

N° Ordre ...../FHC/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie  
Département Gisements Miniers et Pétroliers

**Mémoire de fin d'études**

En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER**

Présenté par :

**FLIH Amin**

**AZIZI Youcef**

Filière : **Hydrocarbures**

Option : **FORAGE DES PUITES**

Thème

---

**Etude du nettoyage des drains horizontaux forés en Under  
Balanced Drilling (Cas du puits ONIZ40)**

---

Devant le jury :

BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Président
MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
AZRIL Nadjat	MA (A)	UMBB	Examinatrice
BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Examinatrice

**Année Universitaire : 2015/2016**

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Département : Gisements Miniers et Pétroliers**  
**Filière : Hydrocarbures**  
**Option : Forage des puits**

**Mémoire de Fin d'Etudes**  
En vue de l'obtention du diplôme :

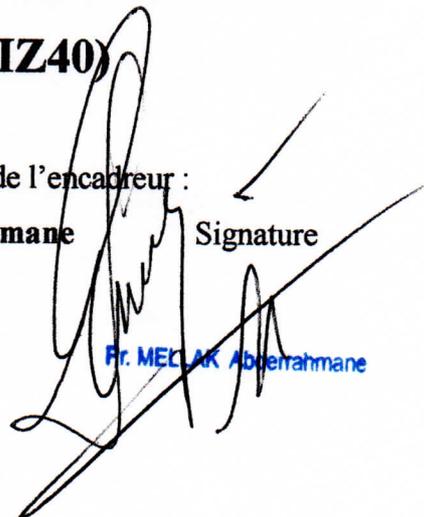
**MASTER**

Thème

**Etude du nettoyage des drains horizontaux forés en Under  
Balanced Drilling (Cas du puits ONIZ40)**

Présenté par :  
**FLIH Amin**  
**AZIZI Youcef**

Avis favorable de l'encadreur :  
**Pr. MELLAK Abderrahmane**      Signature



Pr. MELLAK Abderrahmane

Avis favorable du président du jury :  
**Dr. BENTRIOU Abdelhak**      Signature

Cachet et signature

# Remerciements

*Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout puissant, pour nous avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour réaliser notre travail.*

*Nous adressons toute notre gratitude à notre promoteur :*

*Monsieur le Professeur MELLAK Abderrahmane*

*pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.*

*Nous tenons aussi à remercier tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures et de la chimie, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.*

*Sans oublier de remercier Monsieur BELLAKEHAL Ahmed Super Intendant de la Division Production et Monsieur BOUDJNANE Amine Super intendant de la Division Forage pour leurs aides à effectuer notre étude sur le puits ONIZ40.*

*Nos plus chaleureux remerciements vont à tous nos amis et tous ceux qui nous ont soutenu pour atteindre notre but.*



# *Dédicaces*

*Je dédie ce mémoire*

*A mes parents pour leur amour inestimable, leur confiance, leur soutien et leurs sacrifices.*

*A mes frères pour leur encouragement et leur soutien.*

*A toute la famille FLIH ainsi qu'à mes amis et mon binôme Youcef.*

*Amin*



# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail*

*A ma très chère mère, qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice.*

*A la mémoire de ma grand-mère Zahra.*

*A mon très cher frère Sid Ali.*

*A mes très chères sœurs Zahra et Badiàa.*

*A toute ma famille.*

*A tous mes amis, mes collègues et surtout mon binôme Amin.*

*Youcef*



TABLE DES MATIERES

Introduction ..... 1  
Etude bibliographique ..... 3

**Chapitre I : Partie géologique**

Introduction ..... 7  
I.1. Situation géographique ..... 7  
I.2. Situation géologique ..... 7  
I.3. Zones et numérotation des puits ..... 9  
I.4. Genèse et origine de l'huile ..... 10  
I.5. Aperçu structurel ..... 11  
I.6. Notion de drain et subdivisions du réservoir ..... 11  
I.7. Description et caractéristiques du réservoir ..... 12  
I.8. Liaison couche - trou ..... 12  
I.9. Problèmes d'exploitation du champ ..... 13  
I.10. Position du puits ONIZ40 ..... 13  
I.11. Les puits d'extension (offset Wells) ..... 15  
I.12. Description du puits ..... 16  
I.13. Objectifs du puits ..... 17  
I.14. Résumé du puits ONIZ40 ..... 18

**Chapitre II : Généralités sur le forage horizontal**

Introduction ..... 19  
II.1. Applications du forage dirigé ..... 20  
II.2. Avantages et inconvénients du forage horizontal ..... 22  
II.3. Sélection du profil de puits horizontal ..... 26  
II.4. Les équipements spécifiques au forage dirigé ..... 27

**Chapitre III : Généralités sur le forage en UBD**

Introduction ..... 32  
III.1. Historique du forage en underbalance ..... 32  
III.2. Principe du forage en underbalance ..... 33  
III.3. Réservoirs ..... 33  
III.4. Objectifs du forage en underbalance ..... 34  
III.5. Avantages et inconvénients du forage en underbalance ..... 35  
III.6. Types de fluide de forage ..... 35  
III.7. Techniques d'injection ..... 37  
III.8. Equipements spécifique du forage en underbalance ..... 40

## Chapitre IV : Problème de nettoyage du puits et transport des cuttings

Introduction.....	48
IV.1. Problèmes liés à la formation de lit de cuttings .....	48
IV.2. Identification des zones d'accumulation des cuttings.....	53
VI.3. Paramètres affectant le nettoyage .....	55
VI.3.1. Les paramètres fixes.....	55
VI.3.2. Les facteurs ajustables.....	58

## Chapitre V : Présentation des modèles de Rubiandini et Zhou

Problématique .....	69
V.1. Modèle de Rubiandini .....	70
V.1.1. Présentation du modèle.....	70
V.1.2. Les données expérimentales .....	71
V.1.3. La vitesse critique de fluide de transport (CTFV) .....	71
V.1.4. L'équation de transport des cuttings de Rubiandini .....	72
V.1.5. Conclusion .....	73
V.1.6. L'organigramme du modèle de Rudi Rubiandini .....	74
V.1.7. L'organigramme du modèle de Moore .....	75
V.1.8. Nomenclature.....	76
V.2. Modèle de Zhou .....	77

## Chapitre VI : Programme de forage

VI.1. Schéma et profils du puits ONIZ40 .....	82
VI.2. Sélection de l'appareil .....	83
VI.3. Programme de tubage .....	83
VI.4. Programme de cimentation .....	84
VI.5. Programme des outils.....	84
VI.6. Programme de boue .....	85
VI.7. Programme de déviation .....	85

## Chapitre VII : Application des modèles de Rubiandini et Zhou sur le puits ONIZ40

Introduction.....	87
VII.1. Présentation de logiciel de simulation « WELLPLAN <sup>TM</sup> » .....	87
VII.2. Simulation et évaluation de l'état du nettoyage du puits.....	87
VII.3. Prévision du débit requis pour améliorer le nettoyage .....	95
VII.4. Simulation du lit des déblais après l'application des modèles sur le puits.....	99

## Chapitre VIII : Etude de l'influence des paramètres de forage sur le nettoyage du trou

Introduction.....	104
VIII.1. Influence de la vitesse d'avancement (ROP) .....	104
VIII.2. Influence de la rhéologie de fluide de forage.....	106
VIII.3. Influence de la densité du fluide de forage .....	108
VIII.4. Influence de la densité des cuttings.....	109
VIII.5. Influence de la dimension des cuttings .....	110
VIII.6. Influence du débit de circulation.....	111
VIII.7. Influence du régime d'écoulement.....	112
VIII.8. Influence de la vitesse de rotation de la garniture.....	113

**Chapitre IX : Partie optimisation**

Introduction.....	114
IX.1. Choix des contraintes et de type du fluide de forage pour l'optimisation .....	114
IX.2. Optimisation des paramètres de forage.....	116
IX.3. Simulation des résultats d'optimisation.....	118
IX.4. Calcul hydraulique.....	121
IX.5. Délimitation de la zone de travail .....	125
IX.6. Nomenclature.....	127
Récapitulatif des résultats .....	128
Conclusion .....	130
Recommandations.....	131
Bibliographie.....	132
Annexes.....	133

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud ..... 8

Figure 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud ..... 9

Figure 3 : Carte de zone ..... 10

Figure 4 : Position du puits ONIZ40..... 14

Figure 5 : Schéma synoptique du forage ONIZ40 ..... 15

Figure 6 : Offset wells..... 16

Figure 7 : Well summury ..... 18

Figure 8 : Profil d'un puits horizontal..... 19

Figure 9 : Puits d'interception (Relief well) ..... 20

Figure 10 : Puits latéral (Side-track) ..... 21

Figure 11 : Emplacements de surface impraticables..... 22

Figure 12 : Plates-formes de production à puits multiples ..... 22

Figure 13 : Réservoirs fracturés ..... 23

Figure 14 : Réservoirs multicouches..... 23

Figure 15 : Coning du gaz et de l'eau..... 24

Figure 16 : Profils des puits horizontaux ..... 26

Figure 17 : Moteur de fond ..... 28

Figure 18 : Différents types de stabilisateurs..... 29

Figure 19 : Les Fluides de Forage et leurs densités relatives ..... 36

Figure 20 : Injection par le train de tige (Drill Pipe Injection) ..... 37

Figure 21 : Injection du gaz par l'annulaire du tubage (Concentric Casing Gaz Injection) ..... 38

Figure 22 : Injection du gaz par un parasite concentrique (Concentric Parasite String) ..... 39

Figure 23 : Injection par tiges de forage coaxiales (Dual Drill Pipe) ..... 39

Figure 24 : Schéma d'un séparateur horizontal à quatre phases ..... 44

Figure 25 : Choke Manifold type 5000 psi ..... 45

Figure 26 : Vanne de fermeture d'urgence ESD..... 46

Figure 27 : Accumulation des cuttings dans un puits incliné ..... 48

Figure 28 : Enregistrement du torque en fonction du temps..... 49

Figure 30 : Accumulation des cuttings autour de la BHA ..... 50

Figure 31 : Diminution de la fenêtre opérationnelle avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.... 51

Figure 32 : L'efficacité du transport des cuttings, ECD et sédimentation de la barytine en fonction de la rhéologie..... 51

Figure 33 : Scénario du phénomène de nettoyage ..... 53

Figure 34 : Les cuttings s'accumulent par avalanche ..... 54

Figure 35 : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison ..... 54

Figure 36 : Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire..... 55

Figure 37 : Le mode sliding ..... 57

Figure 38 : Le mode rotary ..... 58

Figure 39 : Pourcentage des cuttings en fonction de la vitesse annulaire en cours de descente..... 59

Figure 40 : Pourcentage des cuttings en fonction de la vitesse annulaire en cours de remontée..... 59

