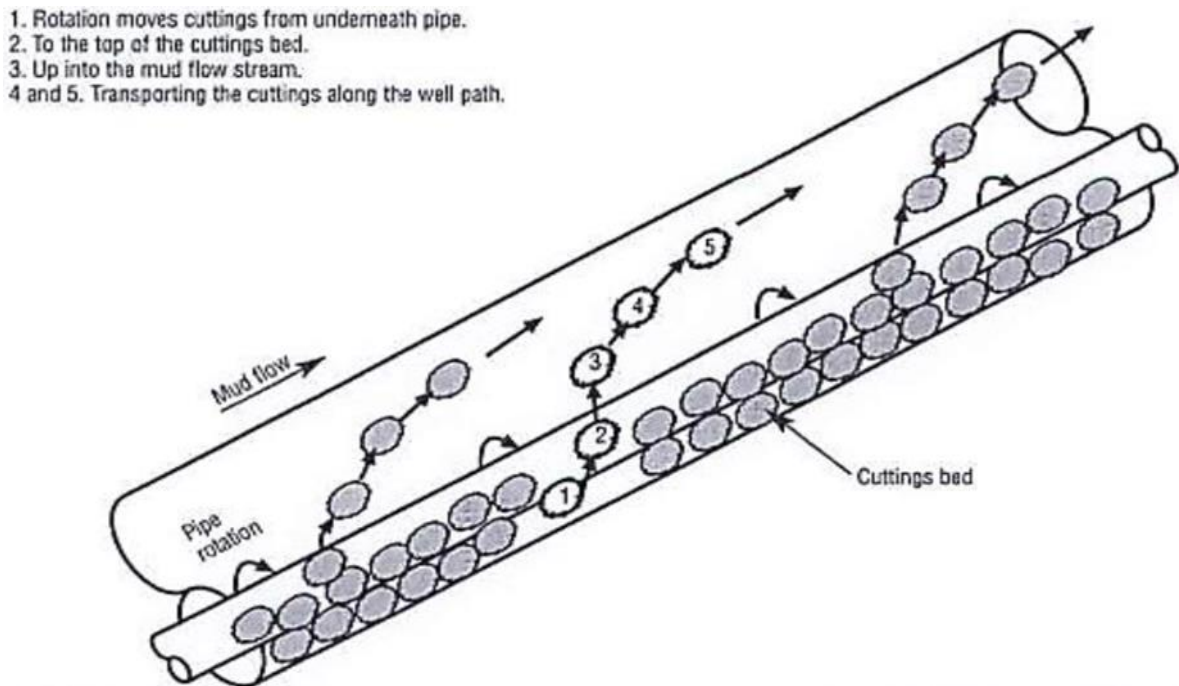


Figure 23: Effet de la rotation sur le transport des cuttings avec un angle de 65°. [4]

**d. La rhéologie de la boue de forage :**

➤ **Yield Point :**

Déférents chercheurs ont montré que la Yield Value réduit la vitesse de sédimentation, et améliore l'efficacité de nettoyage, les figures si dessous montrent l'influence du Yield Value sur le nettoyage du puits.

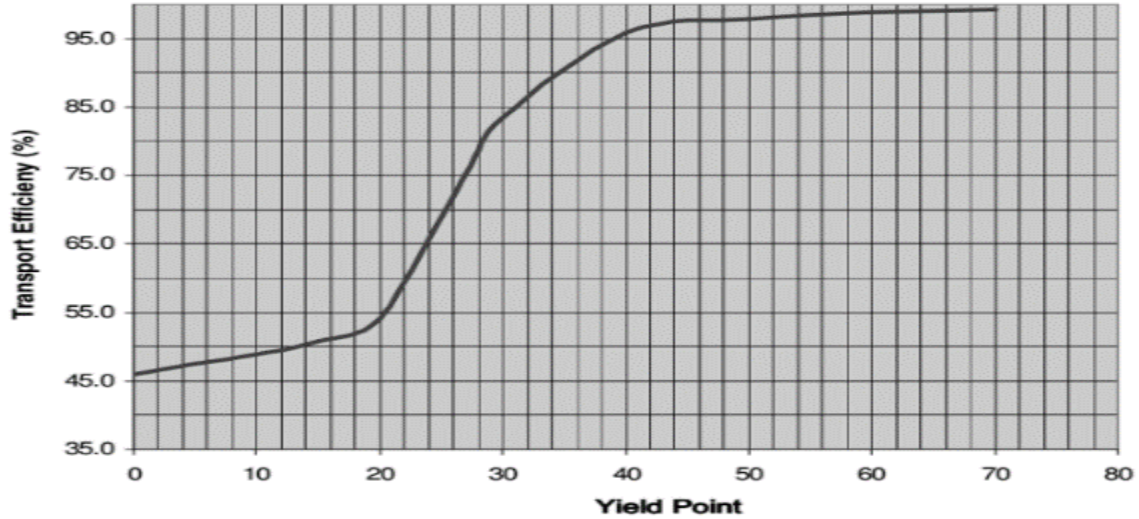


Figure 24: Effet de YP sur l'efficacité de nettoyage [33].

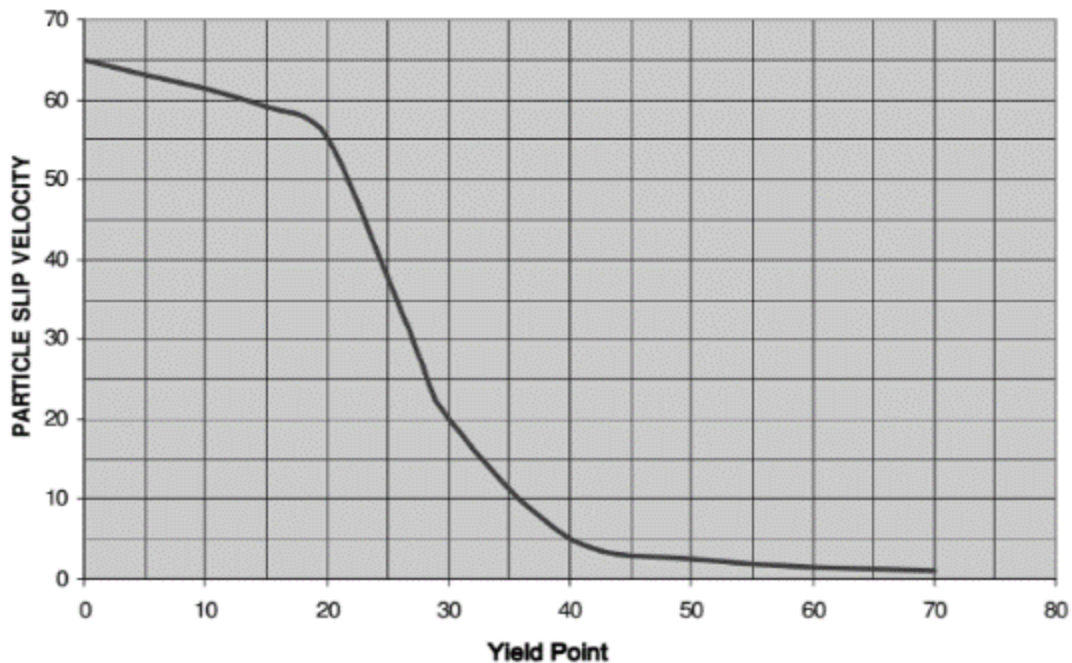


Figure 25: Effet de YP sur la vitesse de sédimentation [33].

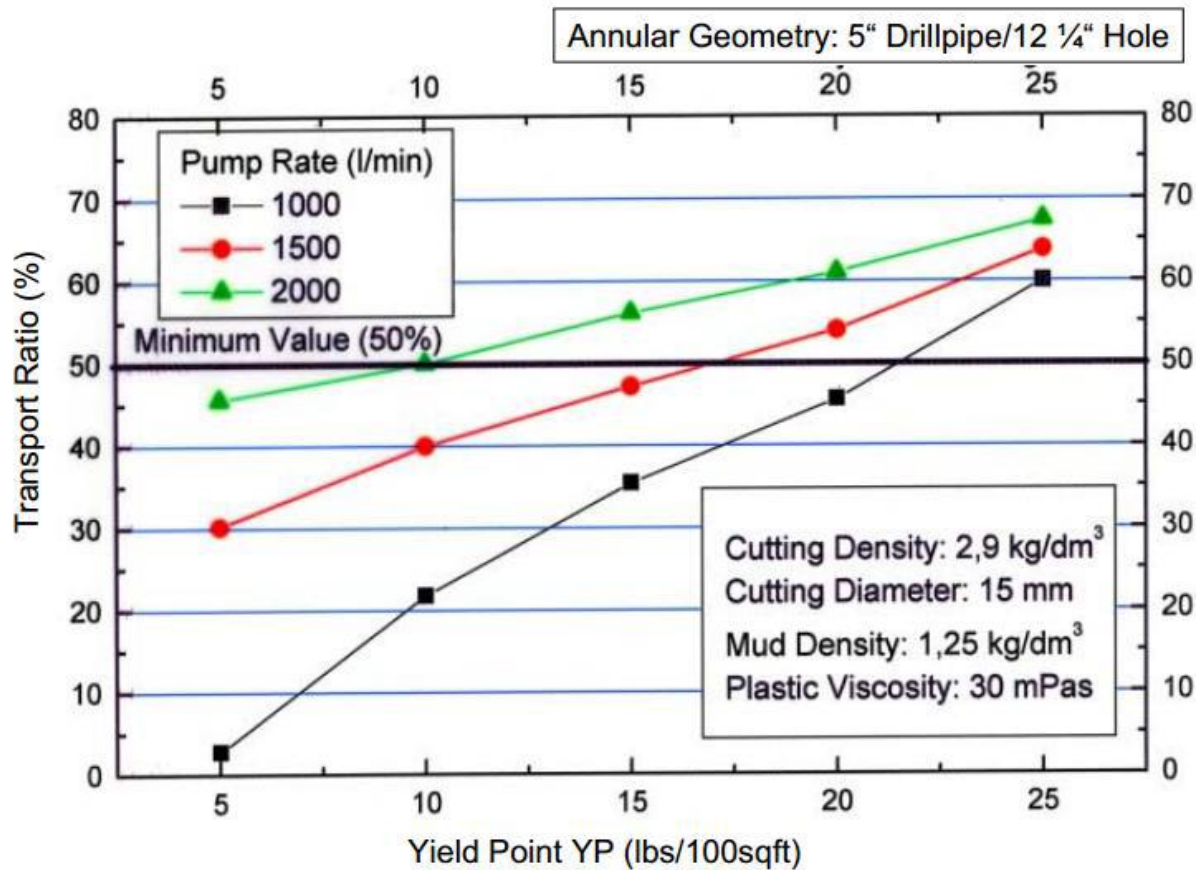


Figure 26: Exemple d'influence de YP sur l'efficacité de nettoyage [16].

➤ **Le rapport YP/PV :**

Une augmentation de la viscosité de la boue avec des valeurs du rapport « YP/PV » haut, ce qui signifie une diminution de la valeur de « n » ce qui fait aplanir le profil d'écoulement, va améliorer le nettoyage cela surtout pour les régimes laminaires tandis que pour les régimes turbulents, la réduction de la viscosité de la boue aidera à l'enlèvement des cuttings. [7]

➤ **Le régime d'écoulement :**

Le régime laminaire se trouve généralement dans l'espace annulaire pendant les opérations de forage. Ce type d'écoulement est généralement souhaitable dans l'annulaire, car il ne conduit pas à l'érosion du trou, génère des pertes de charge assez faibles et aussi pour une meilleur efficacité de transport des déblais.

Le régime turbulent est le type d'écoulement trouvé à l'intérieur de la garniture au cours des opérations de forage. La vitesse de la boue de forage doit être très grande pour l'obtenir, cela se traduit par des fortes pertes de charge. Ce type d'écoulement est indésirable dans l'espace annulaire en raison de sa tendance à provoquer l'érosion du trou et une densité de circulation équivalente « ECD » plus élevée.

Ce qui concerne le régime d'écoulement à la sortie des événements de l'outil de forage, il est préférable d'être turbulent pour un meilleur nettoyage de l'outil ainsi d'éviter son bourrage.

Les expériences ont montré que le régime laminaire donne des meilleurs résultats pour les puits verticale au faiblement déviés, tandis que le turbulent est mieux pour les puits déviés.[6]

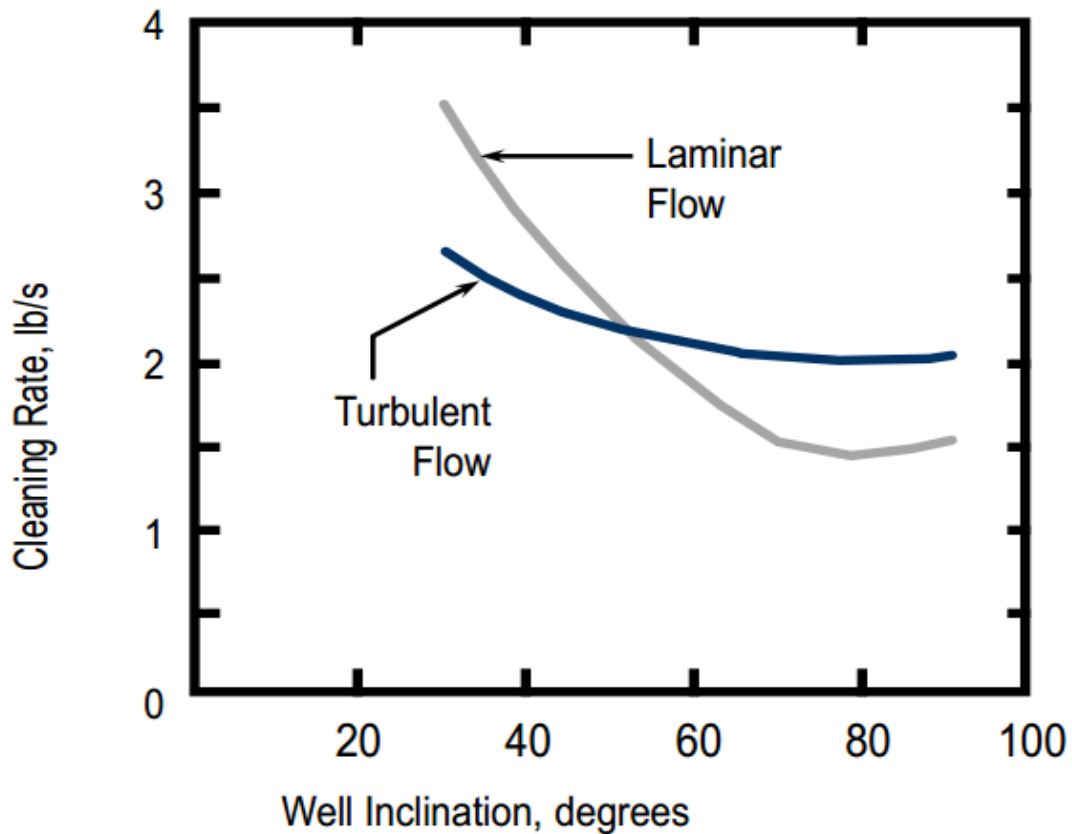


Figure 27 : Nettoyage du puits en fonction d'inclinaison et du régime d'écoulement [6].