Figure 41 : Modèle Newtonien ..... 61

Figure 42 : Modèle de Bingham ..... 62

Figure 43 : Modèle en puissance ..... 63

Figure 44 : Modèle d'Herschel-bulkley ..... 64

Figure 45 : Régimes d'écoulement ..... 68

Figure 46 : Forces exercées sur particules dans le cas d'un seul lit.....	77
Figure 47 : Profil de vitesse de Near-bed d'écoulement turbulent.....	80
Figure 48 : Schéma du puits.....	82
Figure 49 : Profil du puits vue vertical vs E/W .....	82
Figure 50 : Profil du puits vue vertical vs N/S.....	82
Figure 51 : Plot du puits.....	86
Figure 52 : La case "Wellbore Editor".....	88
Figure 53 : La case "String Editor" .....	88
Figure 54 : La case "Survey Editor" .....	89
Figure 55 : La case "Fluide Editor" .....	90
Figure 56 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary .....	91
Figure 57 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.....	91
Figure 58 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Rotary .....	92
Figure 59 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Sliding .....	92
Figure 60 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur.....	93
Figure 61 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le forage en mode sliding.....	93
Figure 62 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le forage en mode rotary.....	94
Figure 63 : Le débit critique en fonction de la profondeur (Rubiandini) .....	95
Figure 64 : Le débit critique en fonction du degré d'inclinaison (Rubiandini) .....	96
Figure 65 : La case "Basic inputs Wellbore geometry" de DRILL BENCH.....	96
Figure 66 : La case "Basic inputs String" de DRILL BENCH.....	97
Figure 67 : La case "Basic inputs Mud" de DRILL BENCH .....	97
Figure 68 : La case "Simulation Hydraulics" de DRILL BENCH .....	98
Figure 69 : Le débit critique en fonction de la profondeur pour les deux modes de forage (Zhou) ...	98
Figure 70 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary .....	100
Figure 71 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.....	100
Figure 72 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Rotary .....	101
Figure 73 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Sliding .....	101
Figure 74 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur.....	102
Figure 75 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le du forage en mode sliding.....	102
Figure 76 : Vitesse d'écoulement requise vs angle d'inclinaison avec variation de ROP.....	104
Figure 77 : Indice de nettoyage vs vitesse de pénétration .....	105
Figure 78 : Vitesse d'écoulement requise vs angle d'inclinaison avec variation de la rhéologie.....	106
Figure 79 : Nombre de Reynolds vs viscosité plastique .....	107
Figure 80 : Nombre de Reynolds vs yield point .....	107
Figure 81 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de densité de boue .....	108
Figure 82 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de densité des cuttings.....	109
Figure 83 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de diamètre des cuttings ...	110
Figure 84 : Indice de nettoyage vs débit de circulation .....	111
Figure 85 : Indice de nettoyage vs nombre de Reynolds .....	112
Figure 86 : Indice de nettoyage vs vitesse de rotation .....	113

Figure 87 : Epaisseur du lit en fonction de la profondeur avec type du fluide de forage variable....	115
Figure 88 : Indice du nettoyage en fonction du degré d'inclinaison avec type du fluide variable....	115
Figure 89 : L'interface EXCEL de l'optimisation pour le mode "Rotary" .....	117
Figure 90 : L'interface EXCEL de l'optimisation pour le mode "Sliding" .....	117
Figure 91 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary .....	118
Figure 92 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.....	118
Figure 93 : La case " Hydraulics Cuttings Transport " pour le Rotary .....	119
Figure 94 : La case " Hydraulics Cuttings Transport " pour le Sliding .....	119
Figure 95 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur (forage en mode rotary) .....	120
Figure 96 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur (forage en mode sliding) .....	120
Figure 97 : Draw Down et indice de nettoyage en fonction du débit (forage en mode rotary) .....	125
Figure 98 : Draw Down et indice de nettoyage en fonction du débit (forage en mode sliding) .....	126

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Offset Wells .....	15
Tableau 2 : Description du puits .....	16
Tableau 3 : Caractéristiques du générateur d'azote NPU .....	41
Tableau 4 : Caractéristiques du sur presseur (booster) .....	41
Tableau 5 : Caractéristiques des compresseurs .....	42
Tableau 6 : Caractéristiques du refroidisseur.....	42
Tableau 7 : Caractéristiques de la pompe de refoulement .....	42
Tableau 8 : Exemples de têtes rotatives .....	43
Tableau 9 : Dimensions des cuttings et porosités de lit .....	71
Tableau 10 : Equations des forces exercées sur particules dans le cas d'un seul lit.....	79
Tableau 11 : Sélection de l'appareil.....	83
Tableau 12 : Programme de tubage.....	83
Tableau 13 : Programme de cimentation .....	84
Tableau 14 : Programme des outils.....	84
Tableau 15 : Programme de boue .....	85
Tableau 16 : Programme de déviation .....	85
Tableau 17 : Les paramètres de forage .....	87
Tableau 18 : Débits critiques recommandés par les deux modèles.....	99
Tableau 19 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de ROP .....	105
Tableau 20 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de la rhéologie.....	106
Tableau 21 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de densité de boue.....	108
Tableau 22 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de densité des cuttings.....	109
Tableau 23 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de dimension des cuttings .....	111
Tableau 24 : Résultats d'optimisation (rotary) .....	116
Tableau 25 : Résultats d'optimisation (sliding) .....	116
Tableau 26 : Résultats de calcul hydraulique.....	124

# INTRODUCTION

## INTRODUCTION

Le besoin mondial en énergie augmente d'année en année, les producteurs d'hydrocarbures, y compris l'Algérie, essaie d'extraire le maximum ces dernières années, et le forage horizontal est l'un des moyens pour augmenter la productivité des puits.

Le forage horizontal constitue l'évolution normale du forage dirigé. Parallèlement aux procédures standards et principes de forage directionnel, de nouvelles technologies de forage ont été et sont toujours développées spécifiquement pour les puits horizontaux.

En pratique, les grands problèmes d'accumulations des particules solides sont observés dans les drains horizontaux, et comme le besoin au forage directionnel et horizontal augmente, l'intérêt au transport des cuttings a changé du profil vertical au profil horizontal dans les dernières années.

Avec l'augmentation de la profondeur mesurée et le déplacement horizontal, le bon nettoyage du fond du puits a une grande incidence sur le coût, le temps et la qualité du puits de gaz ou d'huile.

La technique de forage en underbalance, connue communément sous l'abréviation « UBD », a connu un développement le plus spectaculaire dans le domaine de l'industrie pétrolière. L'objectif principal de son utilisation est d'empêcher l'endommagement du réservoir par invasion du filtrat du fluide de forage. En conséquence, elle permet de préserver la productivité maximale du réservoir, et cette technique est recommandée dans les réservoirs à faibles potentiels, elle est utilisée dans des zones déplétées du champ de Hassi Messaoud. Cette technique est caractérisée par un volume considérable de déblais résultants d'un taux de pénétration élevé par rapport au forage conventionnel.

Le forage en mode "sliding" augmente le risque du mauvais nettoyage du drain, par rapport au forage en mode "rotary". En plus, le risque de chute des particules lors de l'ajout de simple est très grand, à cause de l'inexistence du pouvoir de suspension du fluide de forage.

Il est très important de se rappeler que le mauvais nettoyage peut engendrer des problèmes de forage très onéreux comme : les coincements, pertes de circulation, perte de contrôle de la densité de la boue, mauvaise cimentation ...etc. donc une perte du puits si cette situation n'est pas proprement traitée.

Ces problèmes coûtent à l'industrie pétrolière des milliards de dollars par an en temps perdu, tout cela a suscité un plus grand intérêt pour la prise en compte des problèmes du mauvais nettoyage du puits.

L'objectif de notre travail est de déterminer le débit minimal nécessaire dans l'espace annulaire pour un bon nettoyage, de mettre sous les projecteurs les paramètres affectant le nettoyage d'un puits horizontal et d'optimiser leurs valeurs pour assurer une évacuation correcte des particules solides vers la surface.

Ce travail est divisé en deux grandes parties :

- Une partie théorique qui comporte cinq chapitres dans laquelle on a commencé par une description géologique du champ de Hassi Messaoud et du puits ONIZ40, des généralités sur le forage horizontal et le forage en UBD. Ensuite, on a essayé d'aborder les problèmes liés au mauvais nettoyage du trou et les différents facteurs qui lui affectent, et présenter les modèles choisis pour notre étude.
- Une partie pratique qui comporte quatre chapitres, et qui contient : le programme de puits ONIZ40, l'application de nos modèles sur ce puits, l'étude pratique de l'influence des paramètres de forage sur le nettoyage, et enfin une optimisation de ces paramètres.

Enfin, nous avons terminé ce travail de recherche par une conclusion qui résume les principaux résultats obtenus durant cette étude ainsi que la formulation de certaines recommandations.

La simulation a été faite par le logiciel LANDMARK Wellplan<sup>TM</sup> sur la base des valeurs réelles des paramètres de forage de la phase 6 " dès la profondeur 3510 m jusqu'à 3720 m du puits ONIZ40 dans le champ de Hassi Messaoud. Les différents codes et programmes informatique du calcul ont été élaborés à l'aide du logiciel MATLAB avec le choix du logiciel EXCEL pour dessiner les différentes figures et graphiques et même pour l'optimisation où on a utilisé sa fonction SOLVEUR.

## ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

**Barnea et autres [1986]** ont examiné l'effet de l'injection de gaz sur des particules solides grosses et cela dans un écoulement solide-mixtures liquides dans les drains horizontaux. Ils ont suggéré que l'injection de gaz a un effet positif sur le transport des cuttings du à la formation des poches de gaz qui réduisent les pertes de charge dans les faibles débits de boue.

**Holte [1987]** a fait des investigations par le biais d'expériences sur le mouvement des particules de sable dans des drains horizontaux et a déterminé l'injection limite de liquide et de gaz pour la formation des lits de sables. L'une des conclusions de son étude est que l'effort de cisaillement agissant sur la surface du lit de sable est principalement responsable du soulèvement des particules solides du lit.

**Xiao et autres [1990]** ont présenté un modèle mécaniste pour un régime d'écoulement et la prédiction de la perte de charge pour un écoulement dans des drains ont été développées. Le modèle simule l'écoulement permanent d'air et de liquide.

**Peden, Ford et OyeneIn [1990]** ont présenté des résultats d'une étude expérimentale sur l'influence de l'angle d'inclinaison, la taille des cuttings, l'excentricité des tiges de forage, le débit du fluide, la géométrie de l'annulaire et la rotation des tiges de forage sur la vitesse minimale de transport des cuttings. Ils ont trouvé que le cas le plus mauvais se produit entre l'angle 40 et 60 degré. Ils ont observé que les petits cuttings sont transportés plus efficacement dans tous les angles d'inclinaisons en utilisant des fluides à faible viscosité. Dans les angles entre 0 et 50° les grands cuttings sont transportés efficacement. Le transport des cuttings dans ce cas est fortement influencé par le régime d'écoulement. Dans un annulaire excentrique il est facile de le nettoyer que dans le cas concentrique. Dans un annulaire large, la rotation des tiges n'a pas d'effet significatif sur le nettoyage du puits.

**Guo, Hareland, et Rajtar [1993]** ont présenté un modèle théorique pour prédire les débits requis d'air et de boue dans l'opération de forage aérée de boue pour les puits verticaux. Dans cette approche ils ont traité le fluide multiphasique comme une mixture fluide homogène de liquide, de gaz et de solide dans un régime d'écoulement à bulles. Ils définissent la capacité de transport d'un fluide aérée comme maximum de cuttings que peut remonter ce fluide.

**Campos [1995]** a présenté deux modèles mécanistes pour prédire le transport des cuttings dans des puits à forte pente. Le premier, est un modèle 1-D, tient compte de la section moyenne, la vitesse du fluide et la concentration des cuttings à travers une section annulaire. Le second, est un modèle liquide-solide, qui tient compte des profils de concentration des cuttings et de vitesse du fluide.

**Bassal [1995]** a étudié expérimentalement l'effet de la rotation de la garniture de forage sur le nettoyage du trou pendant le forage directionnel. Les variables considérées dans ce travail sont : la vitesse de rotation, l'inclinaison du trou, la rhéologie de la boue, les dimensions des cuttings, et le débit de la boue. Les résultats ont prouvé que la rotation de la garniture a un effet significatif sur le nettoyage de trou dans le forage directionnel. Généralement, les plus petites particules de solides sont difficiles à transporter pour une boue de faible rhéologie, mais l'utilisation des grandes vitesses de rotation en conjugaison avec une grande viscosité cela est plus facile. Une boue de faible viscosité nettoie mieux le trou qu'une boue à grande viscosité dans le cas du forage en sliding.

**A.L.Martin [1996]** a présenté une étude expérimentale sur l'érosion d'un lit de cuttings déposé au fond, d'une section horizontale en utilisant des fluides newtoniens. Dans son étude, il a évalué l'effet du diamètre du puits et des tiges de forages, l'excentricité, l'inclinaison du puits, le diamètre des cuttings et la rotation des tiges de forage sur le déplacement du lit de cuttings.

**Gillies et autres [1997]** ont présenté des résultats expérimentaux obtenus des tests sur le transport des particules de sable dans un drain horizontal en prenant l'air et l'eau comme fluide de transport. Les résultats indiquent que le gaz injecté a une très petite influence dans le transport des particules de sable pour des vitesses très faibles. Il a été aussi observé que le taux d'injection de gaz fait augmenter le taux de transport des solides.

De la même façon, des études expérimentales sur le transport de particules de sable avec l'écoulement air-eau dans un drain horizontal ont été réalisées par **Tippetts et Priestman [1997]**. Dans des faibles vitesses superficielles de liquide et de gaz, un lit de sable uniforme et stationnaire est formé. Des dunes mouvantes sont aussi observées. Le mouvement des dunes a pour son origine lorsque des particules solides en amont sont soulevées et redéposées en aval de la dune. Basé sur des résultats expérimentaux, ils ont présenté une carte de régime d'écoulement pour le mouvement des solides dans le drain en fonction des vitesses superficielles de liquide et de gaz.

**Azar et Alfredo Sanchez [1997]** ont présenté un article où ils ont défini les facteurs qui influencent sur le nettoyage du puits comme : la vitesse annulaire du fluide, la rotation de la garniture de forage, les propriétés de la boue, la taille des cuttings, l'excentricité de la section et le taux d'avancement du forage (ROP).

**Sanchez [1997]** a présenté ses résultats sur l'effet de la rotation des tiges sur le nettoyage du puits lors d'un forage directionnel. L'étude montre que la concentration des cuttings est fonction de la vitesse de rotation de la garniture, l'inclinaison du puits et le débit du fluide de forage.

**Li et Walker [1999]** ont entrepris des expériences et ont développé un programme machine pour prédire le transport des cuttings dans un écoulement multiphasique (de gaz-liquide-solides). Ils ont conclu que la fraction de volume de la phase liquide a un impact significatif sur le transport des cuttings et le débit liquide a plus d'influence sur le transport des cuttings que le débit de gaz.

**Matthew et autres [2000]** ont présenté un article décrivant quelques expériences exécutées dans un écoulement multiphasique. Plusieurs fluides ont été choisis. Leurs résultats ont prouvé que, dans un écoulement slug, l'eau et le pétrole de basse viscosité pouvaient transporter les solides. Ils ont également présenté un modèle pour le transport basé sur le concept de la vitesse minimum de transport, la vitesse, qui est suffisante pour enlever des particules d'un lit de cuttings.

Un modèle permanent pour l'écoulement (gaz-liquide-solide) dans les drains, a été présenté par **Sharma et Kamp [2000]**. Le modèle explique l'injection possible séparément des courants du gaz, l'hydrocarbure liquide et l'eau dans l'écoulement. La phase liquide peut être composée d'un mélange des fluides newtoniens et non newtoniens. Le gaz est considéré existant aussi bien que dans un état libre et/ou dissous dans la phase liquide. On suppose que les particules solides sont suspendues dans un mélange homogène dans toutes les sections de la garniture de forage et l'annulaire. En raison de cette supposition, le modèle ne peut pas prédire la formation des lits de cuttings.

**Vieira [2001]** a étudié le transport des cuttings dans les anneaux horizontaux et fortement inclinés en utilisant les fluides aérés. Les trois phases étaient injectées dans la section d'essai à différentes combinaisons de débits volumétriques. La perte de charge, la pression annulaire, la température et les accumulations de cuttings ont été enregistrées dans chaque expérience. Des épaisseurs de lit des cuttings ont été visuellement mesurées le long de la section d'essai. Les effets des débits de gaz et de liquide, du taux de forage (ROP), de l'angle d'inclinaison, la perte de charge et les régimes d'écoulement sur le transport des cuttings ont été étudiés.

**Gunawan et Rubiandini [2002]** ont recherché à déterminer la pression hydrodynamique de fond dans un coiled tubing dans un forage en underbalance, la détermination des propriétés physique de la mixture fluide surtout lors de la présence du fluide de formation. Comme ils ont déterminé et discuté sur l'effet de quelques paramètres qui influent sur le transport des cuttings.

**Naganawa et autres [2002]** ont entrepris une étude expérimentale sur le transport des cuttings dans une boue de forage aérée. Ils ont constaté que l'injection d'air réduit de manière significative le débit liquide critique et améliore l'efficacité de transport des cuttings dans un anneau excentrique fortement incliné, à l'exception du cas horizontal, dans lequel des vitesses annulaires beaucoup plus élevées sont exigées pour transporter efficacement les cuttings.

Une étude expérimentale sur le nettoyage du trou avec des fluides aérés à des angles d'inclinaison intermédiaires a été entreprise par **Pereira [2003]**. L'eau a été employée comme phase liquide, l'air comme phase gazeuse et des particules de gravier comme cuttings de forage. Des corrélations pour prédire le débit critique de gaz et la concentration volumétrique des cuttings ont été présentées. On a signalé qu'il y a une réduction de la concentration des solides quand les débits de liquide ou d'air augmentent. Cependant, les débits liquides ont plus d'influence que les débits de gaz.

**Zhou et autres [2008]** ont entrepris une étude expérimentale sur le transport des cuttings par une boue aérée. Les expériences ont été menées sur un annulaire concentrique à des hautes pressions et à des hautes températures.

Un modèle mécaniste pour le transport des cuttings de l'écoulement air-eau a été développé pour prédire la concentration des cuttings dans les puits horizontaux. Les résultats expérimentaux et le modèle de prévision développé montrent que : Le volume des cuttings accumulés dans l'anneau est très sensible au débit liquide. La température affecte de manière significative sur l'efficacité de transport des cuttings dans les boues aérées, car la température affecte la viscosité des deux phases. Une température élevée cause une augmentation significative de la concentration des cuttings dans des conditions d'écoulements données.

# **Chapitre I**

## **Partie géologique**

## Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

### I.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

### I.2. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie ; il est limité :

\* Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].

\* Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

\* Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

\* A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

\* Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

\* Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.

\* A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.



Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

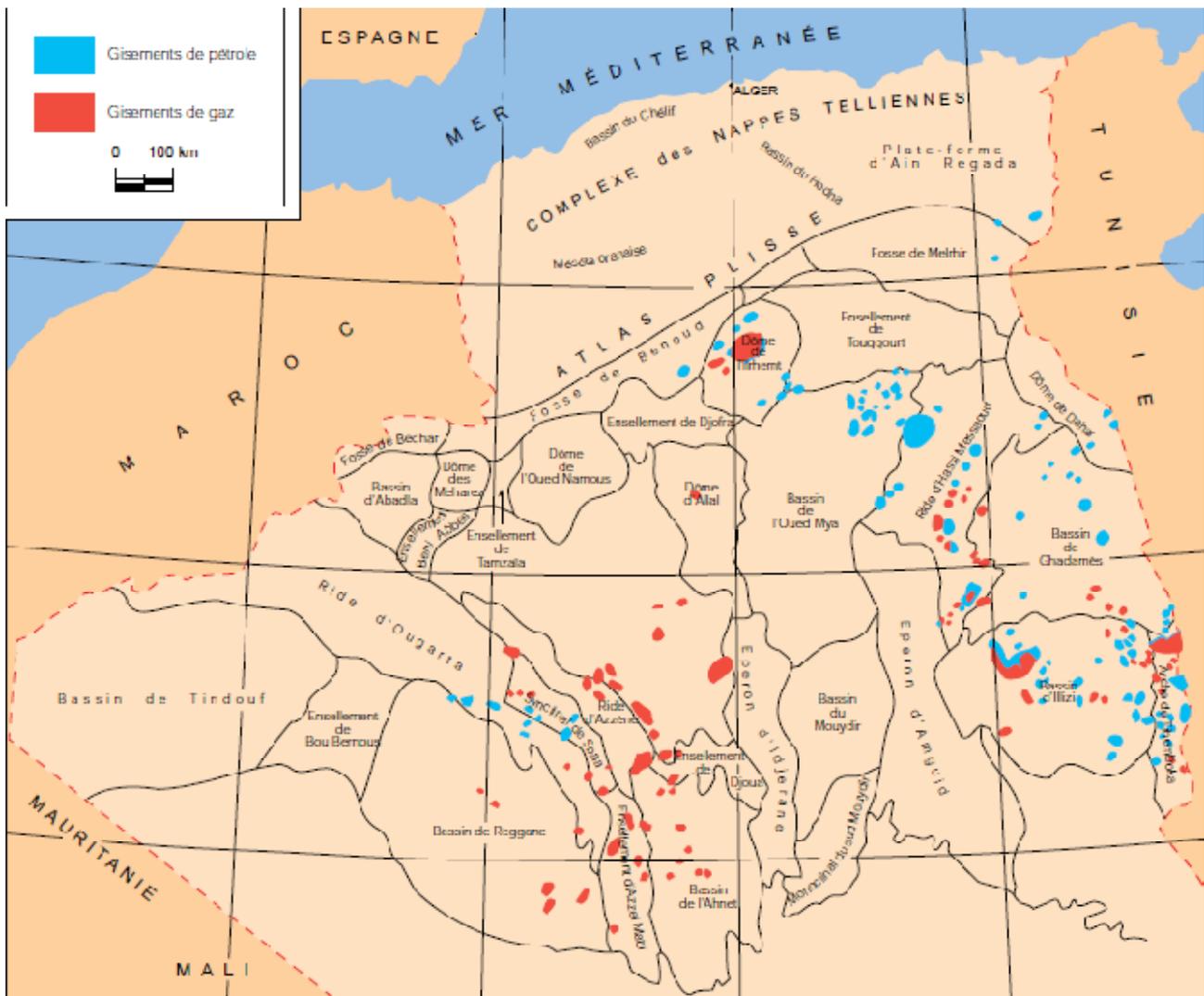


Figure 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

### I.3. Zones et numérotation des puits :

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Figure 3). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

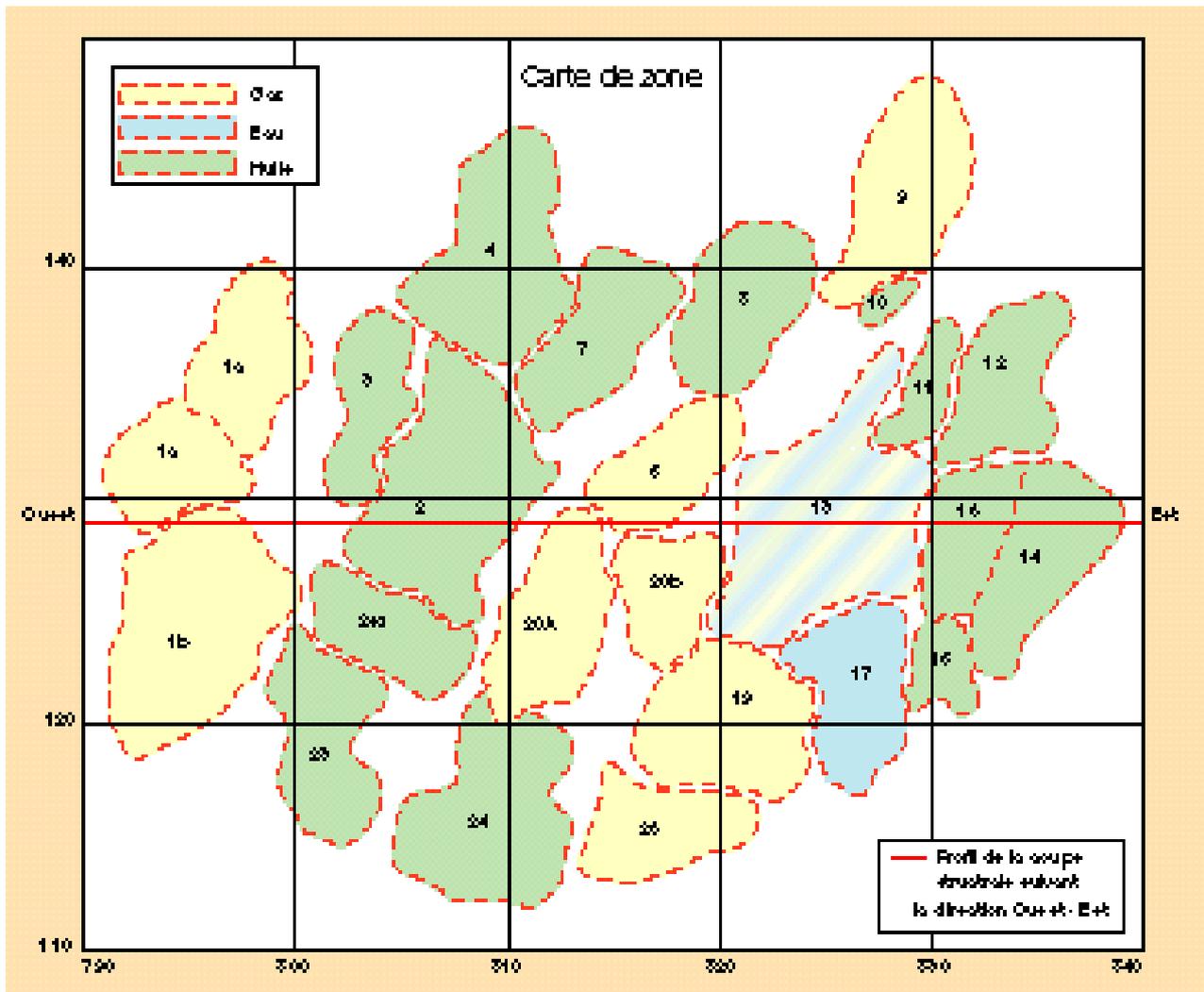


Figure 3 : Carte de zones.