### III.2. Les problèmes liés au mauvais nettoyage :

Les problèmes liés au mauvais nettoyage du puits sont de plusieurs ordres, on peut citer :

#### 2.1. Augmentation des torques et drag :

Les déblais forés ne sont pas transportés hors du trou à cause de la faible vitesse annulaire et/ou des mauvaises propriétés de la boue lorsque la circulation est arrêtée, les déblais retombent dans le trou et colmatent la garniture de forage

Le torque est la résistance à la rotation de la garniture de forage, et le drag est la résistance à la remontée ou à la descente de la garniture de forage, Ces pertes de tractions et de rotation sont dues aux accumulations des déblais dans les différentes sections du puits et surtout les puits déviés. [1]

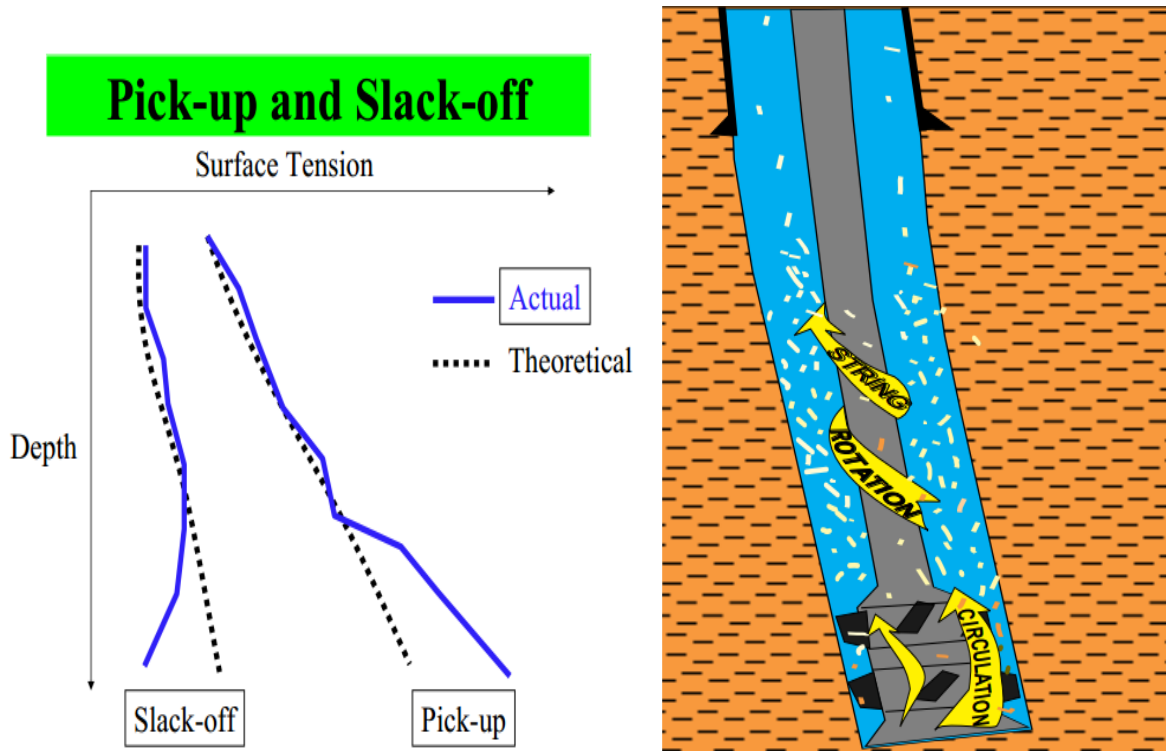


Figure 28: Augmentation du torque et de drag à cause des déblais. [1] [20]

**2.2. Difficultés de mouvement de la garniture (Coincement) :**

Lorsque les pompes sont arrêtées, les cutting tombent en raison de la force de gravitation, ceci lorsque les propriétés de la boue ne sont pas bonnes, L'accumulation des cuttings dans le trou conduira au coincement de la garniture. [1] [10]

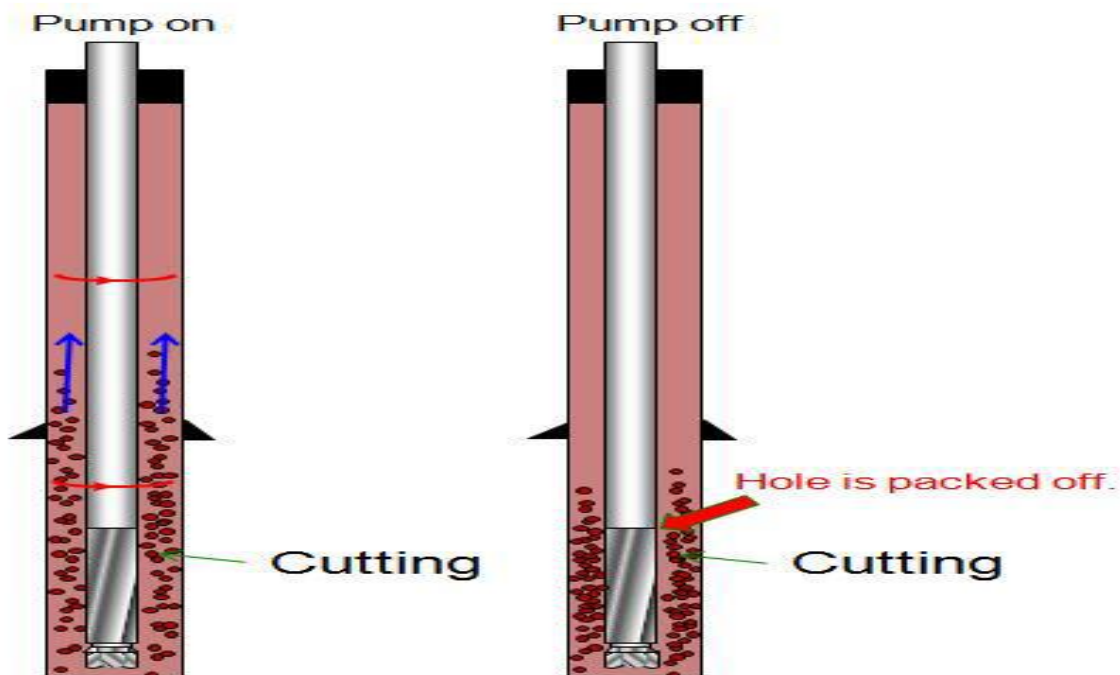


Figure 29: Coincement à cause de mauvais nettoyage. [10]

### 2.3. Instabilité des parois du puits et pertes de circulations :

En plus de la pression hydrostatique de la colonne de boue, la descente et la remonté de la garniture créent une surpression et dépression peuvent conduire à des fracturations des formations fragiles (perte de circulation) et aussi la pénétration des déblais de dimensions assez réduites dans les pores il s'en suivra un colmatage des pores et une réduction de la productivité du puits. Ces pertes sont d'autant plus importantes que les caractéristiques rhéologiques de la boue sont modifiées par la teneur en solides.

### 2.4. Sédimentation de la barytine :

Il est important de veiller à ce que la Yield Point, et le gel de la boue sont suffisamment élevés pour suspendre la baryte lors de la circulation et lors de l'arrêt.

Des études approfondies ont révélé que la sédimentation de la baryte :

- Est très importante à des angles de puits élevés ;
- A tendance à augmenter lorsque la densité de la boue est augmentée ;
- S'accroît avec le temps d'arrêt de la circulation.

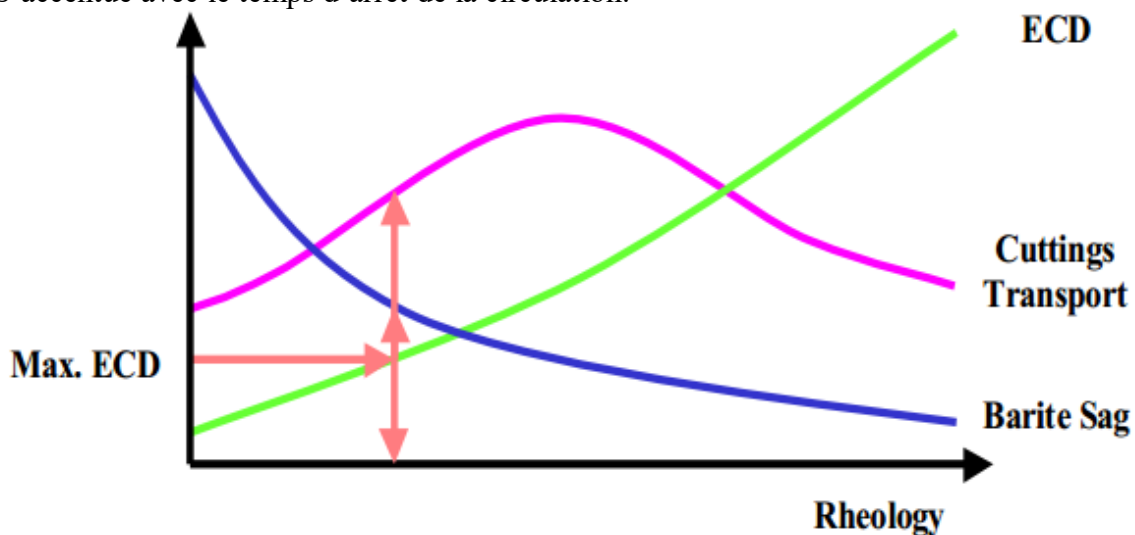


Figure 30: Transport des cuttings ECD et Baryte Sag en fonction de la rhéologie

### 2.5. Les mauvaises cimentations :

Pendant la descente du casing, l'accumulation des cuttings peut créer des frottements excessifs et empêcher d'atteindre le fond (coincement du casing). Pendant la cimentation, le lit de cuttings s'opposera d'une part à la rotation/réciproquassions du tubage, et créera un canal des solides dans l'enveloppe de ciment, nuisant ainsi à l'étanchéité et la résistance à la compression de l'ensemble.

### 2.6. Difficultés de contrôle du puits :

Lors des venues, une augmentation significative de pression annulaire est liée aux forces de friction, donc la quantité des déblais dans la boue. Un mauvais nettoyage peut conduire à une usure rapide de la dusse hydraulique au cours de contrôle de venue.

**2.7. Influence sur le mode d'écoulement de la boue :**

Un lit de cuttings tapissant la paroi inférieure d'un puits incliné peut avoir un impact sur le type d'écoulement et causer différents écoulements de types stationnaires.

**2.8. Bourrage de l'outil :**

C'est important de limiter la concentration des cuttings dans l'espace annulaire .Quand les grands volumes des particules solides ou des cuttings sont produits dans un volume spécifique de boue de forage, ces cuttings adhèrent, rassemblent et s'accrochent aux surfaces du métal de l'outil et BHA. Si ces cuttings ne sont pas enlevés rapidement de la surface de l'outil, l'attraction électrochimique des argiles pour le métal causera le bourrage de l'outil. Les hautes concentrations des solides contenant dans la boue et des cuttings forés mènent au bourrage de l'outil.

**2.9. Coût de revient élevé :**

Le compromis que doit remplir la boue est d'autant plus difficile que les formations traversées sont complexes. Aussi une mauvaise évacuation des déblais aura pour conséquence l'intervention supplémentaire de boues légères ou visqueuses selon les problèmes, ce qui est une



---

## **Chapitre IV : Calcul rhéologique et hydraulique.**

---

### IV.1. Définition du modèle rhéologique de la boue de forage utilisée :

Le choix de modèle se portera sur le modèle rhéologique se rapprochant le plus :

- Soit du modèle de Bingham ;
- Soit du modèle d'Ostwald.

Les courbes d'écoulement représentées graphiquement, soit en coordonnées cartésiennes, soit en coordonnées logarithmiques, ne permettent pas le plus souvent de faire ce choix.

Donc il y a lieu d'effectuer certains calculs sur les 4 points de mesure exploitable de viscosimètre Fann (L600, L300, L200, L100), 'L : lecteur').

On peut effectuer la régression linéaire successivement dans les deux systèmes de coordonnées cartésiennes et logarithmiques, le coefficient de corrélation le plus voisin de 1 indiquera le modèle à choisir pour la suite des calculs, ce coefficient est donné par la formule : [26]

$$r = \frac{P \sum xy - \sum x \sum y}{\sqrt{([P \sum x^2 - (\sum x)^2][P \sum y^2 - (\sum y)^2])}} \quad (5)$$

Avec :

P : nombre de lecture fanns ;

x : taux de cisaillement ( $\dot{\gamma}$ ) ;

y : tension de cisaillement ( $\tau$ = lecture fann) ;

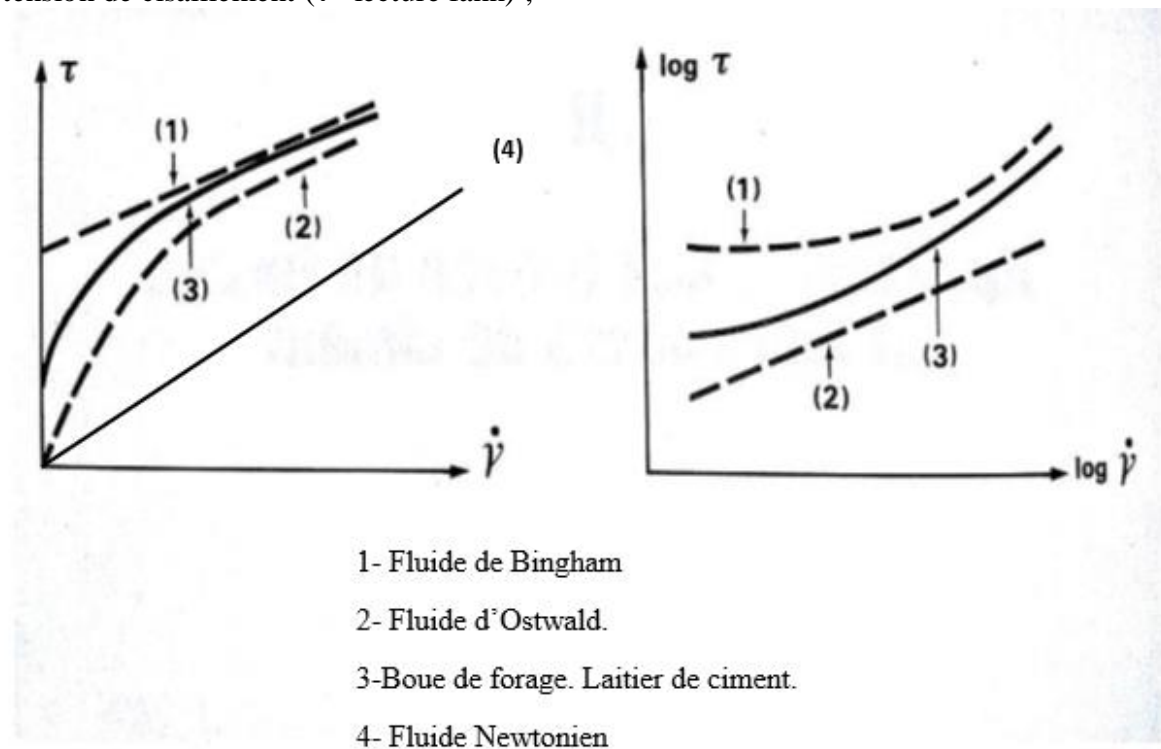


Figure 31: Approche mathématique pour déterminer le modèle rhéologique.

Calcul de taux de cisaillement  $\gamma (x)$  : [32]

$$y = \frac{2 \times s^2}{s^2 - 1} \times \Omega \quad (s^{-1}) \quad (6)$$

- $\gamma$  ; taux de cisaillement.
- $s$  ; dépend de la géométrie de Fann (voir tableau)
- $\Omega$  : la vitesse de rotation de Fann (Rpm)

Ref.	R2 (cm)	R1 (cm)	R2-R1 (cm)	S=R2/R1 (-)
R1B1	1.8415	1.7245	0.1170	1.0678
R1B2	1.8415	1.2267	0.6139	1.5001
R1B3	1.8415	0.86225	0.97925	2.1357
R1B5	1.8415	1.5987	0.2428	1.1519
R2B1	1.7589	1.7245	0.0344	1.0199
R2B2	1.7589	1.2276	0.5313	1.4328
R2B3	1.7589	0.86225	0.89665	2.0399
R3B1	2.5867	1.7245	0.8622	1.5000
R3B2	2.5867	1.2276	1.3591	2.1071
R3B3	2.5867	0.86225	1.72445	2.9999
R4B4	2.5867	0.86225	1.72445	2.9999

Tableau 12: Caractéristique des viscosimètres fann.