#### I.4. Genèse et origine de l'huile :

Le réservoir de Hassi Messaoud est à 3300 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien.

**NB :** L'âge géologique du Cambrien de HASSI-MESSAOUD a été daté par **Mobil Field Research Laboratory** à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. par la méthode Rubidium/Strontium (chronologie absolue).

Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de Hassi Messaoud :

Les bancs argileux des argiles d'El-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures. Les argiles du silurien, puissante série, riches en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs.

L'extension géographique des niveaux, leur importante radioactivité et les tests géochimiques réalisés leur confèrent le rôle de roche mère potentielle ayant généré une grande partie de l'huile.

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur où le piégeage a eu lieu (vers 110 millions d'années).

### I.5. Aperçu structurel :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale N-E/S-W. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne N-N-E/S-S-W ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction sub-latitudinale Ouest-Nord-Ouest/Est-Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben. Les failles moyennes compartimentent le gisement en zones de production distinctes, elles sont de l'ordre de trentaine de mètres et peuvent atteindre plus de 100 m dans certains cas.
- Les cassures sans rejets remarquables, qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

### I.6. Notion de drain et subdivisions du réservoir :

La notion de drains a pris naissance à raison d'une correspondance sédimentologie et diagraphique et à la qualité du réservoir.

Le terme de drains, qualifiants des zones ou unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncident bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

Rappelons que les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes :

- ✓ **Niveau R3** : généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.
- ✓ **Niveau R2** : ne présentant que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure (19% des réserves). Il ne produit pas directement dans les puits forés dans son toit, mais il alimente le réservoir Ra par un important flux vertical d'huile. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab, le premier sous niveau se caractérise par une épaisseur moyenne non érodée de 80 m qui forme des fois l'aquifère, 17% d'argile en moyenne. la perméabilité est relativement meilleure dans le R2ab.

- ✓ **Niveau Ra** : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :
  - **Zone I** : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :  
Drain D1.  
Drain ID (Inter Drain).  
Drain D2.
  - **b. Zone II** : Fine intermédiaire (D3).
  - **c. Zone III** : Grossière supérieure (D4).
- ✓ **Niveau Ri (D5)** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves), une épaisseur moyenne non érodée de 45 m, un dépôt sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer environ 30% d'argile, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

### I.7. Description et caractéristiques du réservoir :

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm<sup>3</sup> ; Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m ( $S_w = 100\%$ ) il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du Réservoir Cambrien situé environ de 3300 m à 3500 m de profondeur.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile.

### I.8. Liaison couche - trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté ; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée. Vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicée de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, a permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation a été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a

été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert.

### **I.9. Problèmes d'exploitation du champ :**

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en gas-lift), puits injecteurs, 117 producteurs d'eau.

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels (zones Sud-Est) qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple). L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltènes soit faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes.

### **I.10. Position du puits ONIZ40 :**

Le puits ONIZ40 est situé dans la zone sud en dehors du Hassi Messaoud entre ONIZ402 et ONIZ402bis.

Le puits ONIZ40 est dans un secteur fortement compartimenté à côté des puits ONI403, ONIZ301, ONIZ402, ONIZ402bis, ONIZ303 et ONIZ411; ces puits seront pris comme référence pour l'estimation des caractéristiques pétrophysiques.

Le secteur de l'établissement a de bonnes porosités allant jusqu'à 13%. Les drains ciblés par le puits ONIZ40 (D2, ID) ont également de bonnes porosités qui varient entre 5 et 13%.

Le puits ONIZ40 est établi à environ 300 m au sud du puits ONIZ402.

Cet établissement est justifié suite aux bonnes performances du puits ONIZ402 foré en 2006 et abandonné en 2009 avec un débit d'huile de 8,7 m<sup>3</sup> / h. Ce dernier a été abandonné au moment d'une opération de snubbing pour le repêchage de deux poissons (outils) laissés au fond du puits.

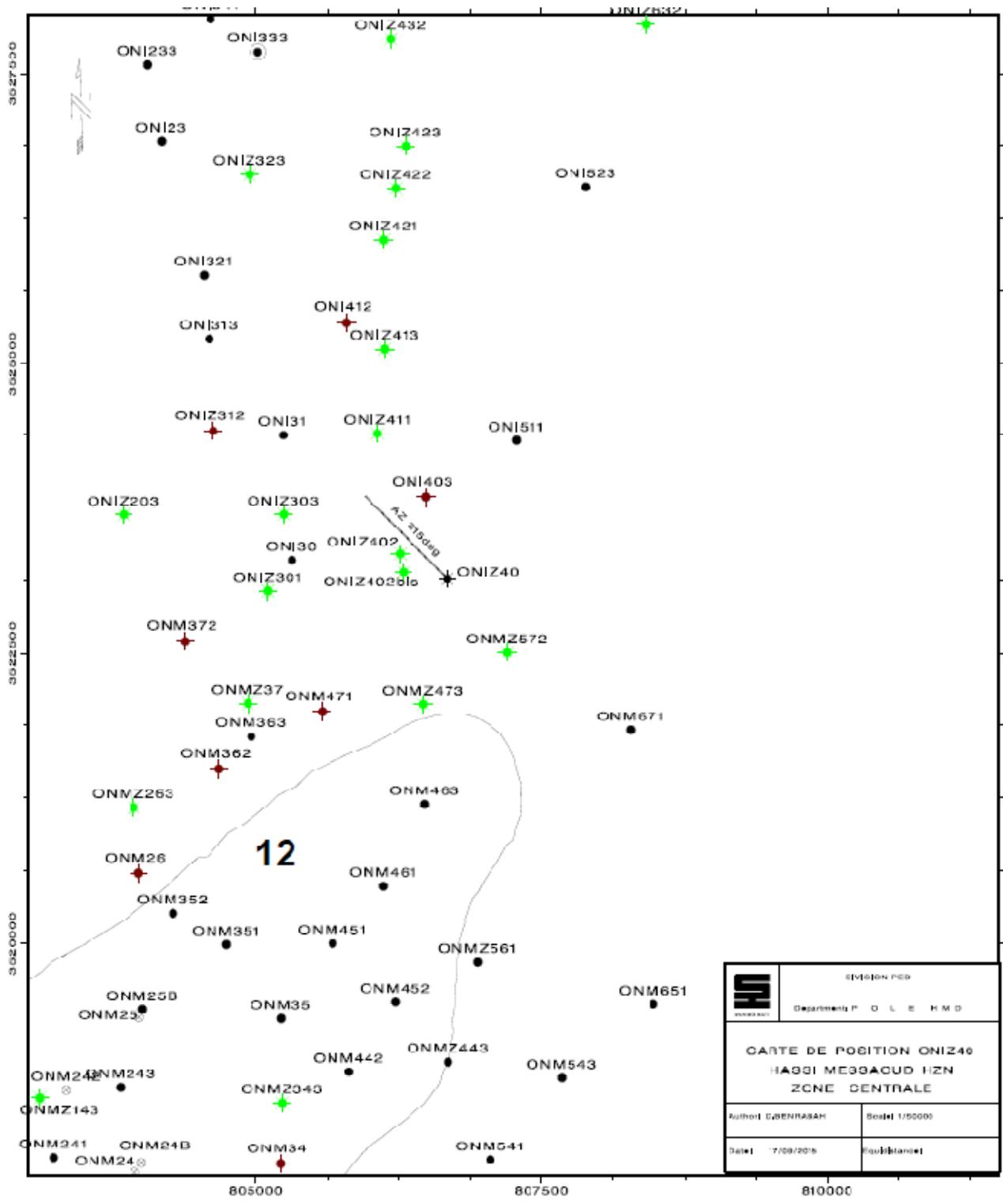


Figure 4 : Position du puits ONIZ40.

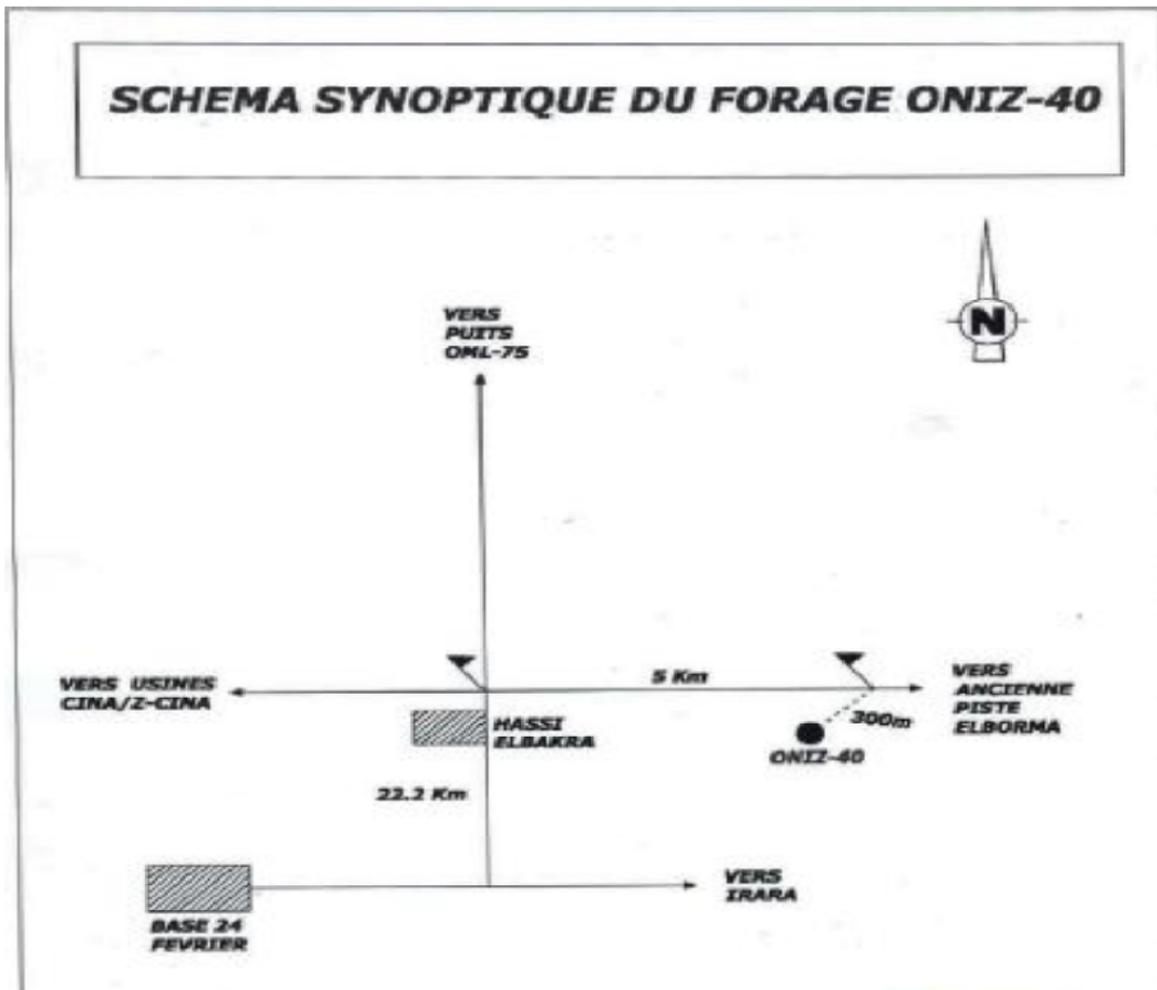


Figure 5 : Schéma synoptique du forage ONIZ40.

**I.11. Les puits d’extension (offset Wells) :**

No.	PUITS	APPAREIL	DISTANCE ( KM )	DATE DE DEMARRAGE DU FORAGE
1	ONIZ402BIS	ENF29	0.39	15/11/2012
2	ONIZ402	ENF16	0.47	05/01/2006
3	ONMZ572	ENF29	0.82	25/01/2007
4	ONIZ411	TP194	1.40	04/07/2005
4	ONIZ301	ENF36	1.57	10/06/2006

Tableau 1 : Offset wells.

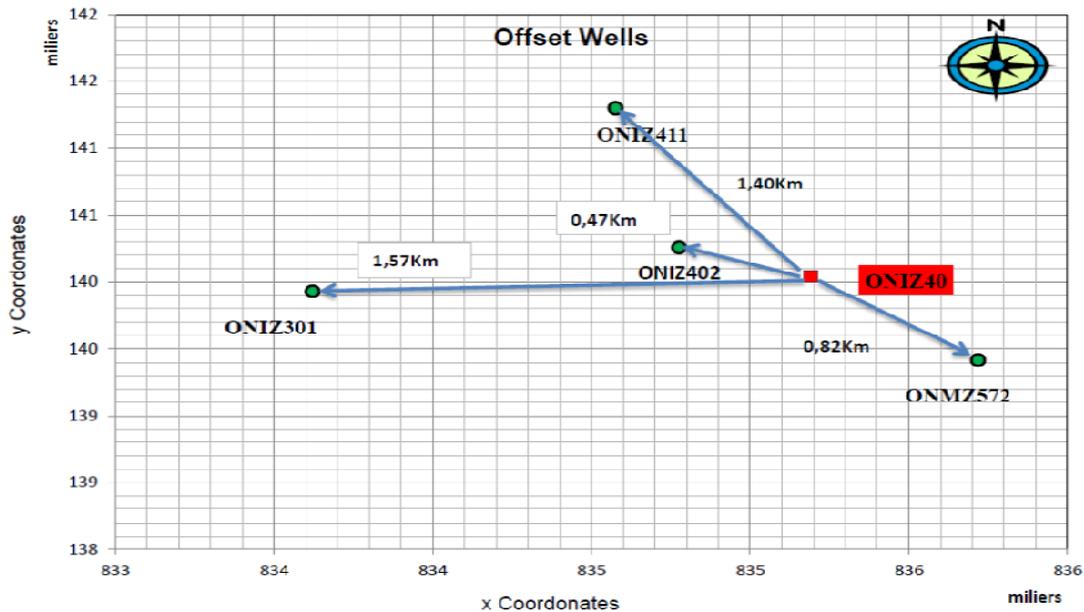


Figure 6 : Offset wells.

**I.12. Description du puits :**

ONIZ40 est un puits de développement, horizontal, producteur d'huile, à forer dans la subdivision ONI du champ de Hassi Messaoud.

Le puits ONIZ40 sera foré à une profondeur totale de 3439 m (TVD) et 4182.48 m (MD), L'objectif principal est de forer 645 m du drain horizontal dans des conditions d'underbalance dans le réservoir Cambrien Ra (D2, ID).

Nom du puits	ONIZ40	
Champ	HASSI MESSAOUD	
Classification du puits	Development	
Opérateur	SONATRACH	
Contractant	ENF	
Appareil de forage	ENF47	
Location	LSA	X = 835190.40 m, Y = 140041.82 m
	Latitude	N 31° 48' 18.3111"
	Longitude	E 06° 14' 20.57"
	UTM Zone 31	X = 806 673.976 m Y = 3523134.022 m
Elévations	Niveau du sol	161.393 m au dessus du niveau moyen de la mer
	Elévation de la table de rotation	9.14 m au dessus du niveau du sol
	Elévation de la table de rotation	170.53 m au dessus du niveau moyen de la mer
Profondeur	TVD / TMD	3439 m/ 4182m

Tableau 2 : Description du puits.

### I.13. Objectifs du puits :

➤ **Objectifs de production :**

- Réservoir Cambrien Ra (D2-ID).
- Well Logging pour évaluer l'occurrence totale du réservoir et sa qualité.
- Évaluer les réservoirs.

➤ **Objectifs opérationnels :**

- Atteindre le ROP exigé par SONATRACH.
- Réduire le NPT (temps non productif).
- La collecte des informations et des enseignements pour une meilleure optimisation de forage.
- Atteindre les objectifs d'acquisition du logging électrique.
- Avoir des données précises et complètes y compris le coût.

➤ **Avantages du forage en underbalance :**

- Augmenter le taux de pénétration ROP.
- Minimiser les risques d'endommagement du réservoir.
- Éviter les coincements dus au collage par pression différentielle.
- Réduire l'instabilité des parois du puits.
- Augmentation des réserves.
- Améliorer le taux de production.
- Améliorer la récupération ultime.
- La caractérisation des réservoirs en temps réel.
- Identifier la pénétration des fractures verticales à proximité.

I.14. Résumé du puits ONIZ40 :

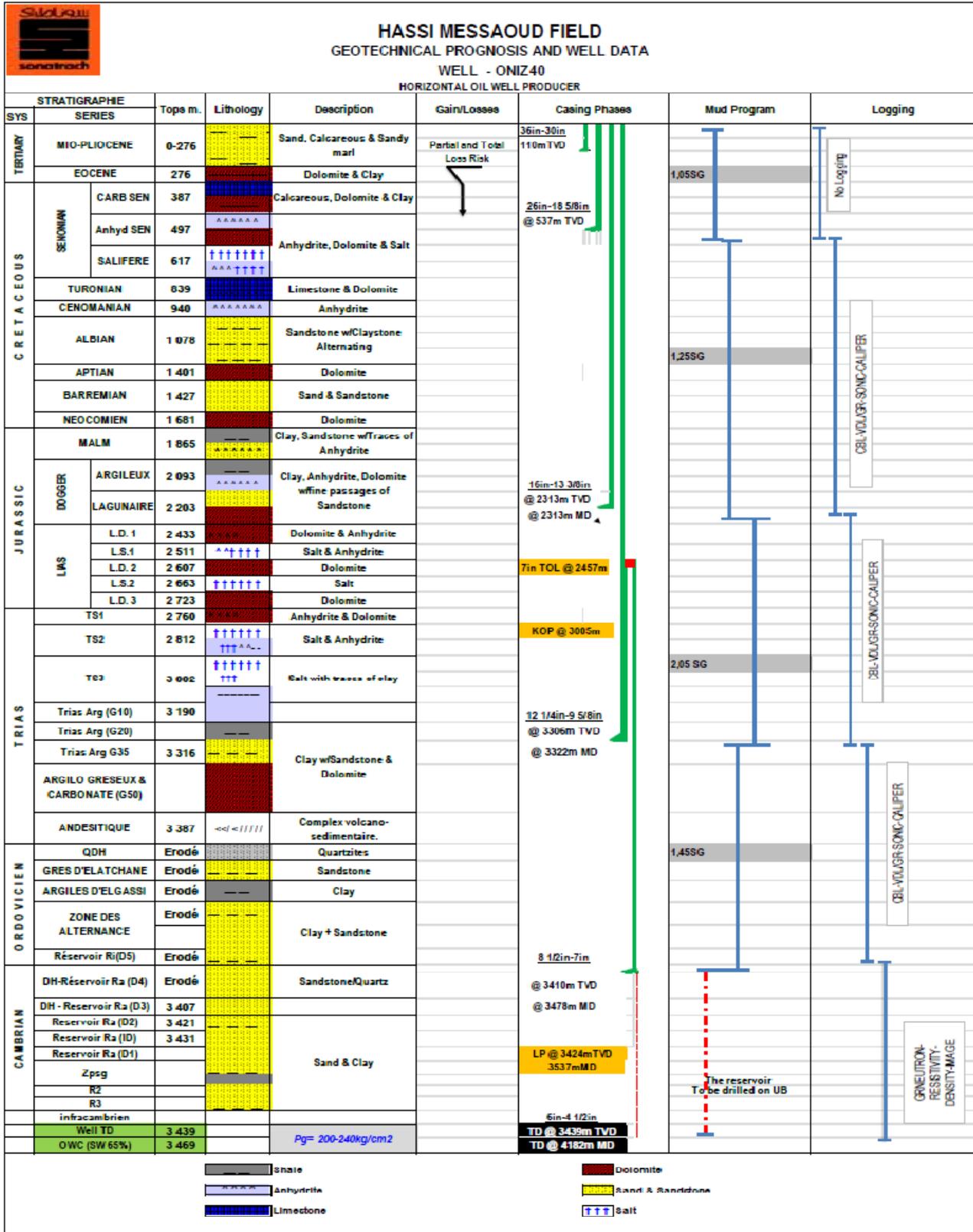


Figure 7 : Well summary.

# Chapitre II

## Généralités sur le forage horizontal

## Introduction :

Le forage horizontal est réellement né en Juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine Lacq-90 dans le sud de la France.

Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autre en Russie, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80.

Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pelican lake au Canada. A la fin des années 80 des centaines puis des milliers de puits horizontaux étaient forés chaque année.

Un tel succès ne s'explique que par les excellents résultats obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements:

- développement des outils de mesures en temps réel.
- développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- évolution des fluides de forage et des équipements de contrôle des solides.
- meilleure compréhension du comportement du train de tiges.

En Algérie le forage horizontal est une technique relativement nouvelle, c'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZI), ce puits a été réalisé à Hassi R'Mel (l'anneau d'huile). Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés, l'un à Hassi-Messaoud, l'autre à Tinfouyé Taban-Kort (TFT) en 1993.

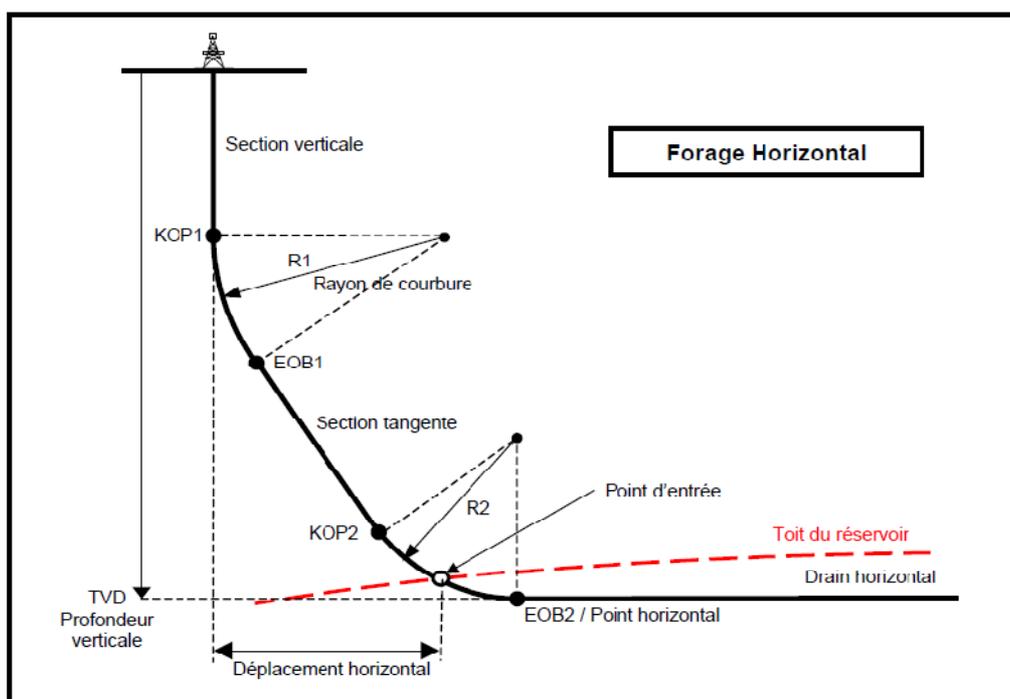


Figure 8 : Profil d'un puits horizontal.