REF : correspond au type de rotor et de bob.

R1, R2 correspond au rayon r1, r2 (cm).

**IV.2. Calcul des pertes de charge :**

**2.1. Les pertes de charges en surface : [21]**

$$P = E \times \left( \frac{Q}{3.785714285714} \right)^{1.8} \times PV^{0.2} \times \left( \frac{\rho}{8.348155} \right)^{0.8} \quad (Psi) \quad (7)$$

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (Cp) \quad (8)$$

Group	E	Standpipe		Rotary Hose		Swivel		Kelly	
		Length	ID	Length	ID	Length	ID	Length	ID
1	$2.5 \times 10^{-4}$	40	3.0	40	2.0	4	2.0	40	2.25
2	$9.6 \times 10^{-5}$	40	3.5	55	2.5	5	2.5	40	3.25
3	$5.3 \times 10^{-5}$	45	4.0	55	3.0	5	2.5	40	3.25
4	$4.2 \times 10^{-5}$	45	4.0	55	3.0	6	3.0	40	4.00

Tableau 13: Classification des appareils de forage.

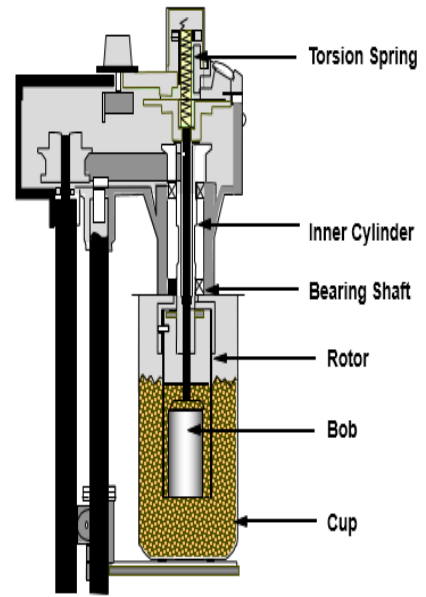
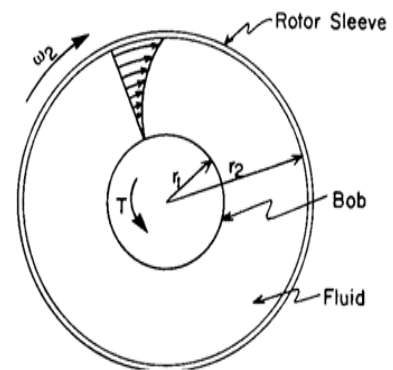


Figure 32: viscosimètre fann



## 2.2. Les pertes de charges à l'intérieur de la garniture :

### ➤ Fluides Binghamien : [21]

$$V_{moy} = \frac{6.471698 \times Q}{D^2} \quad (\text{ft/min}) \quad (9)$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \times \sqrt{PV^2 + (68.45811 \times \rho \times D^2 \times YP)}}{8.348155 \times \rho \times D} \quad (\text{ft/min}) \quad (10)$$

$$YP = \theta_{300} - PV \quad (\text{lb}/100 \text{ft}^2) \quad (11)$$

❖ Si  $V_{moy} > V_c$  : l'écoulement est turbulent, donc :

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times (\rho \times 8.348155)^{0.8} \times \left( \frac{Q}{3.785714285714} \right)^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{4.8}} \quad (\text{Psi}) \quad (12)$$

❖ Si  $V_{moy} < V_c$  : l'écoulement est laminaire, utiliser :

$$P = \frac{L \times PV \times V_{moy}}{90000 \times D^2} + \frac{L \times YP}{225 \times D} \quad (\text{Psi}) \quad (13)$$

### ➤ Fluide Power Law : [21] [34] [32]

$$V_{moy} = \frac{6.471698 \times Q}{D^2} \quad \left( \frac{\text{ft}}{\text{min}} \right) \quad (14)$$

$$V_c = \left( \frac{5.82 \times 10^4 \times K}{8.348155 \times \rho} \right)^{\frac{1}{2-n}} \times \left( \frac{1.6}{D} \times \frac{(3n+1)}{4n} \right)^{\frac{n}{2-n}} \quad (\text{ft/min}) \quad (15)$$

$$n = 3.32 \times \log \left[ \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right] \quad (16)$$

$$K = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad (\text{lb}/100\text{ft}^2) \quad (17)$$

❖ Si  $V_{moy} > V_c$  : l'écoulement est turbulent, utiliser :

$$P = \frac{2.27 \times 10^{-7} \times (\rho \times 8.348155)^{0.8} \times (V_{moy})^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{D^{1.2}} \quad (\text{Psi}) \quad (18)$$

❖ Si  $V_{moy} < V_c$  : l'écoulement est laminaire, utiliser :

$$P = \left( \frac{1.6 \times V_{moy}}{D} \times \frac{(3n+1)}{4n} \right)^n + \frac{L \times K}{300 \times D} \quad (\text{Psi}) \quad (19)$$

### 2.3. Les pertes de charges dans l'espace annulaire :

➤ **Fluide Binghamien : [21]**

$$V_{moy} = \frac{6.471698 \times Q}{D_{int}^2 - D_{ext}^2} \quad (\text{ft/min}) \quad (20)$$

$$V_c = \frac{97 \times PV + 97 \times \sqrt{PV^2 + 551.758561 \times \rho \times De^2 \times YP}}{8.348155 \times \rho \times De} \quad (\text{ft/min}) \quad (21)$$

Tel que :

$$De = D_{ext} - D_{int} \quad (\text{in}) \quad (22)$$

❖ Si  $V_{moy} > V_c$  : l'écoulement est turbulent, utiliser :

$$P = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times (\rho \times 8.348155)^{0.8} \times \left( \frac{Q}{3.785714285714} \right)^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(D_{int} - D_{ext})^3 \times (D_{int} + D_{ext})^{1.8}} \quad (\text{Psi}) \quad (23)$$

❖ Si  $V_{moy} < V_c$  : l'écoulement est laminaire, utiliser :

$$P = \frac{L \times PV \times V_{moy}}{60000 \times De^2} + \frac{L \times YP}{200 \times De} \quad (\text{Psi}) \quad (24)$$

➤ **Fluide power Law : [21] [34]**

$$V_{moy} = \frac{6.471698 \times Q}{D_{int}^2 - D_{ext}^2} \quad (\text{ft/min}) \quad (25)$$

$$V_c = \left( \frac{3.878 \times 10^4 \times K}{8.348155 \times \rho} \right)^{\frac{1}{2-n}} \times \left( \frac{2.4}{De} \times \frac{(2n+1)}{3n} \right)^{\frac{n}{2-n}} \quad (\text{ft/min}) \quad (26)$$

❖ Si  $V_{moy} > V_c$  : l'écoulement est turbulent ; utiliser :

$$P = \frac{7.7 \times 10^{-5} \times (\rho \times 8.348155)^{0.8} \times \left( \frac{Q}{3.787514285714} \right)^{1.8} \times PV^{0.2} \times L}{(D_{int} - D_{ext})^3 \times (D_{int} + D_{ext})^{1.8}} \quad (\text{Psi}) \quad (27)$$

❖ Si  $V_{moy} < V_c$  : l'écoulement est laminaire, utiliser :

$$P = \left( \frac{2.4 \times V_{moy}}{De} \times \frac{(2n+1)}{3n} \right) + \frac{L \times K}{300 \times De} \quad (\text{Psi}) \quad (28)$$

### 2.4. Les pertes de charge au niveau de l'outil : [32]

$$P_b = \frac{5.3387 \times 10^{-5} \times Q^2 \times \rho}{TFA^2} \quad (\text{Psi}) \quad (29)$$

### IV.3. La Vitesse de sédimentation :

Elle est appelée aussi la vitesse de glissement ( $V_s$ ), c'est la vitesse de chute des déblais forés dans la boue de forage due à leur propres 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.

### 3.1. Calcul de la vitesse de sédimentation :

Il n'existe aucune théorie universelle acceptable qui prend en considération tous les paramètres affectant le phénomène de sédimentation des particules dans la boue de forage.

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

#### ➤ Régime laminaire : [21]

$$V_s = 174.7 \times \frac{D_p \times ((\rho_p - \rho) \times 8.348155)^{0.667}}{(\rho_f \times 8.348155)^{0.333} \times \mu_{\text{eff}}^{0.333}} \quad (\text{ft/min}) \quad (30)$$

Formation	Densité des déblais (g/cm <sup>3</sup> )
Grés	2.65
Calcaire	2.71
Dolomie	2.87
Argiles	2.7 à 3.0

Tableau 14: Densité des différentes formations

$$\mu_{\text{eff}} = \left( \frac{2.4 \times V_{\text{moy}}}{D_{\text{int}} - D_{\text{ext}}} \times \frac{(2n-1)}{3n} \right)^n \times \frac{200 \times (D_{\text{int}} - D_{\text{ext}}) \times K}{V_{\text{moy}}} \quad (\text{Cp}) \quad (31)$$

#### ➤ Régime turbulent : [21]

$$V_s = 92.6 \times \frac{(D_p \times ((\rho_p - \rho) \times 8.348155))^{0.5}}{\rho \times 8.348155} \quad (\text{ft/min}) \quad (32)$$

### 3.2. L'efficacité de nettoyage : [39]

Comme on a dit précédemment, on peut évaluer l'efficacité de nettoyage du puits sur chantier par le calcul de l'indice de nettoyage « IN ».

$$IN = \frac{V_{\text{moy}} - V_s}{V_{\text{moy}}} \times 100 \quad (\%) \quad (33)$$

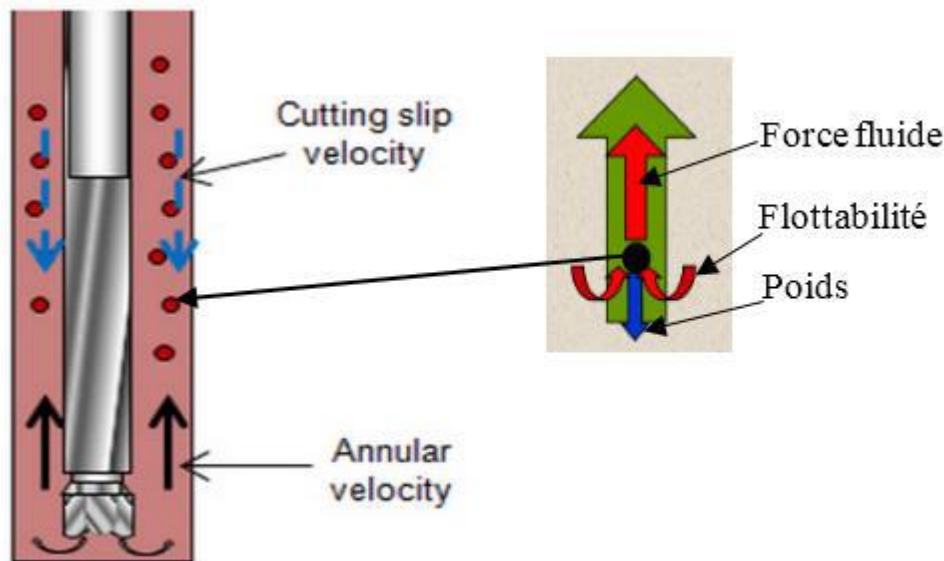


Figure 33: Transport des cuttings dans l'annulaire. [39]

- Si  $IN < 50\%$  : Le nettoyage du puits est mauvais.
- Si  $IN \geq 50\%$  : on est en présence d'un bon nettoyage.
- Si  $IN = 100\%$  : le nettoyage du puits est parfait (cas idéal).

### 3.3. La concentration des cuttings : [21]

$$C_c = \frac{1}{60} \times \frac{ROP \times 0.3048 \times D_h^2}{(V_{moy} - V_s) \times (D_h^2 - D_p^2)} \quad (\text{Fraction}) \quad (34)$$

Pour empêcher les problèmes de trou l'expérience a prouvé que entre 4 à 5% est la concentration annulaire maximale permise ( $C_c=0.05$ ).

$$ROP_{max} = \frac{0.3048 \times 60 \times 0.05 \times (V_{moy} - V_s) \times (D_h^2 - D_p^2)}{D_h^2} \quad (\text{m/hr}) \quad (35)$$

### 3.4. La densité équivalente de circulation « ECD » :

#### ➤ Notion de la densité équivalente de circulation :

La pression exercée sur le fond du puits pendant la circulation du fluide de forage est égale à la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue de forage plus les pertes de charge dans l'espace annulaire. Cette pression est exprimée comme une densité de fluide de forage qui exerce une pression hydrostatique équivalente, cette densité est dite la densité équivalente de circulation « ECD ».

#### ➤ Calcul de la densité équivalente de circulation « ECD » :

Après l'évaluation des pertes de charge dans l'espace annulaire, calculer la densité équivalente de circulation « ECD » en utilisant la formule suivante :

Effective circulating mud density (ECD) = static mud density + drill cuttings contribution + annular pressure loss contribution.

$$ECD = \rho + \left( \frac{Pa \times 0.7034483}{TVD} \right) + CC \quad (\text{g/cm}^3) \quad (36)$$

CC : cutting contribution (5%).

### 3.5. Calcule au niveau du bit hydraulique :

#### a. Les pertes de charges au niveau de l'outil : [32]

$$P_b = \frac{5.3387 \times 10^{-5} \times Q^2 \times \rho}{TFA^2} \quad (\text{Psi}) \quad (37)$$

#### b. La surface totale des duses TFA : [32]

$$TFA = \frac{d_1^2 + d_2^2 + d_3^2}{0.7854} \quad (\text{in}^2) \quad (38)$$

#### c. Le débit maximal autorisé par les pompes : [32]

$$Q_{\max} = \frac{3.7857 \times 1714 \times PMP \times 0.8}{P_{\max}} \quad (\text{l/min}) \quad (39)$$

#### d. Hydraulique horsepower: [32]

$$HHP = \frac{P_b \times Q}{6488.714284} \quad (\text{hp/in}^2) \quad (40)$$

#### e. La vitesse de jet : [32]

$$V_n = \frac{0.084745 \times Q}{TFA} \quad (\text{ft/sec}) \quad (41)$$

#### f. La force d'impact : [32]

$$F_i = 0.0132177 \times Q \times \sqrt{P_b \times \rho} \quad (\text{lb}) \quad (42)$$

#### g. L'énergie hydraulique a l'outil HSI : [41]

$$HSI = \frac{HHP}{\frac{\pi \times B_s^2}{4}} \quad (\text{hp/in}^2) \quad (43)$$

### 3.6. Bit hydraulique optimisation :

Il existe deux méthodes pour l'optimisation de l'outil (choix du TFA) :

✓ **impact force** : avoir une force maximale au niveau de l'outil, Cela se produit lorsque les pertes de bit sont de 48% de la pression de la pompe disponible, utiliser pour les gros diamètres ou les formations sont friables.

✓ **hydraulique horsepower** : avoir une énergie maximale au niveau de l'outil, Cela se produit lorsque 65% de la pression de la pompe est dissipée au bit, utilisé pour les grandes profondeurs ou le diamètre de puits est petit et les formations sont dures.