## II.1. Applications du forage dirigé :

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

### a- Réservoirs de faible épaisseur :

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain et le but d'un puits horizontal c'est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits nécessaires pour exploiter le réservoir.

### b- Réservoirs fissurés :

Connaissant l'orientation des fissures verticales, on peut positionner le drain d'une façon à ce qu'il recoupe le maximum de fissures ( sub vertical ) qui peuvent être traversées par un puits vertical, et peut apporter un gain de production très important, car les fissures vont servir de conduites supplémentaires de bonne perméabilité.

### c- Réservoirs hétérogènes :

Ce sont des réservoirs heptagones ou contenant des fissures non poreuses, dans ce cas un drain horizontal a de plus grandes chances de rencontrer des zones de bonne perméabilité (productivité), dans ces réservoirs la productivité peut être multipliée par un facteur allant de 4 à 10 fois celle d'un puits vertical.

### d- Puits d'interception (Relief well) :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).

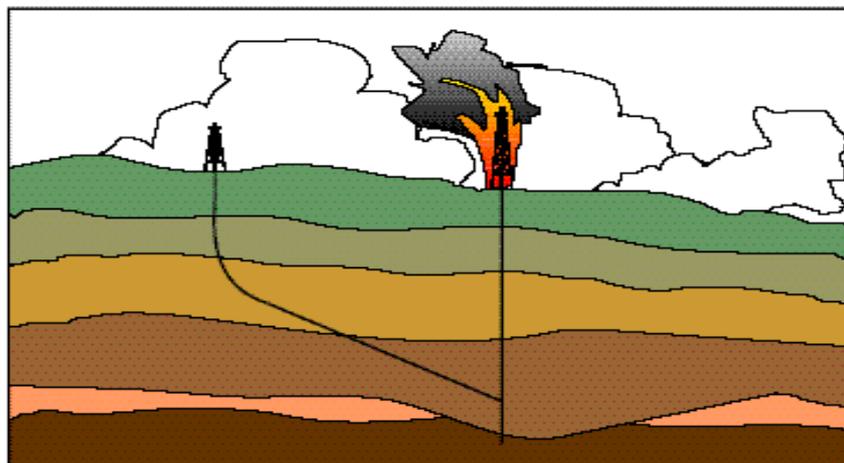


Figure 9 : Puits d'interception (Relief well).

**e- Puits latéral (Side-track) :**

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple :

- À la suite d'opérations de repêchage infructueuses ;
- En cas d'extrême dog-leg ;
- En cas de rupture de casing ;
- En cas de rencontre d'une faille imprévue.

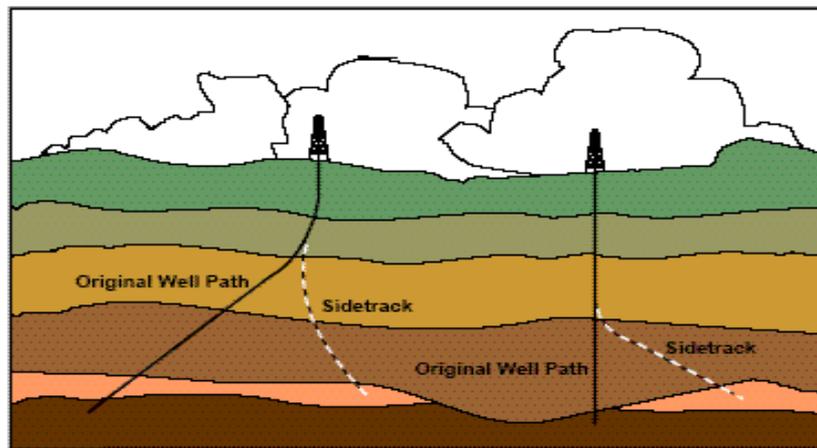


Figure 10 : Puits latéral (Side-track).

**f- Forages dirigés pour raisons géologiques :**

- Forage à travers une faille pour améliorer le contrôle de déviation ou la production.
- Forage destiné à contourner un dôme de sel.

**g- Forage de drainage :**

- Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir.
- Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

**h- Emplacements de surface impraticables :**

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore ;
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière ;
- Forages urbains ;
- Forages en montagne.

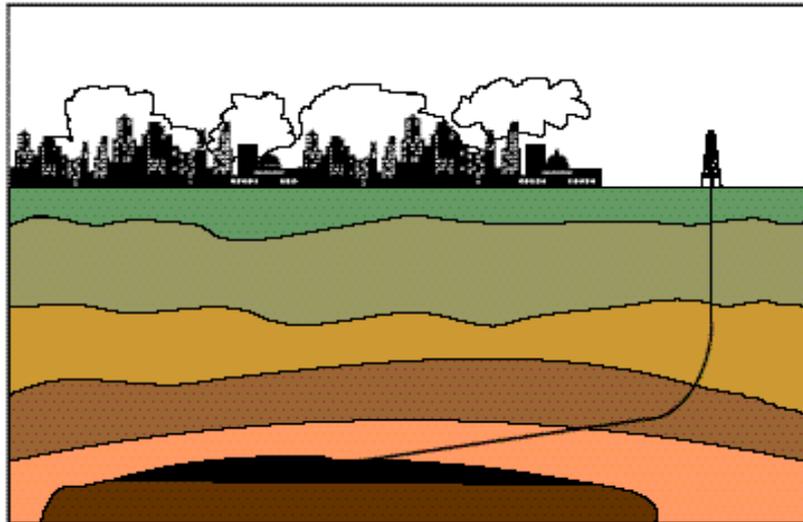


Figure 11 : Emplacements de surface impraticables.

### i- Plates-formes de production à puits multiples :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé :

- Permettant le développement économique de réservoir offshore ;
- Également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.

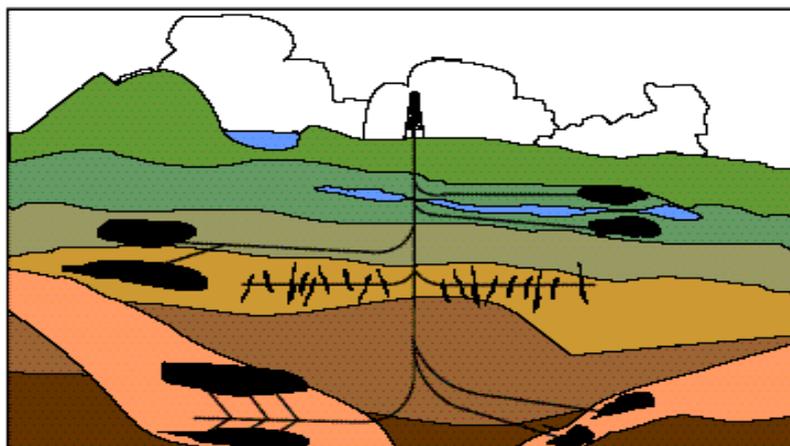


Figure 12 : Plates-formes de production à puits multiples.

## II.2. Avantages et inconvénients du forage horizontal :

### II.2.1. Avantages du forage horizontal :

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous ne mentionnerons ci après que les plus intéressants :

- le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement ;

- dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau.

Le but n'est pas ici de d'entrer dans de complexes considérations de réservoir, cependant de simple faits peuvent être rappelés :

#### a- Réservoirs fracturés :

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par un forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

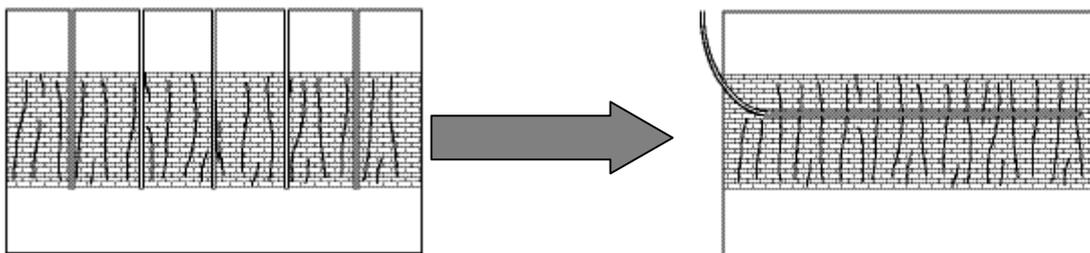


Figure 13 : Réservoirs fracturés.

#### b- Réservoirs multicouches :

Dans la plupart des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

La figure illustre un tel cas de réservoir compartimenté où un seul puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le coning.

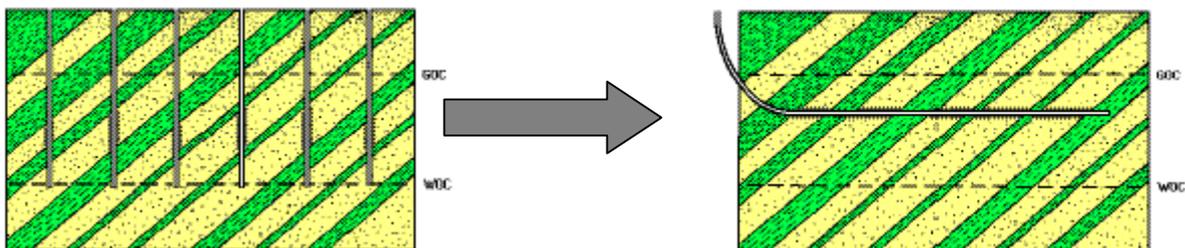


Figure 14 : Réservoirs multicouches.

#### c- Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages:

- il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente ;
- la direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

#### d- Formations non consolidées - Contrôle des sables :

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits.

Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle même proportionnelle au débit de production.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelquefois être produits sans mise en place de coûteuses crépines calibrées.

#### e- Coning du gaz et de l'eau :

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits.

Le forage horizontal aide énormément la production de tels réservoirs:

- en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau ;
- en améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau.

Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivée de gaz.

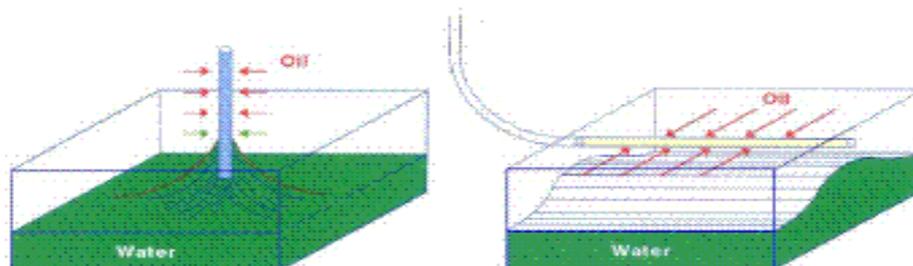


Figure 15 : Coning du gaz et de l'eau.

**f- Réservoirs d'huile lourde :**

Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe des considérations ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal.

**II.2.2. Inconvénients du forage horizontal :****a- Coûts additionnels :**

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux:

- les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc. ... ;
- le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD ;
- Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, onshore ou offshore.
- Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

**b- Risques opératoires :**

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :

- Pour atteindre la cible :

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance verticale réduite.

- Le nettoyage du puits :

Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface.

- Éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits :

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

- Le comportement des formations

Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute.

Inclinaison, en particulier leur stabilité.

- L'endommagement des formations.
- L'évaluation du potentiel de production.

II.3. Sélection du profil de puits horizontal :

Un autre aspect important lors de la sélection des puits candidats est de déterminer le profil de puits le plus approprié à son exploitation :

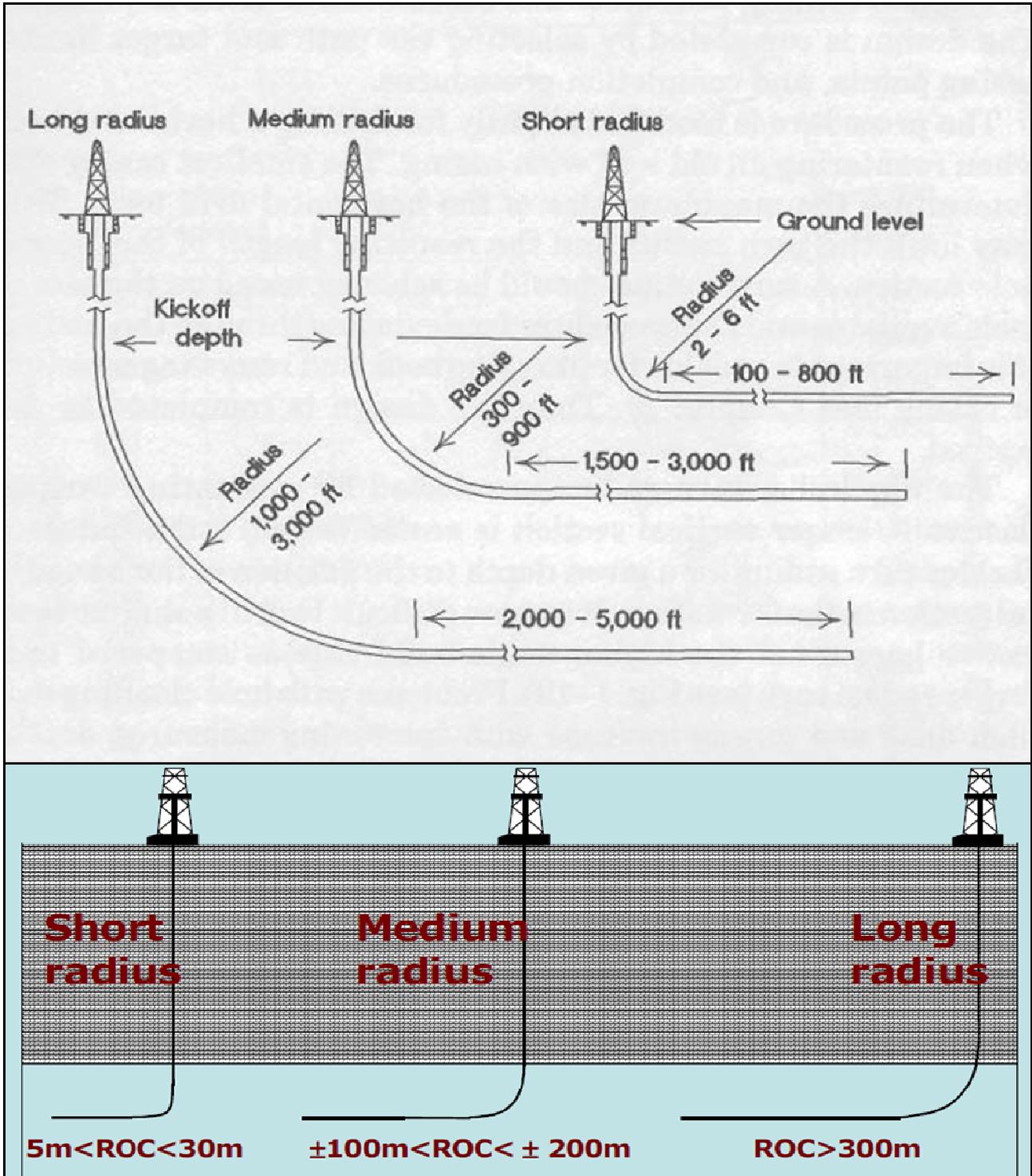


Figure 16 : Profils des puits horizontaux.

### II.3.1. Long radius :

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure  $ROC > 300\text{m}$  ou un gradient de build-up  $BUR < 6^\circ/30\text{m}$ . Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

### II.3.2. Médium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure  $\pm 100\text{m} < ROC < \pm 200\text{m}$  ou soit un gradient de build-up BUR compris entre  $6^\circ$  et  $30^\circ/30\text{m}$ . Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été surtout développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Les équipements de forage utilisés pour les puits MR sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels long radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximums générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre de  $16-20^\circ/30\text{m}$ .

### II.3.3. Short radius :

Les puits short radius ont un rayon de courbure  $5\text{ m} \leq ROC \leq 20\text{ m}$ , soit un gradient de build-up compris entre  $3^\circ$  et  $10^\circ$  par mètre.

## II.4. Les équipements spécifiques au forage dirigé :

### II.4.1. Moteurs de fond :

Il y a deux types principaux de moteurs de fond actionnés par l'écoulement de la boue

- a- la turbine : qui est fondamentalement une pompe centrifuge ou axiale.
- b- les moteurs à déplacements positifs (PDM).

Les éléments clés d'un PDM sont son rotor et son stator :

- a- Rotor : pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable ;
- b- Stator : élastomère moulé en forme d'hélice interne avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

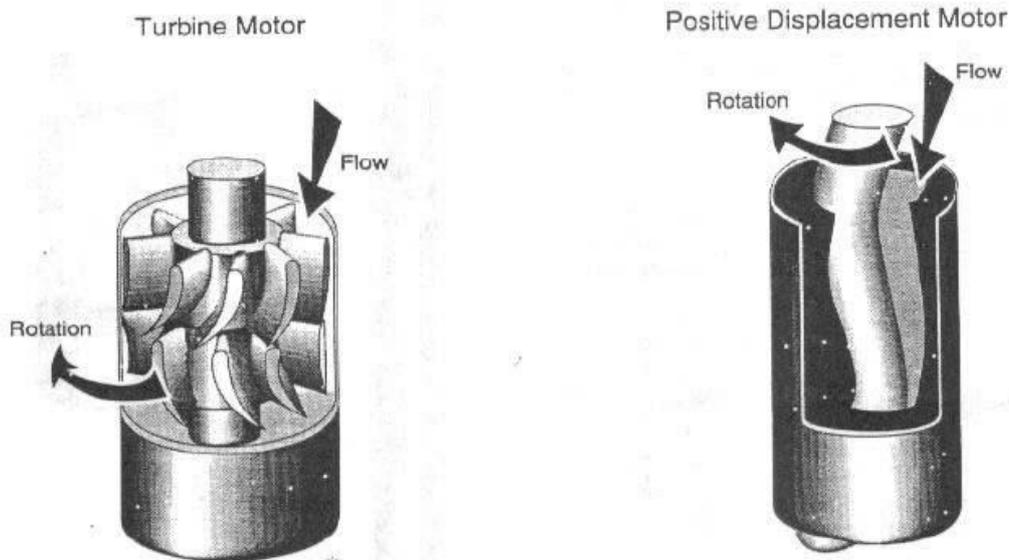


Figure 17 : Moteur de fond.

Les éléments constitutants d'un PDM sont les suivants :

- Un étage moteur : Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes ;
- Un étage de roulements : Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte ;
- Un joint universel (cardan) : Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan ;
- Un arbre d'entraînement : Il apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage.
- Une valve de détournement (by-pass) : Les PDM sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps.

#### II.4.2. Les stabilisateurs :

Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "near-bit" ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string".

Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames :

- lames intégrales ;
- lames soudées ;
- à chemise ;

- à chemise non rotative.



Figure 18 : Différents types de stabilisateurs  
(À lames intégrales - à lames soudées - à chemise).

#### II.4.3. Equipements amagnétiques :

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance.

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques, il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant des matériaux dits non magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure.

Ces matériaux amagnétiques peuvent être :

- de l'aluminium ;
- des aciers inoxydables de haute qualité ;
- des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre).

Les équipements amagnétiques les plus courants sont :

- des masse-tiges ;
- des tiges de forage ;
- des stabilisateurs ;
- des raccords ;
- MWD ;
- Steering tools.

#### II.4.4. Raccords d'orientation:

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure ("mule shoe") de l'outil de mesure.

Ils sont habituellement fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres.

La chemise peut être positionnée et bloquée dans une position permettant d'indexer l'orientation de l'outil de déviation par rapport à l'outil de mesure.

#### II.4.5. Raccords coudés :

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond (de corps droit) pour le désaxer par rapport à l'axe du puits et donc désaxer l'outil de forage.

Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur. Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique.

L'utilisation des raccords coudés tend à disparaître avec le développement des coudes incorporés aux moteurs ("bent-housing").

Les raccords coudés et les raccords d'orientation sont fréquemment combinés en seul raccord appelé "raccord coudé d'orientation".

#### II.4.6. Outils de déflexion :

Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur.

Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obliger de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.

Les Whipstocks peuvent être:

- permanent or récupérables
- orientables ou non

Ils peuvent être utilisés

- en trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral
- dans un tubage, pour y ouvrir une fenêtre

Communément utilisés au début du forage dirigé, les Whipstocks avaient peu à peu disparus avec le développement des moteurs de fond et les progrès relatifs à l'orientation.

#### II.4.7. Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits.

**a- Outils de mesures en temps différé :**

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface.

On distingue les:

- Inclinomètres ;
- Single-shots magnétiques ;
- Multi-shots magnétiques ;
- Gyroscopes.

**b- Outils de mesures en temps réel :**

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage de paramètres d'évaluation des formations.

**1- Steering tools :**

Les Steering tools mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face. Sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

**2- MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling):**

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques.

Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire. Deux systèmes de transmission sont utilisés:

- La transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("mud pulses") ;
- La transmission électromagnétique.

**3- Gyroscopes :**

Des gyroscopes à recherche automatique du Nord géographique et transmettant les informations à l'aide d'un câble électrique sont également disponibles.

En raison de leur relative fragilité, ils ne peuvent pas être utilisés en cours de forage.

# Chapitre III

## Généralités sur le forage en UBD

## Introduction :

Le forage en overbalance également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement.

Le forage en underbalance est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique inférieure à la pression de gisement.

Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement ( $\Delta P$ ) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement de la production en surface.

Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, elle a cependant, des inconvénients, par exemple, puisque la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahit les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité. Le forage en underbalance constitue donc une solution à ce problème.

### III.1. Historique du forage en underbalance :

L'Underbalance est une technique de forage qui est aussi vieille que le forage conventionnel. Les premiers puits furent forés en utilisant le câble sans présence des fluides de forage, les avantages de cette méthode étaient, pas d'endommagement du réservoir et une production élevée, malheureusement l'impossibilité de contrôler le puits pendant le forage causa une importante pollution de l'environnement et la perte des réserves d'huile.

L'utilisation du forage à l'air pour la première fois le 02 janvier 1866 comme moyen pour nettoyer le puits. Le gaz fut utilisé pour la première fois en 1932 à l'ouest du TEXAS, toutefois les russes utilisaient le forage à l'air et au gaz au début des années 1920.

Texas company a été la première compagnie à avoir utilisé la Mist comme fluide de forage en 1938, dont la phase liquide est de l'huile et le système été complètement fermé afin de récupérer tous le gaz et l'huile utilisés.

En 1950 la réapparition de l'utilisation du forage à l'air/gaz pur en Californie, Canada, à l'ouest et au centre du Texas, Utah et au bassin de San Juan de new mexico.

Au début des années 1960 l'United State Atomic Energy commença les recherches pour déterminer quel est le fluide qui permet le nettoyage du trou pour un puits de diamètre égal à 60 pouces et à une profondeur de 200 ft. Après de longues années d'expériences avec les fluides aérés et le gaz, la mousse fut identifiée et choisie comme fluide assurant la fonction hole cleaning.

Pendant les années 1960-1970 des groupes de recherches commencèrent à étudier l'utilisation de la mousse comme fluide de forage. La majorité des compagnies pétrolières ont développés des logiciels pour le calcul hydraulique associé à l'utilisation de la mousse.

A la fin des années 1980, le forage des puits horizontaux en UBD a connu un développement important avec des méthodes de mesure au cours du forage utilisant les signaux électromagnétiques EMWD, ainsi que le développement de nouvelles techniques permettant d'effectuer des mesures plus précises tel que le MWD.