## ❖ Les étapes de l'optimisation :

## a. Calcul de M : [37]

$$M = \frac{\log\left(\frac{P_{c1}}{P_{c2}}\right)}{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)} \quad (44)$$

$P_{c1}$ ,  $P_{c2}$  sont les pertes de charge du système (psi) qui correspond au débit 1 et débit 2 (l/min) respectivement, généralement il est de l'ordre de 1.8 à 1.86.

b. La pression optimale au niveau de l'outil ( $P_{opt}$ ) : [37]

## ➤ pour impact force :

$$P_{opt} = \frac{2}{M+2} \times P_{max} \quad (\text{Psi}) \quad (45)$$

## ➤ pour hydraulique horsepower :

$$P_{opt} = \frac{1}{M+1} \times P_{max} \quad (\text{Psi}) \quad (46)$$

## c. Les pertes de charge optimale (sans outil) :

$$P_c = P_{max} - P_{opt} \quad (\text{Psi}) \quad (47)$$

d. Le débit optimal ( $Q_{opt}$ ) : [41]

## ➤ pour impacte force :

$$Q_{opt} = Q_1 \times 10^{\left(\frac{1}{M} \times \log \frac{P_{opt}}{P_{c1} - P_b}\right)} \quad (\text{l/min}) \quad (48)$$

- $Q_1$  : Le premier débit choisi pour le calcul de M.
- $P_{c1}$  : perte de charge correspondant au  $Q_1$ .
- $P_b$  : pertes de charge au niveau de l'outil correspond au  $Q_1$ .

## ➤ pour hydraulique horsepower :

$$Q_{opt} = Q_1 \times 10^{\left(\frac{1}{M} \times \log \frac{P_{opt}}{P_{c1} - P_b}\right)} \quad (\text{l/min}) \quad (49)$$

## e. TFA optimal : [37]

$$\text{TFA} = \sqrt{\frac{5.3387 \times 10^{-5} \times Q_{opt}^2 \times \rho}{P_{opt}}} \quad (\text{in}^2) \quad (50)$$

## f. Dimension des duses en 1/32 in, pour trois duses : [37]

$$\text{Duses} = \sqrt{\frac{\text{TFA}}{3 \times 0.7854}} \times 32 \quad (\text{in}) \quad (51)$$

## 3.7. Les Règles Générales à Suivre :

- **Le Débit :**

Le débit doit être maintenue à 114 à 227 l/min par pouce de diamètre de l'outil.

- **Hydraulique HP :**

Viser à 2,5 à 5 HP hydraulique par pouce carré du diamètre de l'outil.

- **Jet Vitesse (impact force) :**

Maintenir la vitesse du jet-dessus de 250 feet par seconde.

- **L'énergie Hydraulique HSI :**

Pour assurer un bon nettoyage au niveau de l'outil de forage, les bonnes pratiques ont montrés qu'il nous faut une énergie hydraulique à l'outil entre 3 à 7 HHP / in<sup>2</sup>.

**7 HHP / in<sup>2</sup> :** dans les formations soft comme les Clay stone, où le bourrage de l'outil est un problème posé. Et descendre à **3 HHP / in<sup>2</sup>** dans des formations plus dures comme le grès ou de granit pure.

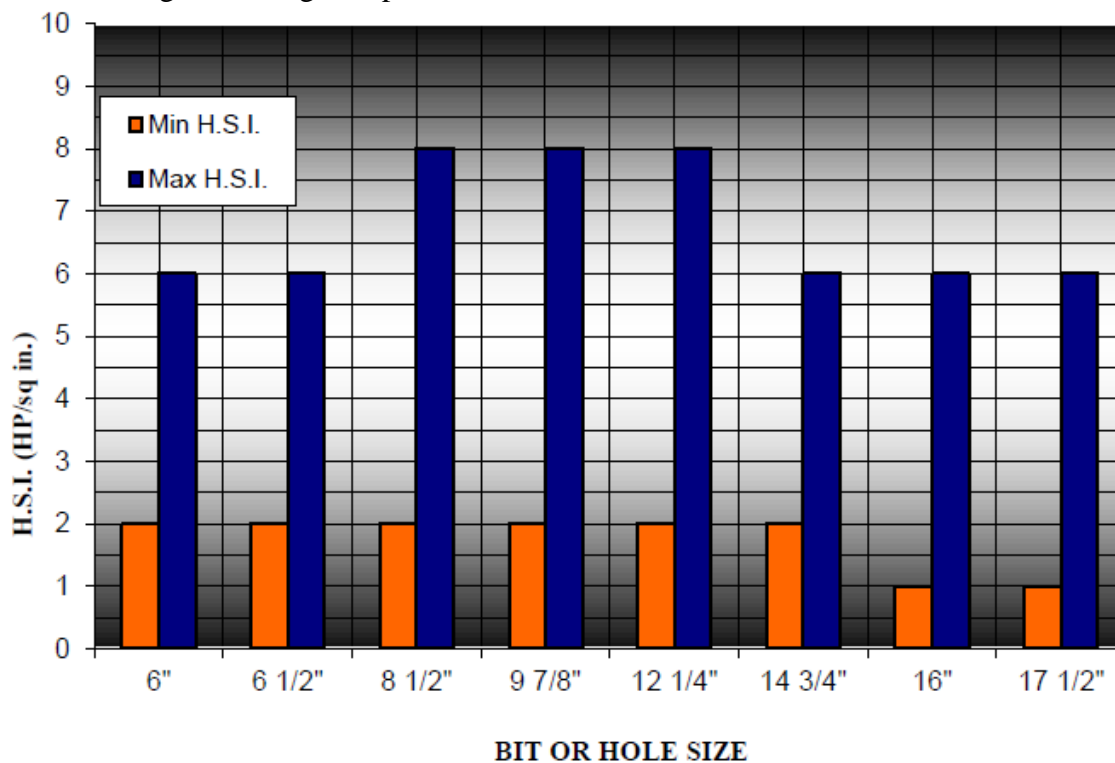


Figure 34 : HSI min et max recommandé pour les différents diamètres de puits. [38]

---

---

**Chapitre V : Application sur le puits CEN#3 Phase 16"**

---

---

### V.1.Généralités Sur La Phase 16" :

- Intervalle de 195m jusqu'à 1728 m (1533)

C'est un Forage en 16'' jusqu'à une quarantaine de mètres dans le Lias Anhydritique, tubé en Tubage 13 3/8'' à cette côte les formations du Crétacé et la partie supérieure du Jurassique qui ne supportent pas la densité nécessaire pour forer le Lias Salifère. [29]

#### 1.1. Problèmes Potentiels Dans La Phase :

- Des pertes partielles ou totales de boue sont possibles Dans le crétaqué (Turonien, continental intercalaire) et Malm.
- Des éboulements et des resserrements du trou sont possibles dans le continental-Intercalaire, dû à la présence des grés friables, de sable et d'argiles plastiques.
- De même, dans le jurassique (Malm, Dogger et le Lias Carbonaté), dû à des niveaux poreux et fissurés qui sont représentés par des roches calcaires.
- Des pertes au niveau de l'Aptien aussi le Lias carbonaté qui engendre des pertes totales suivi par un coincement
- Tirage et frottement excessive suivi par un coincement au niveau du Dogger Lagunaire.
- Perte totale au niveau de l'Aptien suivi par une venue d'eau de l'Albien.
- Surcharge de l'annulaire en solides lors des avancements très rapides, qui peuvent atteindre jusqu'à 75 (m/h).
- Des pertes de fluide durant l'opération de la descente du casing et cimentation.

#### 1.2. Formulation de la boue de forage :

La boue utilisée pour le forage de la phase 16" dans le puits CEN-3 est une boue OBM (Oil Based Mud) de type **Avoil DS.IE.70** qui est une boue à émulsion inverse avec un rapport « Oil/water » « 70/30 ». Sa densité est de « 1.25 ». [2]

La formulation d'un mètre cube de cette boue est représentée dans le tableau ci-dessous :

Produits	d=1.25 R H/E= 70/30 R H/E (rapporte huile/eau)	d=1,25 R H/E=80/20 R H/E (rapporte huile/eau)
	Lt or Kg/m <sup>3</sup>	Lt or Kg/m <sup>3</sup>
DIESEL	573 Lt	659 Lt
AVABENTOIL SA	10.0	12.0
AVABENTOIL HY		
AVOIL PE	10.0	10.0
AVOIL SE	10.0	10.0
LIME	30.0	30.0
SAUMURE au NaCL	94.0	63.0
AVOIL FRHT	0.5	0.5
BARYTE	411.0	452.0

Tableau 15: Formulation d'un mètre cube de la boue dans la phase 16" puits CEN-3. [2]

### 1.3. Propriétés de la boue :

Types de boue	Dimension	AVOIL DS.IE.70
Interval	Meters	195 ÷ 1728
Mud weight	s.g	1.25
Plastic viscosity	Cps	ALAP
Yield point @ 150°F	Lb/100 ft <sup>2</sup>	24 - 18
Gell0 @ 150°F	Lb/100 ft <sup>2</sup>	8 ÷ 12
Gell0 @ 150°F	Lb/100 ft <sup>2</sup>	16 ÷ 20
HP/HT Filtrate	ml/30 min	< 10.0
Oil/water Ratio		70/30 ÷ 85/15
Electric Stability	M volts	>600
Alkalinity Pm	ml H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> 0.1 N	4
Excess of Lime	g/l7	14.7
NaCl	% by Wt	26.0
Solids	% by vol	16÷18
Sand Content	% by vol	< 0.5
L.G.S	% by vol	<5

Tableau 16: Fonction des produits utilisé dans la boue. [2]

### 1.4. Fonctions des produits AVA :

Produits	Fonction
AVABENTOIL SA	Organophylic Clay, Viscosifier
AVABENTOIL HY	Organophylic Clay, Viscosifier
AVOIL PE	Primary Emulsifier
AVOIL SE	Secondary Emulsifier and Weitting Agent
AVOIL FRHT	Filtrate reducer
AVOIL TN	Thinner
LIME	Fatty based emusifier activator
DODIUM CHLORIDE	Activity Water Control
BARITE	Weighting Agent

Tableau 17 : Propriétés de boue de la phase 16" du puits CEN-3. [2]

## V.2.Simulation :

Pour la simulation on a élaboré un programme exécuté par Excel qui fait le calcul de tous les paramètres rhéologiques et hydrauliques de la boue de forage, il permet aussi de voir l'efficacité de nettoyage et la distribution des pertes de charges dans les différentes sections du puits.

### 2.1. Généralité sur le logiciel :

Il permet l'évaluation des différents paramètres hydrauliques qui nous donnent des informations sur l'évolution des pertes de charge dans le circuit de la boue de forage d'une part, et l'estimation de l'efficacité de nettoyage dans chaque section du puits dans l'annulaire, et le temps de transports des cuttings jusqu'à la surface du puits et voir l'influence de variation des paramètres de forage sur ces calculs, il est composé de trois partie :

- **Une base donnée :**
  - Comparent les caractéristiques de matériels tubulaire,
- **Input :**
  - Les résultats de tests sur la boue de forage (Fann),
  - Well geometry et string data,
  - Les paramètres de forage.

TEST MUD		DRILLING PARAMETERS	
<b>Vitesse RPM</b>	<b>(<math>\tau</math>) (sec -1)</b>	Mud densité (sg)	1.25
600	50	Drilling flow (l/min)	2492
300	35	Diamètres des cuttings (in)	0.3
200	20	Densité cuttings (sg) (>df)	2.7
100	22	TFA Bit (in <sup>2</sup> )	0.994
6	17	Max permitted surface pressure (psi)	3980
3	12	Puissance des pompes (HP)	1600
<b>MUD POMPE</b>	<b>Chemise (in)</b>	<b>Course (in)</b>	<b>Efficacité (%)</b>
Pompe 1	6.5	12	96
Pompe 2	6.5	12	96

Tableau 18: Les paramètres de forage de la phase 16" du puits CEN-3.

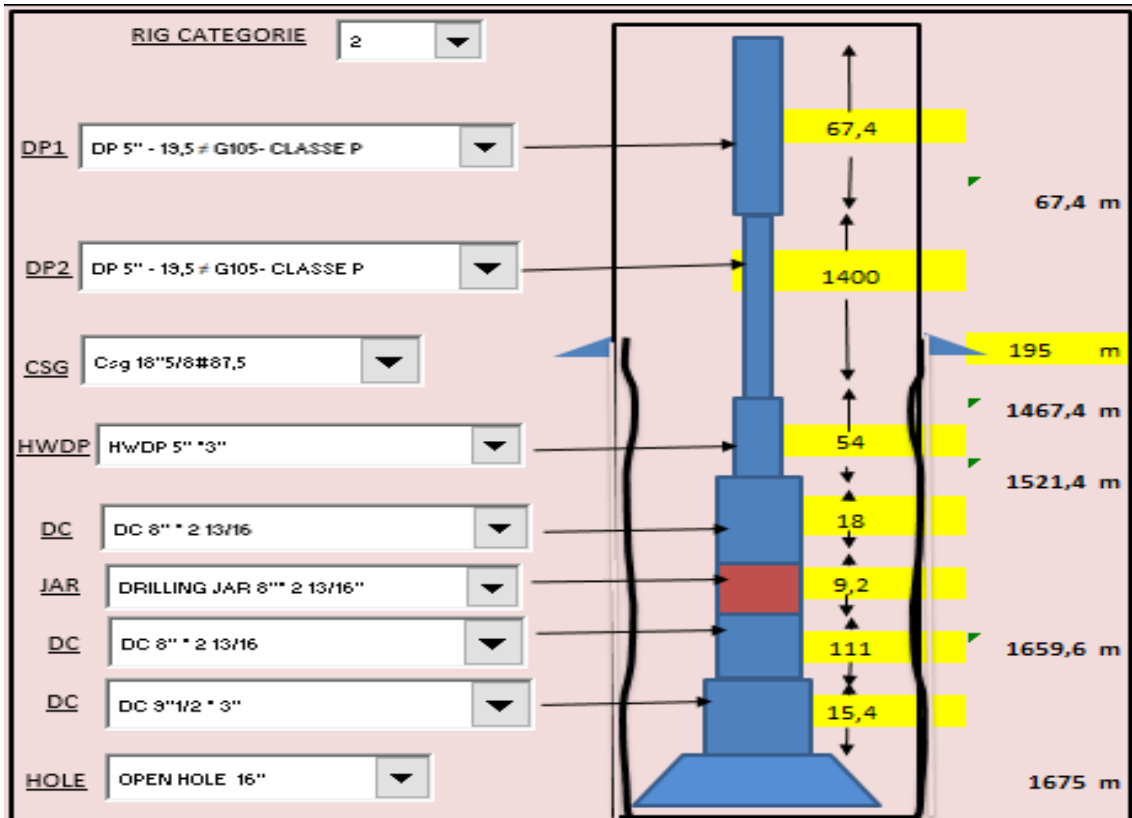


Figure 35: well geometry et string data phase 16" puits CEN-3.

➤ **partie de calcul et simulation :**

Le calcul se fait selon les formules discutés dans le chapitre 4 calcul hydraulique et rhéologique :

**2.2. Les résultats de calcul :****2.2.1 Rhéologie et volume :**

<b>MUD RHEOLOGY</b>	
<b>Mud type</b>	BINGHAM
<b>Power low index (n)</b>	0.514584311
<b>Consistance index (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	1.41369962
<b>Viscosité plastique ( cp)</b>	15
<b>Yield point (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	20
<b>ECD (sg)</b>	1.272

<b>VOLUME</b>	
<b>INT (m<sup>3</sup>)</b>	14.62089861
<b>ANNULAIRE (m<sup>3</sup>)</b>	199.6289648
<b>TOTALE (m<sup>3</sup>)</b>	214.2498634
<b>SPM P1 + P2 POUR AVOIR Q</b>	133 spm
<b>Surface to bit p1+p2</b>	5.87 min
	0.1 hr
	778 strocks
<b>LAG time p1+p2</b>	80.11 min
	1.34 hr
	10623 strocks
<b>Bottom up</b>	1.27 hr
	1.43 hr
<b>Cycle</b>	1.43 hr
	11401 strocks

<b>PERTES DE CHARGE</b>	
<b>SUFACE (psi)</b>	351.61451
<b>INT STRING (psi)</b>	1035.33
<b>ANNU (psi)</b>	51.37
<b>BIT (psi)</b>	419.439027
<b>Pc Cycle (psi)</b>	1857.758149

2.2.2 Perte de charge et régime d'écoulement :

Section	Long (m)	ID (in)	Vmoy (ft/min)	Vc (ft/min)	Rég d'ecou	Pc (psi)	Qc (l/min)
Int DP1	67.4	4.778	706.4378986	309.4717321	Turbulent	14.36	1091.1527555
Int DP2	1400	4276	882.0452951	321.6040957	Turbulent	508.33	908.1743694
Int HWDP	54	3	1791.941268	363.6151664	Turbulent	107.45	505.4250653
Int DC	18	2.813	2038.10623	371.8134366	Turbulent	48.78	454.3984294
Int JAR	9.2	2.813	2038.10633	371.8134366	Turbulent	24.93	454.3984294
Int DC	111	2.813	2038.10623	371.8134366	Turbulent	300.82	454.3984294
Int DC	15.4	3	1791.941268	363.6151664	Turbulent	30.64	505.4250653

Tableau 19: perte de charge et régimes d'écoulement à l'intérieur de la garniture

Section	Long (m)	ID (csg/hole) (in)	OD (dp/dc/hw) (in)	De (in)	Vmoy (ft/min)	Vc (ft/min)	Rég d'écou	Pc (psi)
DP1/Csg	67.4	17.775	5.356	12.419	56.14165941	334.79	Laminaire	1.80
DP2/Csg	127.6	17.775	4.855	12.92	55.15935933	334.76	Laminaire	3.27
DP2/Hole	1272.4	16	4.855	11.145	69.38666496	334.86	Laminaire	38.04
HWDP/O Hole	54	16	5	11	69.81589358	334.87	Laminaire	1.64
DC-JAR-DC/O Hole	138.2	16	8	8	83.9972696	335.18	Laminaire	5.82
DC2/ O.Hole	15.4	16	9.5	6.5	97.29997838	335.49	laminaire	0.81

Tableau 20: pertes de charges et régime d'écoulement dans l'espace annulaire.

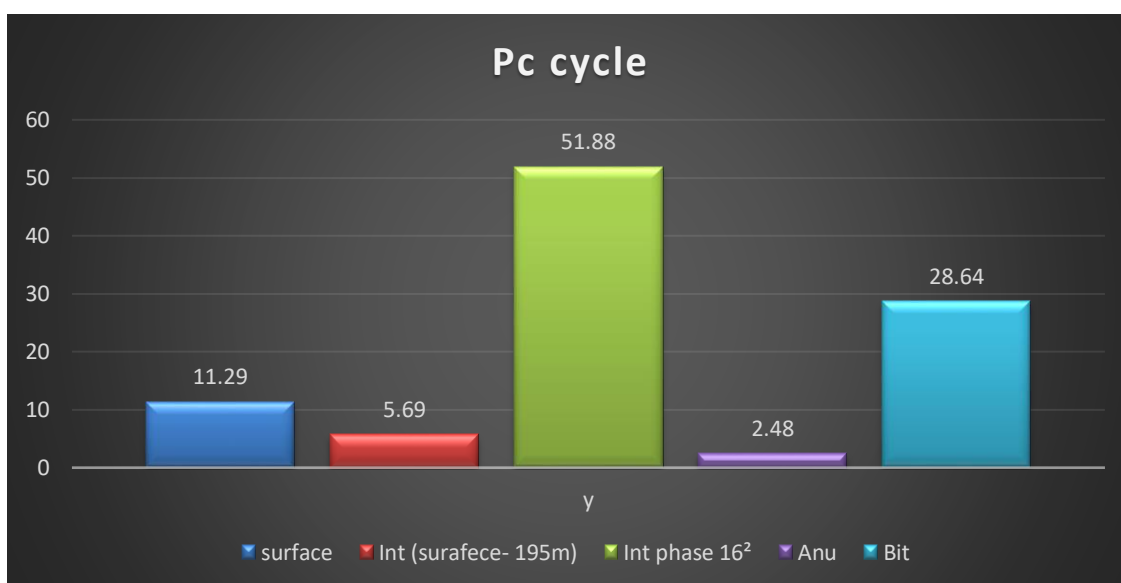


Figure 36: Distribution des pertes de charges dans les différentes sections du puits.



## 2.2.3 Bit calculation &amp; optimisation :

<b>BIT CALCULATION</b>	
Hydraulique Horse power (Hp)	161.09
The hydraulic impacte force (lbf)	754.21
R TRACTION (tn)	164.45
Jet vélocité (ft/sec)	212.46
Débit max pompes (l/min)	4006.68
HSI (HHP/in <sup>2</sup> )	0.80
WOB max (tn)	20
ROP max (m/hr)	31.97

Tableau 21: Bit hydraulic calculation.

<b>BIT OPTIMISATION</b>		
METHODE	HORSEPOWER	FORCE IMPACT
Q1	2000	2000
PC1	1610	1610
Q2	3000	3000
PC2	3312	3312
M	1.778989223	1.778989223
Popt BIT optimale (psi)	1432.175399	2106.383356
PC optimale (psi)	2549.824601	1873.616644
Q optimale (l/min)	2218.895387	2756.224436
TFA optimale	0.36	0.52

Tableau 22: Bit optimisation.

<b>NETTOYAGE (%)</b>	
DP/Csg	63.75662371
DP/Hole	69.24775702
HWDP/O.Hole	69.3415096
DC-JAR-DC/O.Hole	72.35749212
DC2/O.Hole	74.72874737

Tableau 23: L'efficacité de nettoyage dans les différentes sections du puits.

### 2.3. Résultats de la simulation :

(YP=20, VP=15, d boue =1.25, d cuttings=2.7, diamètre cutting=0.3 m)			
Débits (l/ min)	Pc (psi)	Vann (ft/min)	Nettoyage (%)
0	0.00	0.00	0.00
200	226.89	5.78	-138.19
400	244.99	11.55	-31.49
600	302.95	17.33	7.12
800	375.19	23.10	27.42
1000	503.49	28.88	40.05
1200	674.62	34.65	48.73
1400	871.41	40.43	55.07
1600	1093.25	46.21	59.93
1800	1339.62	51.98	63.78
2000	1610.09	57.76	66.91
2200	1904.27	63.53	69.50
2400	2221.81	69.31	71.70
2600	2562.42	75.09	73.57
2800	2925.80	80.86	75.20
3000	3311.72	86.64	76.62
3200	3719.93	92.41	77.88

Tableau 24: Influence du débit sur les pertes de charge, vitesse annulaire et nettoyage.

#### 2.3.1 Etude de l'influence du débit de forage :

(YP=20 VP=15, d boue = 1.25, d cutting = 2.7, diamètre cutting=0.3 m)				
Débits (l/min)	HHP (HP)	HIF (lbf)	Jet vitesse (ft/sec)	HSI (HP/in <sup>2</sup> )
0	0.00	0.00	0.00	0.00
200	0.09	5.05	17.05	0.00
400	0.69	20.21	34.10	0.00
600	2.34	45.47	51.15	0.01
800	5.54	80.84	68.21	0.03
1000	10.83	126.31	85.26	0.05
1200	81.71	181.88	102.31	0.09
1400	29.71	247.56	119.36	0.15
1600	44.34	323.35	136.41	0.22
1800	63.13	409.24	153.46	0.31
2000	86.60	505.23	170.51	0.43
2200	115.27	611.33	187.56	0.57
2400	149.65	727.53	204.62	0.74
2600	190.27	853.84	221.67	0.95
2800	237.64	990.25	238.72	1.18
3000	292.29	1136.77	255.77	1.45
3200	354.73	1293.39	272.82	1.76

Tableau 25: Influence du débit sur l'outil.

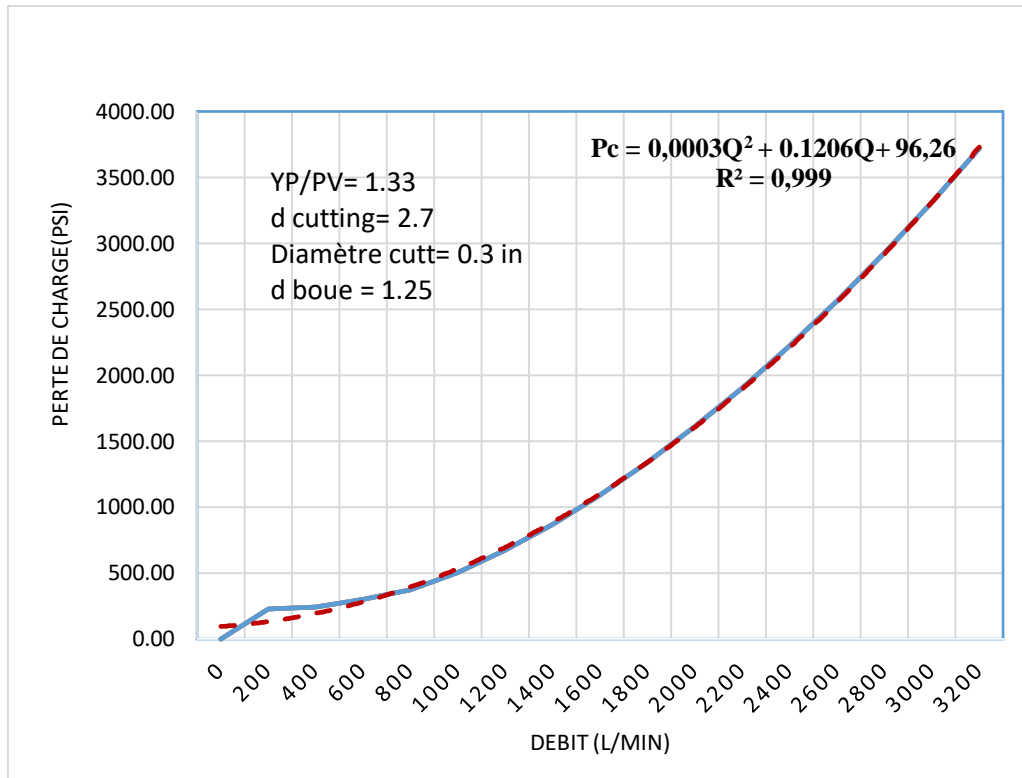


Figure 37: Variation des pertes de charges en fonction du débit de forage.

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur
Q (l/min)	1000	1000	2.65
Pc (psi)	503.49	516.86	
Q (l/min)	2800	2800	4.78
Pc (psi)	2925.80	2785.94	

Tableau 26 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction du débit

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de Pc dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de Pc en fonction de débit figure 48 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$Pc = 0,0003Q^2 + 0.1206Q + 96,26$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe Pc=f(Q) avec des erreurs relativement faible (erreur moyenne=3.71)

**Interprétation :** (Phase 16")

La figure 37 représente l'évolution des pertes de charge dans le circuit boue en fonction de débit de forage, on observe que la courbe est croissante, pour un débit des pompes égale à 3100 l/min, on obtient des pertes de charge de l'ordre de 3500 PSI, qui représente la pression

maximale autorisé en surface (90% de la pression permuté en surface), on constate que les pertes de charge augmentent avec le débit de forage.

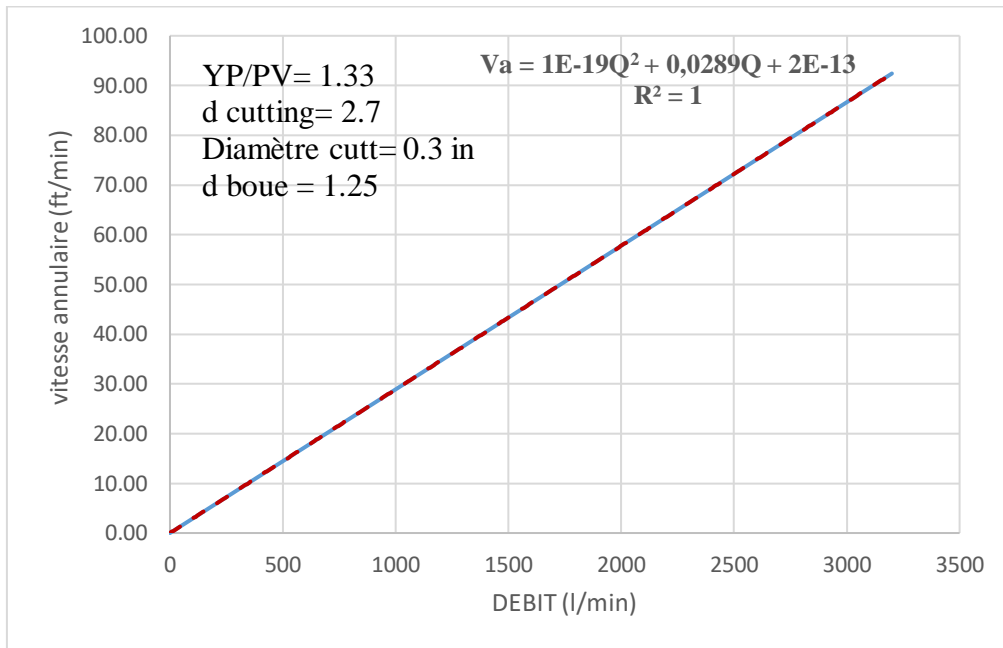


Figure 38: Variation de la vitesse annulaire en fonction du débit de forage.

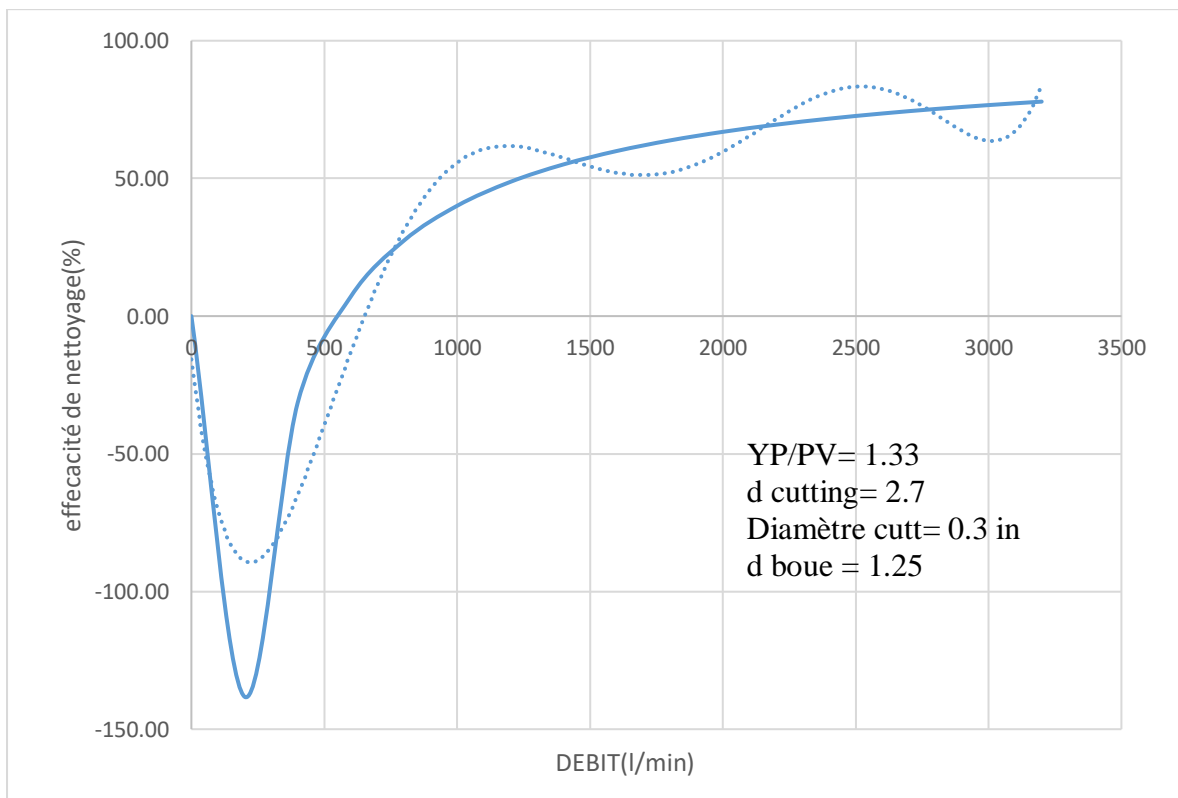


Figure 39: L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage.

**Interprétation :**

Les figures 38 et 39 représentent respectivement l'évolution de la vitesse annulaire et l'efficacité moyenne de nettoyage (%) en fonction de débit de forage, on observe que ces deux paramètres augmentent avec l'augmentation de débit.

Pour un débit compris entre 0 à 500, on observe que la courbe est dans le domaine négatif, avec le débit de 500 l/min on obtient une vitesse annulaire égale à 15 ft/min qui est très insuffisant pour avoir un transport des cuttings (vitesse de sédimentation des cuttings est supérieure à celle de transport). Pour les débits supérieurs à 500 l/min la courbe est croissante, on augmente le débit jusqu'à la valeur maximale autorisée de 3100 l/min on obtient une vitesse annulaire égale à 88 ft/min et une efficacité de nettoyage égale à 77%.

On a décomposé la courbe représenté dans la figure 39 en deux courbes pour rétablir deux courbes théorique plus proche de la courbe réelle.

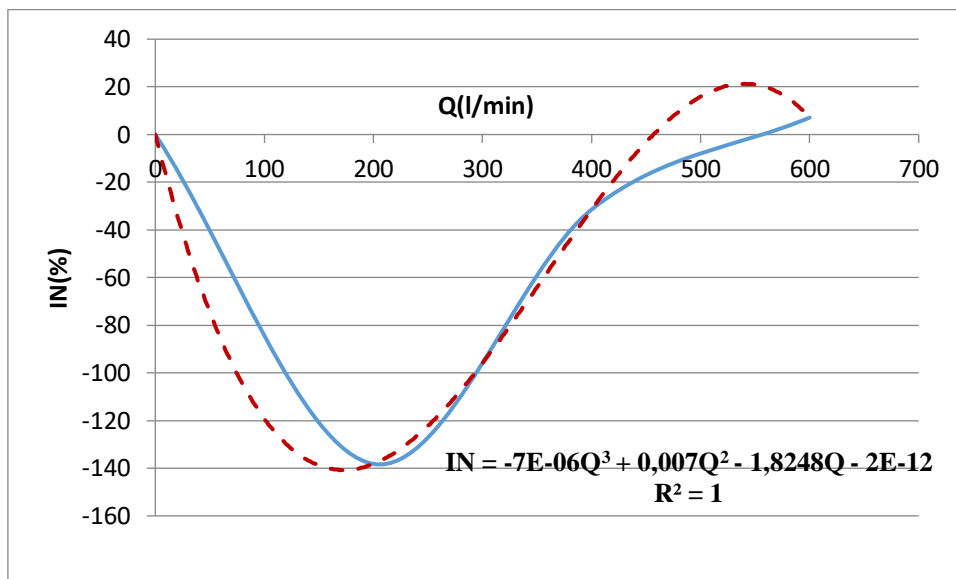


Figure 40 : L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage [0,600] (l/ min).

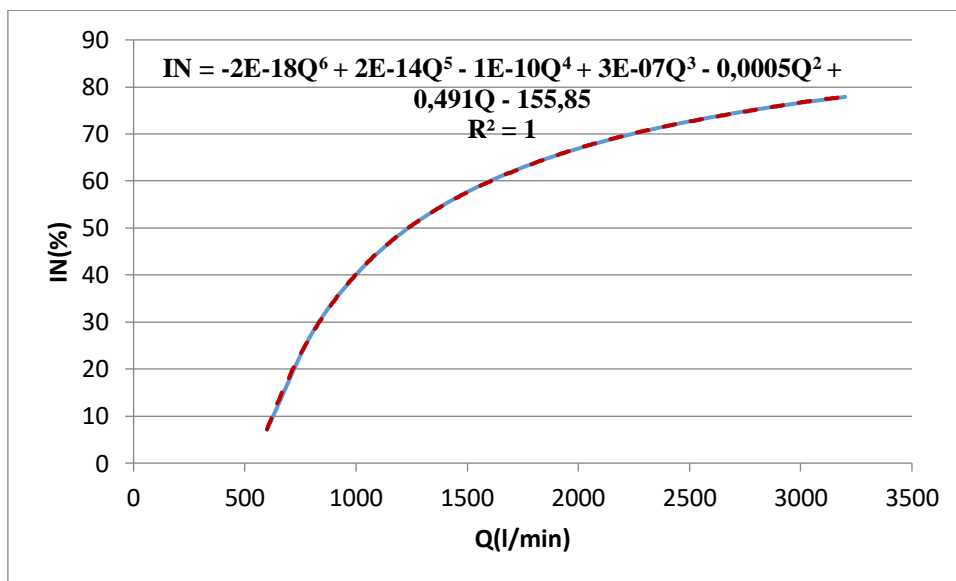


Figure 41 :L'efficacité de nettoyage en fonction du débit de forage [500,3500](l/min).

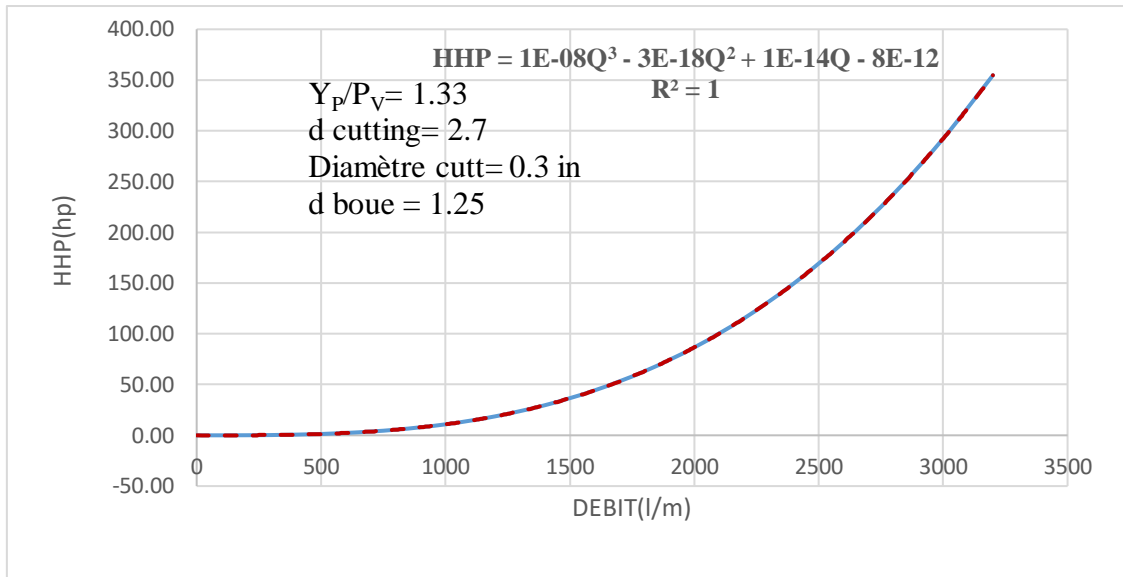


Figure 42: Variation de HHP avec le débit de forage.

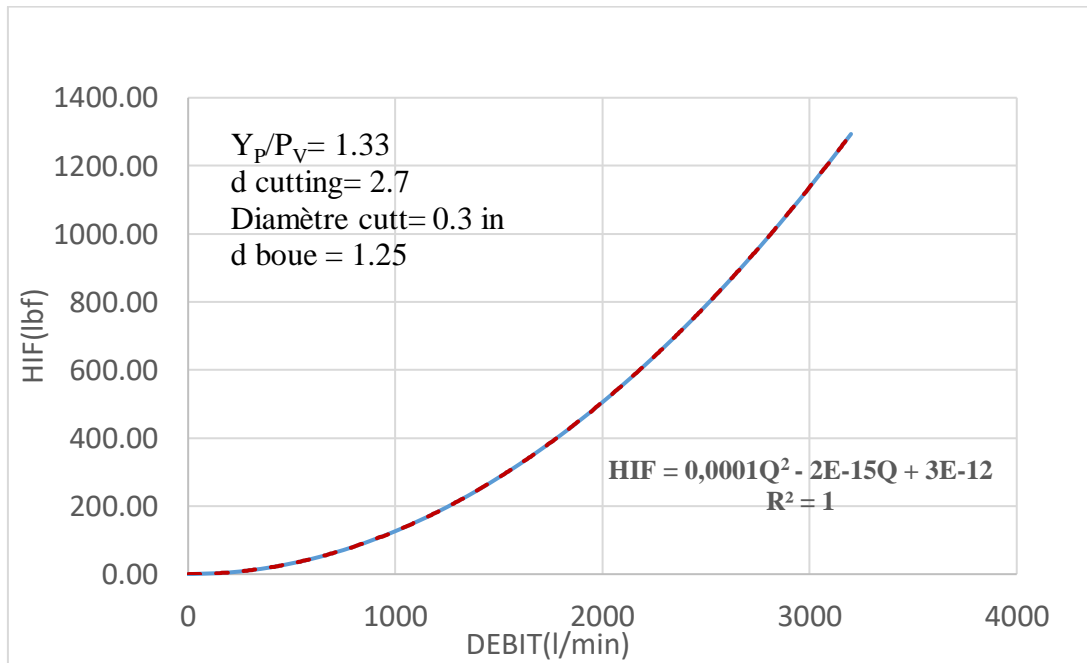


Figure 43: L'hydraulique impacte force en fonction de débit de forage.

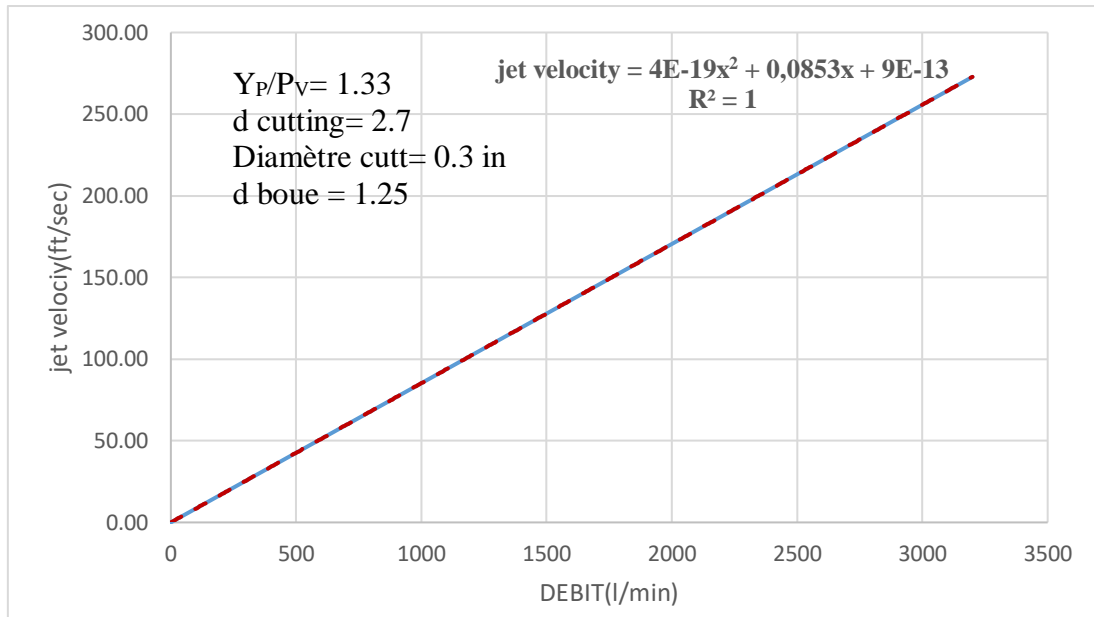


Figure 44: La vitesse du jet en fonction de débit de forage.

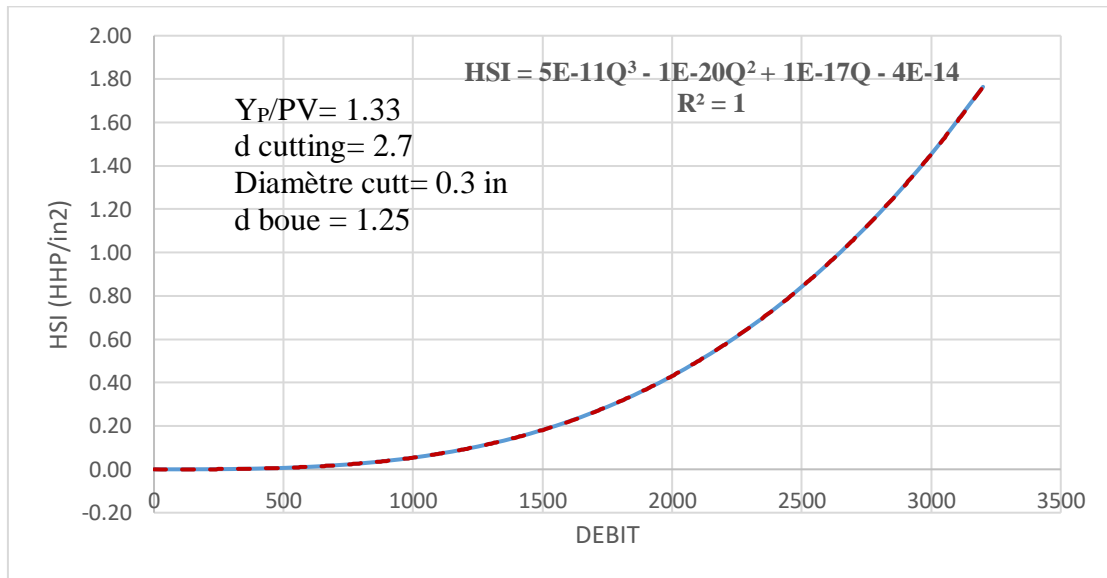


Figure 45: Variation de l'énergie hydraulique en fonction du débit.

**Interprétation :**

Les figures 40, 41 et 42 montrent respectivement l'influence de débit sur la puissance HHP), hydraulique impacte force (HIF) et la vitesse de jet au niveau de l'outil de forage, on observe que ces paramètres augmentent avec l'augmentation de débit, avec le débit maximale 3100 l/min on aura HHP= 322.50 HP, HIF=1213.82 lb et Jet vélocité =264.30ft/sec le débit minimale pour avoir une jet vélocité supérieur à 250 (ft/sec) est égale 2940 (l/min).

La figure 43 est un graphique en courbe qui représente l'évolution de l'énergie hydraulique au niveau de l'outil (HSI) en fonction de débit de forage, la courbe est croissante de (HSI=0HHP/in<sup>2</sup>) jusqu'à une HSI=1.6 HHP/in<sup>2</sup> avec le débit maximale autorisé par les pompes de forage (3100 l/min), le débit minimale pour avoir une HSI supérieure à 1 HHP/in<sup>2</sup> (HSI minimale recommandé pour la phase 16" pour avoir un bon nettoyage au niveau de l'outil de forage) est égale 2660 (l/min).

2.3.2 Etude de l'influence de la rhéologie (Rapport YP/PV) :

Q=1500 (l/min)			Q=1000 (l/min)		
YP/VP	PC (SYST)	NET (%)	YP/VP	PC (SYST)	NET (%)
0.40	980.43	43.24	0.40	487.6	17.4
0.46	981.50	45.17	0.46	490.6	20.5
0.52	982.21	47.07	0.52	492.6	23.5
0.59	982.58	48.92	0.59	494.8	26.4
0.67	982.61	50.74	0.67	496.9	29.3
0.75	982.30	52.53	0.75	498.8	32.1
0.84	981.65	54.27	0.84	500.4	34.8
0.94	980.63	55.98	0.94	502.1	37.5
1.06	979.23	57.65	1.06	503.5	40.1
1.19	977.42	59.29	1.19	504.8	42.6
1.33	975.18	60.88	1.33	504.8	45.0
1.50	972.46	62.44	1.50	504.7	47.4
1.69	969.20	63.96	1.69	504.3	49.8
1.92	965.35	65.44	1.92	503.6	52.0
2.18	960.83	66.88	2.18	511.4	54.2

Tableau 27: Influence du rapport YP/VP sur les pertes de charges et l'efficacité de nettoyage.

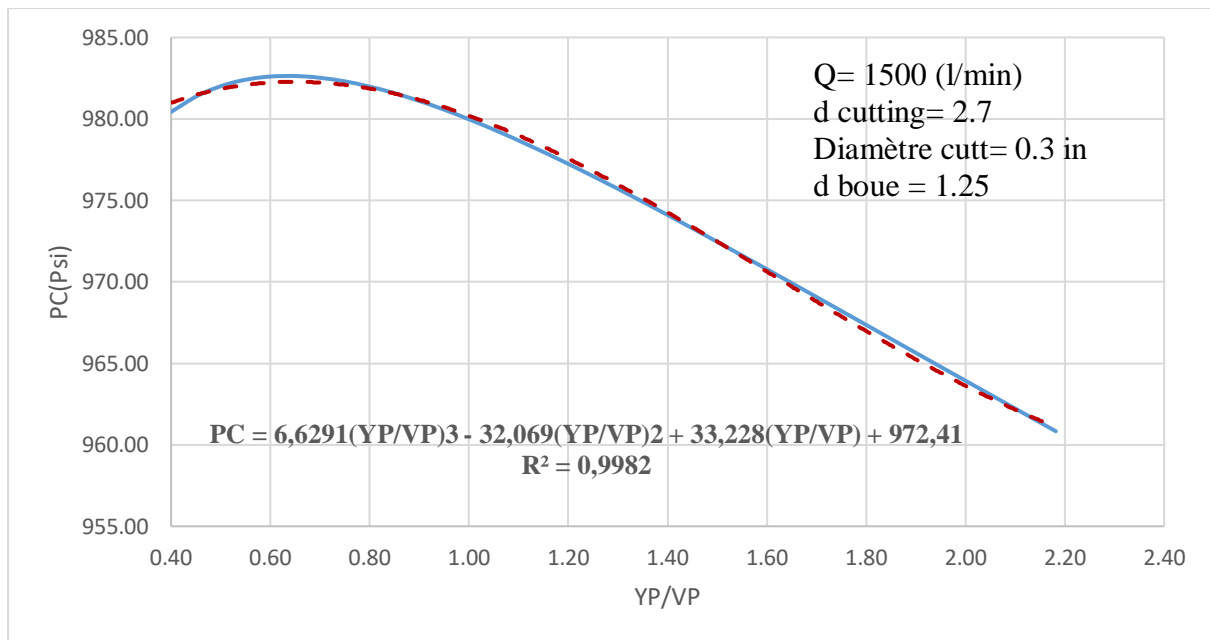


Figure 46: Variation des pertes de charges en fonction du rapport YP/VP, (Q=1500 l/min).



Pour Q=1500 (l/min) :

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur (%)
(YP/VP)	0.59	0.59	0.037
Pc (Psi)	982.58	982.21	
(YP/VP)	0.67	0.67	0.034
Pc (Psi)	982.61	982.27	

Tableau 28 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction (YP/VP)

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de Pc dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de Pc en fonction du rapport YP/VP figure 44 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$PC = 6,6291(YP/VP)^3 - 32,069(YP/VP)^2 + 33,228(YP/VP) + 972,41$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe Pc=f(YP/VP) avec des erreurs relativement faible ( erreur moyenne=0.035)

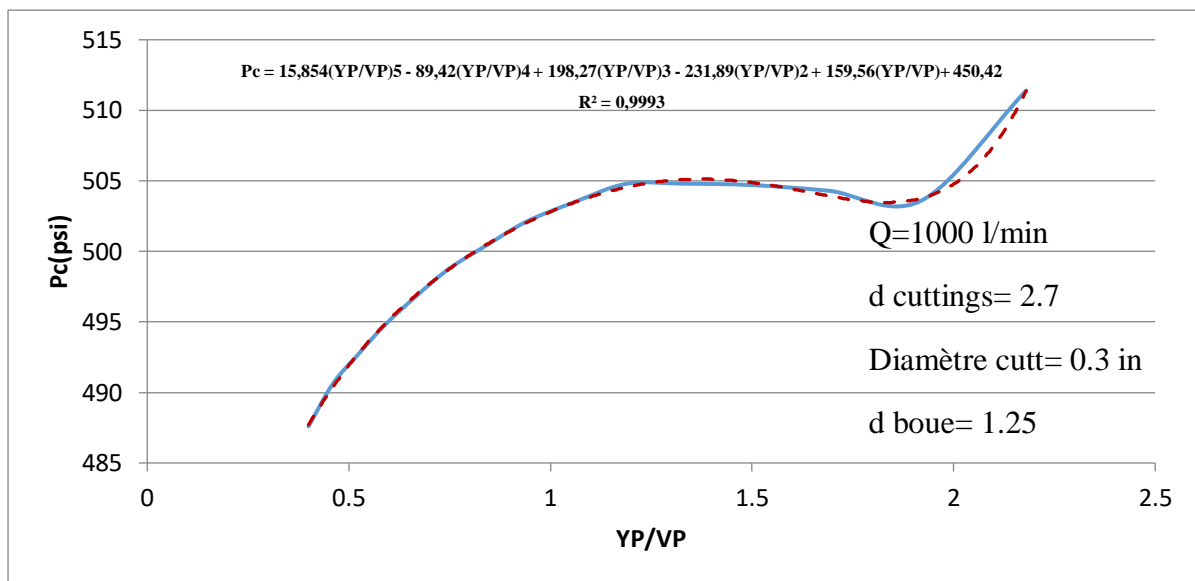


Figure 47: Variation des pertes de charge en fonction du rapport YP/VP, (Q= 1000 l/min).

Pour Q=1000 (l/min) :

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur (%)
(YP/VP)	0.52	0.52	6.11
Pc (Psi)	492.6	522.72	
(YP/VP)	1.92	1.92	13.2
Pc (Psi)	503.6	570.08	

Tableau 29 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction de (YP/VP).

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de Pc dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de Pc en fonction du rapport YP/VP figure 45 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$Pc = 15,854(YP/VP)^5 - 89,42(YP/VP)^4 + 198,27(YP/VP)^3 - 231,89(YP/VP)^2 + 159,56(YP/VP) + 450,42$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe Pc=f(YP/VP) avec des erreurs relativement faible ( erreur moyenne=9.655)

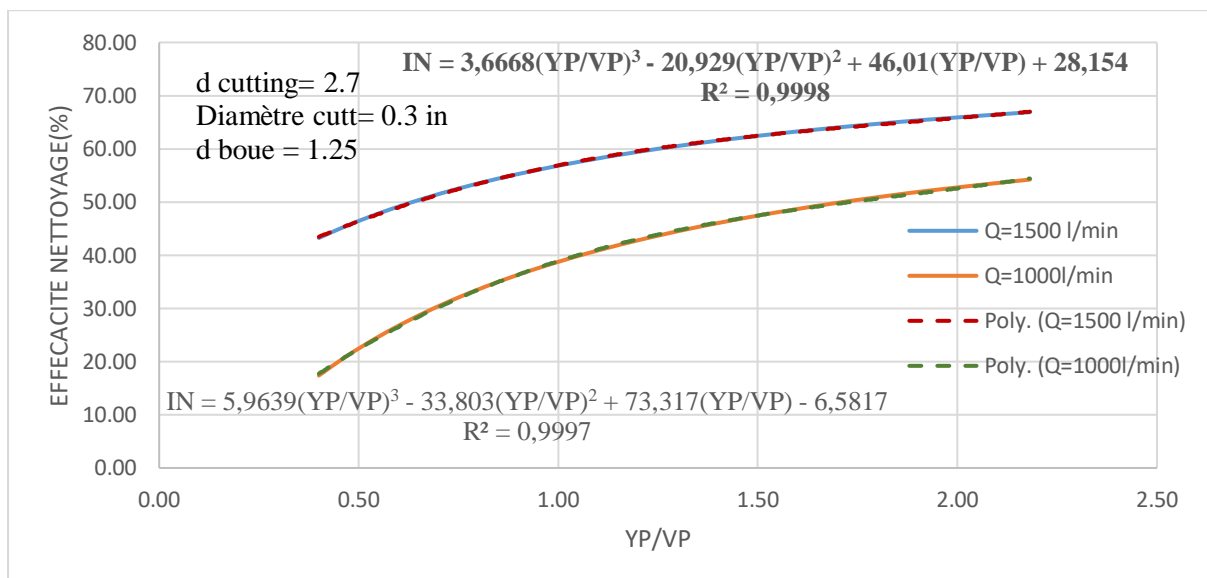


Figure 48: Efficacité de nettoyage en fonction du rapport YP/VP.

Pour le débit 1500 (l/min) :

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur
YP/VP	0.59	0.59	0.327
IN (%)	48.92	48.76	
YP/VP	1.92	1.92	0.229
IN (%)	65.44	65.29	

Tableau 30 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul de l'efficacité de nettoyage en fonction de (YP/VP).

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de IN dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de IN en fonction du rapport YP/VP figure 46 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$IN = 3,6668(YP/VP)^3 - 20,929(YP/VP)^2 + 46,01(YP/VP) + 28,154$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe  $IN=f(YP/VP)$  avec des erreurs relativement faible ( erreur moyenne=0.278).

Pour le débit 1000 (l/min) :

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur
YP/VP	0.52	0.52	1.106
IN (%)	23.5	23.24	
YP/VP	2.18	2.18	0.35
IN (%)	54.2	54.39	

Tableau 31 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul de l'efficacité de nettoyage en fonction de (YP/VP).

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de IN dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de IN en fonction du rapport YP/VP figure 46 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$IN = 5,9639(YP/VP)^3 - 33,803(YP/VP)^2 + 73,317(YP/VP) - 6,5817$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe  $IN=f(YP/VP)$  avec des erreurs relativement faible ( erreur moyenne=0.728)

### Interprétation :

Les figures 44 et 45 sont des graphiques de type courbe qui représentent la variation des pertes de charge dans le circuit de la boue de forage en fonction du rapport YP/PV.

Pour des débits de 0 à 1000 (l/min), la courbe est croissante avec l'augmentation du rapport YP/PV, avec les débits supérieurs à 1000 la courbe est composée de deux sections, une croissante avec l'augmentation du rapport YP/PV à une valeur égale à 1 (YP=PV) et l'autre décroissante pour des valeurs de YP/PV supérieures à 1.

Pour un débit de 1500 (l/min), les pertes de charges augmentent jusqu'à la valeur de 979 PSI (YP/PV=1) puis chutent jusqu'à la valeur de 960 PSI (YP/PV=2.18), on constate pour les débits élevés, la diminution de la viscosité plastique par rapport à la Yield point fait diminuer les pertes de charges.

La figure 46 représente l'efficacité de nettoyage en fonction de la variation du rapport YP/PV, on observe que la courbe est croissante avec l'augmentation du rapport c'est-à-dire l'augmentation de la Yield point par rapport à la viscosité plastique, donc on constate que la Yield Point influe grandement le nettoyage de puits.

### 2.3.3 Etude de l'influence de la densité :

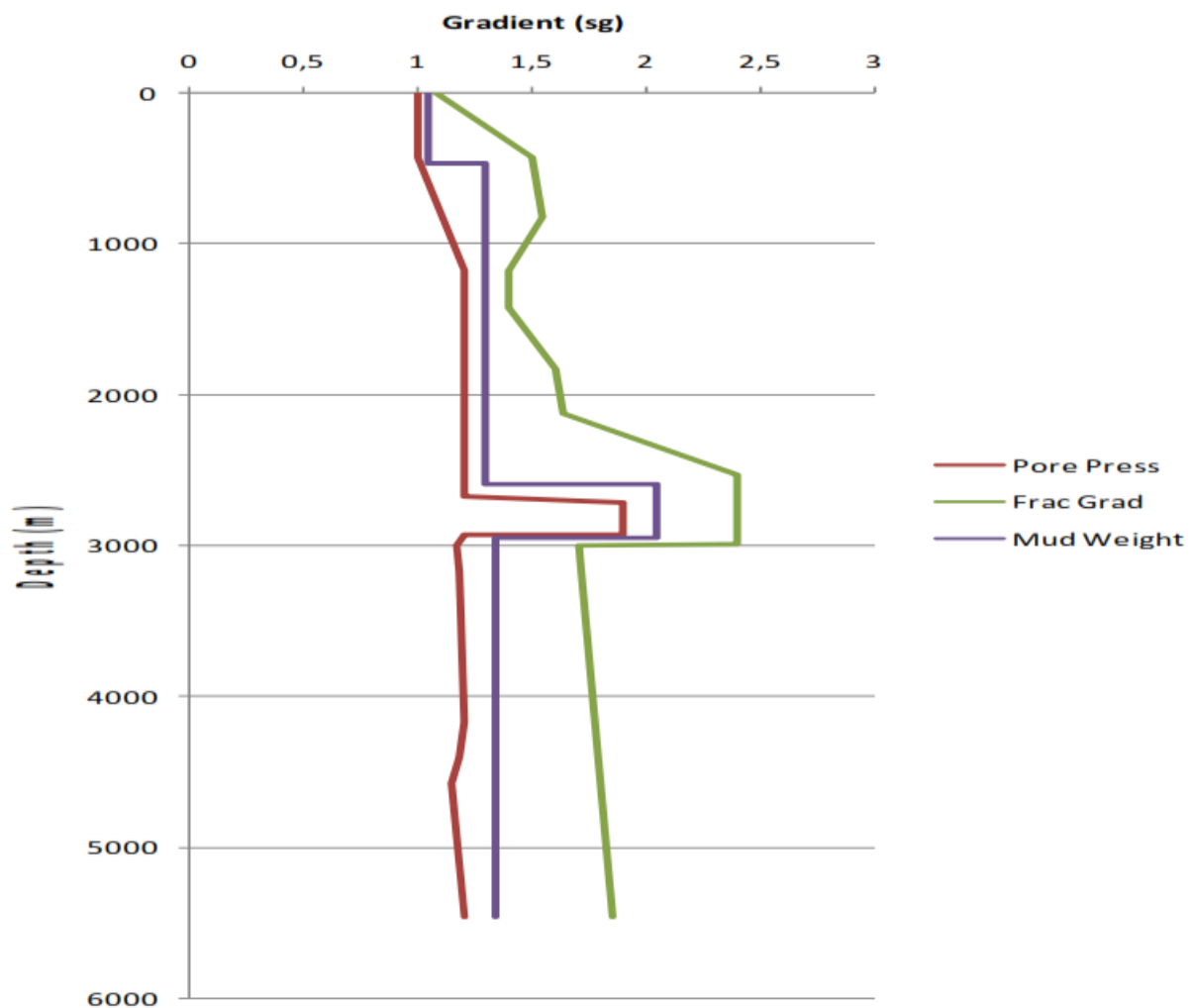


Figure 49: Estimation de la densité de formation et la densité de fracturation (Mud Windows).

Q=1000 (l/min)			Q=1500 (l/min)		
d	Pc (psi)	NETT (%)	d	Pc (psi)	NETT (%)
1.25	491.2197394	37.4366919	1.25	950.0357238	55.80487152
1.26	493.8800752	37.96490901	1.26	955.8890258	56.17800753
1.27	496.5370486	38.49053324	1.27	961.7349723	56.54931192
1.28	499.1906913	39.01363053	1.28	967.5736329	56.91883125
1.29	500.7331544	39.53426552	1.29	973.4050757	57.2866112
1.30	503.4947472	40.05250171	1.30	979.2293679	57.65269662
1.31	506.2529252	40.56840142	1.31	985.0465754	58.01713154
1.32	509.0077197	41.08202591	1.32	990.8567631	58.37995922
1.33	511.7591615	41.59343537	1.33	996.6599946	58.74122222
1.34	514.5072808	42.10268902	1.34	1002.456333	59.10096229
1.35	517.2521073	42.60984511	1.35	1008.245839	59.45922066
1.36	519.9936703	43.11496101	1.36	1014.28575	59.81603782
1.37	522.7319986	43.61809321	1.37	1019.804599	60.17145368
1.38	525.4671204	44.11927938	1.38	1025.573971	60.52550758

Tableau 32: Variation de l'efficacité de nettoyage et les pertes de charge en fonction de la densité.

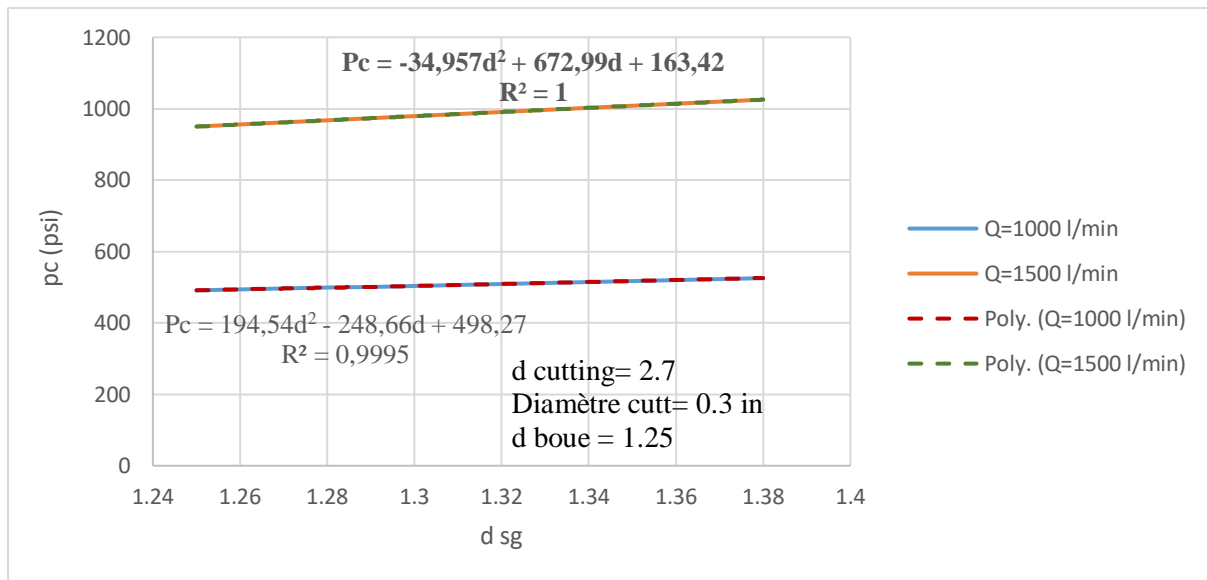


Figure 50: Les pertes de charge en fonction de la densité.

Pour débit 1000 (l/min) :

	Valeur issues du graphe	Valeurs issues de la relation théorique	Erreur (%)
d sg	1.28	1.28	0.096
Pc (Psi)	499.19	498.71	
d sg	1.36	1.36	0.013
Pc (Psi)	519.98	519.91	

Tableau 33 : Calcul de la précision du modèle relative au calcul des pertes de charge en fonction de la densité.

Après les travaux de simulation on propose pour le calcul de Pc dans la phase 16" deux méthodes à l'aide des abaques de Pc en fonction de densité figure 48 ou bien par un calcul théorique en se basant sur l'équation suivante :

$$Pc = 194,54d^2 - 248,66d + 498,27$$

Enfin on constate que les résultats issus de l'équation théorique sont très proche des résultats issus du graphe Pc=f(d) avec des erreurs relativement faible (erreur moyenne=0.054)

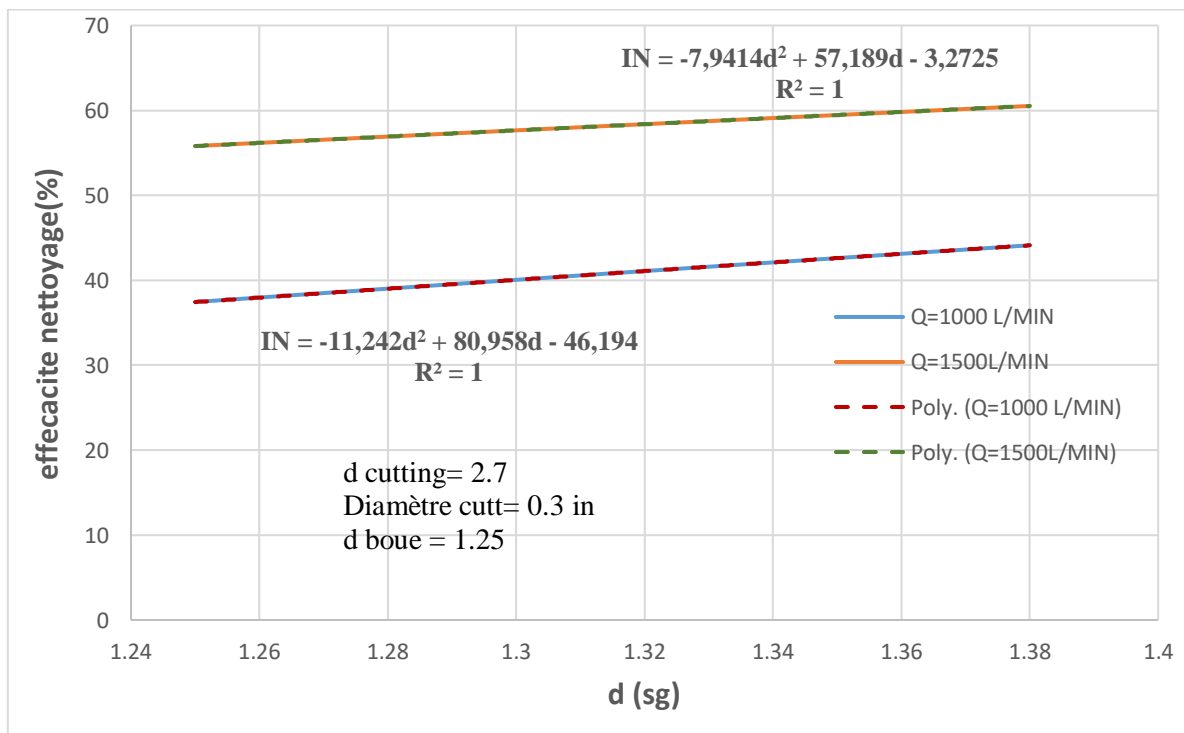


Figure 51: L'efficacité de nettoyage en fonction de la densité.

**Interprétation :**

La figure 48 montre la variation des pertes de charge dans le circuit de boue de forage en fonction de la densité de la boue, pour le débit de 1500 l/min : une densité de 1.25 donne des pertes de charge de l'ordre de 950 PSI, et pour la densité maximale admise pour éviter la fracturation qui est 1.38 les pertes de charge sont égales à 1025 PSI, on constate que la densité influe peu sur les pertes de charge. La figure 49 est un graphique en courbe qui représente l'influence de la densité sur le nettoyage de puits, on observe que l'efficacité de nettoyage augmente seulement de 5 % avec un incrément de 13 points de la densité, donc on constate que la densité influe peu sur le nettoyage de puits.

**Remarque :**

Pour  $R^2=1$  les deux méthodes (les abaques et relation théorique) donnent des mêmes valeurs pour chaque point c'est le cas idéal ou l'erreur est nulle.

### V.3. Conclusion et recommandation :

En conclusion, nous avons vu que :

- La vitesse annulaire est proportionnelle au débit de pompage, donc l'augmentation de débit améliore le nettoyage.
- l'hydraulique horse power (HHP) et l'hydraulique impacte force (HIF) ainsi que la vitesse de jet au niveau de l'outil sont proportionnels au débit de pompage
- le débit minimal pour avoir une HSI supérieure à 1 HHP/in<sup>2</sup> est égale 2660 l/min (bottom hole cleaning) ;
- le TFA optimale pour force impact (TFA=0.52 in<sup>2</sup>)
- le débit minimal pour avoir une vitesse de jet supérieur à 250 ft/sec est égale à 2940l/min.
- un rapport YP/VP supérieur à 1 améliore le nettoyage.
- pour les forts débits, la diminution de la viscosité plastic par rapport à la Yeild point fait diminuer les pertes de charges,
- les fluides binghamien donnent des valeurs de pertes de charge supérieur à celle en power Law ;
- Le taux d'avancement maximal autorisé pour avoir une concentration des cutting de 5% est ROP=31.97 (m/hr).
- La densité améliore peu le nettoyage, un incrément de 10 point va améliorer le nettoyage de 5% seulement.

#### **Recommandation :**

Il est plus rentable de passer quelques heures à nettoyer efficacement, que de dépenser des jours pour tenter de résoudre un problème donc :

- Effectuer la surveillance permanente de couple, poids et tractions, les pressions, les quantités de cuttings à la surface.
- Augmenter la Yeild point en ajoutant des produits Viscosifiants ;
- Le ROP doit être contrôlé et régulariser.
- Minimiser la viscosité plastic par une bonne maîtrise des solides et / ou l'augmentation du rapport O/W. (avoir toujours un rapport YP/PV>1),
- Circulation jusqu'à ce que les tamis sont propres avant la remonté (1.2 à 1.8 le temps de Bottom up) soit 2,7 heures ;
- Si en cours de la manoeuvre, il y'a des tractions, remonter la garniture en back reaming tout en travaillant les passages ou il y'a eu tirage.



# RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]: Arco sure learning, Esure Man, True Link to Success, Hole Problems ;
- [2]: AVA Mud Program CEN #3, 23/10/2017.
- [3]: Baker Hughes, Goal Of Drilling Hydraulics, Enhance Bit Performance;
- [4]: Bassal, A.A., The effect of drill pipe rotation on cuttings transport in inclined wellbores. Thesis, 1995
- [5]: Bowes & Ray Procter, (1997), Sedco Forex, Guidelines & Drillers Handbook Credits, Drillers Stuck pipe Handbook, Colin
- [6]: Cutting transport models and parametric studies in vertical and deviated wells. Girmaa Jiimaa 2/01/2014;
- [7]: Data Log Drilling Fluid Hydraulics Manual, Version 2.1, Issued January 2001 ;
- [8] : Document Technique, La Boue De Forage - Sonatrach BFC-T2S1 ;
- [9]: Doc technique. Hole cleaning .How Cuttings Are Transported ;
- [10]: doc technip Stuck-Pipe-Book-By-DrillingFormulas.com
- [11]: Doc technique Hydraulics Optimization - Hole Cleaning ;
- [12]: Drilling Mud Technology, National Oil Corporation, Tripoli, August 2006 ;
- [13]: Drilling Engineering, Drilling Mud, New Mexico Tech, Fall 2012 ;
- [14] : Enspm. Ifp Training, Les Diagraphies Gamma, 2004 ;
- [15] : Formulaire du Foreur - Edition Technip- 1989 ;
- [16]: Fundamentals of Onshore Drilling, Principles of Drilling Fluid Technology ; IGI 2014 ;
- [17]: Girmaa Jiimaa 2/01/2014 ; Cutting transport models and parametric studies in vertical and deviated wells
- [18]: Halliburton - Petroleum Well Construction John Wiley and Sons, Duncan, Oklahoma July 2, 1997 ;
- [19]: Halliburton Drilling Fluids - Hole Cleaning Sperry-Sun 2004 ;
- [20]: Halliburton, Stuck Pipe Prevention, Steve Rezaie, June 2007 ;
- [21]: Halliburton, Well Engineering & Construction, Practical Rig Hydraulics ,Hussain Rabia;
- [22]: Hole Cleaning and Hydraulics, Unegbu Celestine Tobenna, Stavanger, June, 2010 ;
- [23]: Hole Cleaning While Drilling Enspm. Ifp Training 2004 ;
- [24] : Hole Cleaning : the Achilles' Heel of Drilling Performance, C. Aldea, M-I SWACO; A. W. Iyoho, Anadarko Petroleum Corp.; and M. Zamora , M-I SWACO

- [25] : Les Fluides De Forage, ENSPM Formation Industrie, IFP Training, Copyright 2006 ;
- [26] : Manuel De Rhéologie Des Fluides De Forage Et Laitiers De Ciment. Paris 1989 ;
- [27]: MISWACO Mud School.Hole Cleaning .Ole Iacob Prebensen, 2004 ;
- [28]: Neal J. Adams, (1985), PennWell Publishing Company, Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach
- [29] : Programme de forage du puits Chebet Enakhla (CEN#3) (TP-161)
- [30] : Publication De L'institut Français Du Pétrole : « Les Fluides De Forage » ; Edition Technip 1968 ;
- [31] : Rapport d'implantation du sondage CHEBET EL NAKHLA -3 (CEN-3) (Bloc 420) Périmètre Ghardaïa II. Octobre 2017.
- [32]: Shlumberger, CemCADE 4.5.2 User Guide ;
- [33]: Shlumberger Ipm Stuck Pipe Manual Volume2, Prevention in The Planning & Execution Phases, Hole Cleaning;
- [34]: SPE TextBook V2, Applied Drilling Engineer, Adam T.Bourgoyne, Keith K.Millheim, Martin E.Chenevert, F.S.Young Jr, 1991 ;
- [35]: University of Technology, Drilling Engineering Dipl.-Ing. Wolfgang F. Prassl Curtin.2012
- [36]: Weatherford Data Handbook Fifth Edition © 2002 ;
- Article sur internet:**
- [37]: Fundamentals of Onshore Driling Martin Klempa, Petr Bujok, Luděk Kovář Jaroslav Struna, Ján Pinka. <http://geologie.vsb.cz/DRILLING/drilling/practice.html#example9> ;
- [38] : [http://workstringsinternational.com/xls/bit\\_hsi\\_and\\_gpm2.xls](http://workstringsinternational.com/xls/bit_hsi_and_gpm2.xls) ;
- [39] : <http://drillingformulas.com/cutting-slip/velocity-calculation> ;
- [40]: <http://www.wipertrip.com/drilling-fluids/miscellaneous/349-hydraulics-optimizationhole-cleaning.html> ;
- [41]: <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/bit.pdf> ;