### III.2. Principe du forage en underbalance :

Le principe du forage en underbalance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une  $\Delta P$  (draw down) désirée et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres.

On définit le draw down comme la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement.

$$(P_g - P_f) * 100 / P_g$$

La pression de fond (BHP) doit être maintenue entre deux valeurs de pressions limites, qui en réalité délimitent la fenêtre de la pression de travail.

La pression des pores donne la limite inférieure, alors que la limite supérieure de BHP est déterminée par :

- La stabilité des parois.
- Les débits d'injection.
- Les pressions de service de l'équipement de surface.

Dans le forage en underbalance on sélectionne un système de boue qui fournit une pression hydrostatique inférieure à la pression de réservoir d'environ 100-200 psi en général. Ceci donne un point de départ pour la sélection d'un système de fluide. L'étude de la faisabilité dépend :

- De la productivité du réservoir attendu.
- Du débit du forage qui pourrait amener le puits en overbalance pendant la circulation ( $P_{cea}$ ) ; dans ce cas un autre choix de fluide de forage sera impératif.

### III.3. Réservoirs :

Avant d'entreprendre un forage en underbalance, une étude doit être faite sur le réservoir, pas seulement sur la pression de pore mais aussi sur le mécanisme d'endommagement de la formation. Certains puits ou réservoirs sont de bons candidats pour les opérations en underbalance et peuvent engendrer une phase de récupération améliorée des hydrocarbures. D'autres formations ou champs ne peuvent pas être adaptés au forage en underbalance pour une variété de raisons. Celles-ci peuvent se résumer comme suit :

Les réservoirs candidats à l'UBD :

- Formations susceptibles d'être endommagées pendant le forage ou la complétion.
- Formations susceptibles de provoquer un coincement différentiel.
- Formations soumises aux pertes de circulation.
- Puits avec de grandes fractures macroscopiques.
- Formations dures dont l'avancement en forage conventionnel est faible.

Les réservoirs qui ne sont pas candidats à l'UBD sont les :

- Puits dont la perméabilité est extrêmement faible.
- Formations non consolidées.
- Puits soumis à des instabilités de parois.
- Puits qui contiennent des zones multiples avec des pressions différentes.

Une fois que les questions de réservoir sont levées, on étudie les avantages du forage en underbalance ainsi que la stabilité du profil proposé. Si ces facteurs sont positifs, on peut à partir de cette étape, sélectionner le matériel de surface adéquat.

#### III.4. Objectifs du forage en underbalance :

Les objectifs de l'UBD peuvent être résumés en deux principales catégories, la récupération maximale des hydrocarbures et la minimisation des problèmes de forage, permettant de réduire les coûts d'un puits par les facteurs suivants :

❖ Réduction du coût de forage :

- Longévité de l'outil.
- Réduction du coût de fluide de forage.
- Réduction du temps non productif.
- Elimination du DST et de la stimulation.

❖ Diminution de l'endommagement de la formation :

- Réduction de l'endommagement du puits.
- Augmentation de la production.

❖ Evaluation en temps réel :

- Anticipation de la production.
- Evaluation de la production en cours de forage.
- Augmentation de la récupération ultime.

### III.5. Avantages et inconvénients du forage en underbalance :

#### ❖ Avantages de l'UBD :

- Augmentation du taux de pénétration.
- Réduction de l'endommagement de la formation.
- Elimination du coincement par pression différentielle.
- Elimination du risque de perte de circulation.
- Diminution du poids sur l'outil.
- Amélioration de la durée de vie de l'outil.
- Réduction de la taille du cuttings d'où l'effet sur le nettoyage du puits.
- Acquisition des données de réservoir en temps réelle.

#### ❖ Inconvénients de l'UBD :

- Instabilité des parois.
- Problème de consolidation des parois.
- Augmentation du cout de forage selon le système utilisé.
- Incompatibilité avec MWD (drill pipe injection).
- Possibilité d'endommagement mécanique sur les parois.
- Discontinuité dans les conditions de l'underbalance.
- Problème de nettoyage de fond du trou.
- Augmentation du torque et des frictions (tirage).

### III.6. Types de fluide de forage :

La sélection correcte du type de fluide utilisé dans l'underbalance est la clé de la réussite du forage en underbalance. Trois types de fluide peuvent être utilisés.

- Fluides incompressibles (liquides), par exemple : eau, boue, brut.
- Fluide biphasique (mousse, Mist, boue aérée, brut et azote).
- Air ou gaz naturel.

#### III.6.1. Les fluides incompressibles :

Dans le cas où la pression de fluide des pores dépasse la pression hydrostatique de l'eau douce ou l'eau salée (la saumure) à la même profondeur, il est possible d'utiliser un liquide monophasique compatible avec le fluide de la formation à forer (réservoir). Et qu'il doit avoir une bonne capacité de transport de déblais vers la surface.

### III.6.2. Fluides bi phasiques :

Ce type de fluides se compose d'une phase gazeuse et d'une phase liquide (eau, huile, boue à base d'huile). L'azote ou l'air constituent la phase gazeuse dans ce système. Ce fluide permet d'avoir des densités suffisantes pour créer les conditions d'underbalance. Aussi il remplit les rôles d'un fluide de forage en matière de lubrification de l'outil et de nettoyage du trou.

### III.6.3. Fluides gazéifiés :

La fraction du volume liquide dans un mélange dépasse 25% approximativement et le gaz forme des bulles isolées qui sont indépendantes de la phase liquide à la mesure que les deux phases peuvent se déplacer avec des vitesses différentes. Le liquide peut être de l'eau douce ou salée, ou même du gasoil ou de l'huile brute.

Leurs caractéristiques sont :

- La séparation du gaz et de liquide est contrôlée correctement.
- Les vitesses, surtout en surface, sont moins importantes, ce qui réduit l'érosion du matériel de surface et de fond.

#### ❖ Air :

L'air a été utilisé comme fluide de forage dans les premiers puits forés en UBD. Aujourd'hui, le forage avec de l'air est encore appliqué, mais dans les formations dures.

L'usage de l'air dans des formations à hydrocarbure n'est pas recommandé, car il contient de l'oxygène. Ce dernier et le gaz naturel forment un mélange explosif.

#### ❖ Azote :

L'azote avait été utilisé dans l'industrie pétrolière depuis longtemps, en premier lieu dans les opérations de stimulation des puits, DST et pour faire débiter un puits neutralisé.

Aujourd'hui, l'usage de l'azote dans les opérations du forage en underbalance est bénéfique, car il permet d'éviter des problèmes de forage.

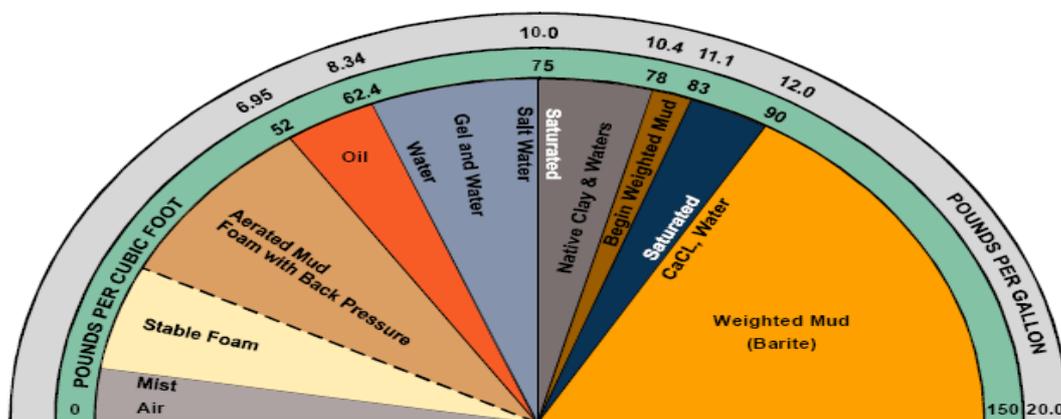


Figure 19 : Les Fluides de Forage et leurs densités relatives.

### III.7. Techniques d'injection :

En général, la sélection du fluide gaz/liquide et la technique d'injection sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle de fluide de formation.

Cependant, les gaz qui contiennent de l'oxygène ne sont pas recommandés pour deux raisons :

- La corrosion du matériel tubulaire.
- L'inflammation.

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

#### III.7.1. Injection par l'intérieur des tiges (Drill pipe injection) :

Le liquide et le gaz comprimé sont injectés au même temps à l'intérieur de la garniture de forage.

❖ Les avantages de cette technique sont :

- Ne requiert pas l'utilisation d'équipement supplémentaire dans le puits.
- L'usage des valves anti-retour (NRV) est exigé pour prévenir le back flow à l'intérieur des tiges.
- Augmentation de l'avancement.
- Economique : réduction des coûts UBD du à moins de débit de gaz.

❖ Les inconvénients de cette technique sont :

- Obligation d'arrêter l'injection du gaz et de purger toute pression piégée restante dans les tiges à chaque connexion. Ce qui provoque une augmentation de la pression de fond et la possibilité de basculer en overbalance.
- L'usage de MWD conventionnels est seulement possible jusqu'à 1% de gaz par volume.
- Endommagement de rubber de moteur de fond, et coating plastique des tiges de forage par l'azote.

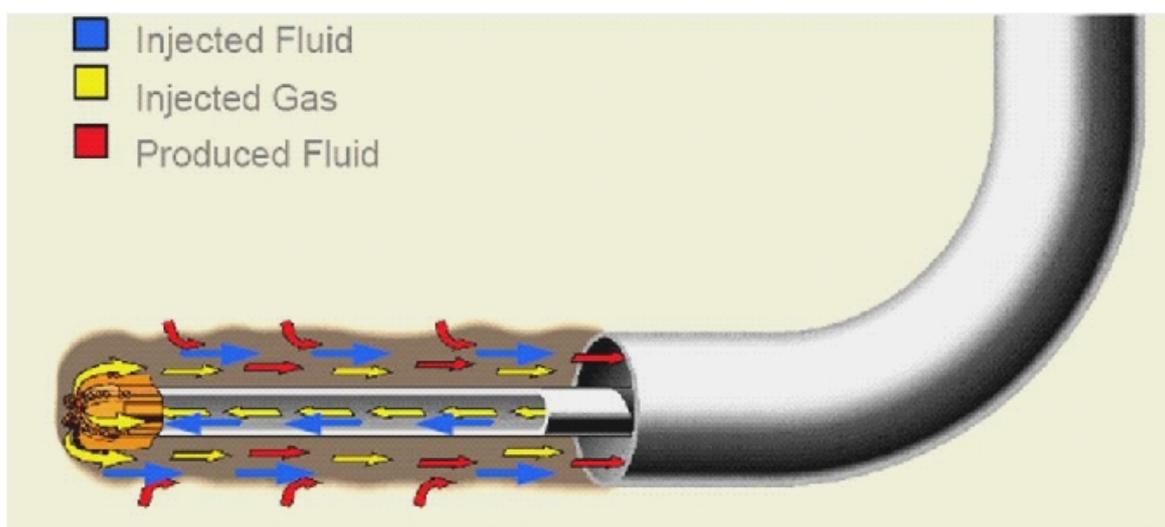


Figure 20 : Injection par le train de tige (Drill Pipe Injection).

### III.7.2. Injection par l'annulaire :

L'injection par l'annulaire est très utilisée dans la Mer du Nord. Pour un nouveau puits, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation ciblée. Le liner est alors prolongé en surface par le biais d'un tie back et suspendu avec un tubing hanger spécial. Le gaz est injecté dans l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage.

❖ Les avantages de l'injection par l'annulaire sont :

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connexions.
- Réduction du slugging en surface.
- Moins d'endommagement pour la garniture.

❖ Les inconvénients de ce type d'injection sont :

- Restrictions dans la géométrie des tubages.
- Un tubing head spéciale est requis.
- Augmentation du temps de mobilisation de l'appareil due à un ROP moins par rapport à la technique précédente.
- Augmentation du coup de l'opération UBD, due aux volumes importants d'azote injectés.

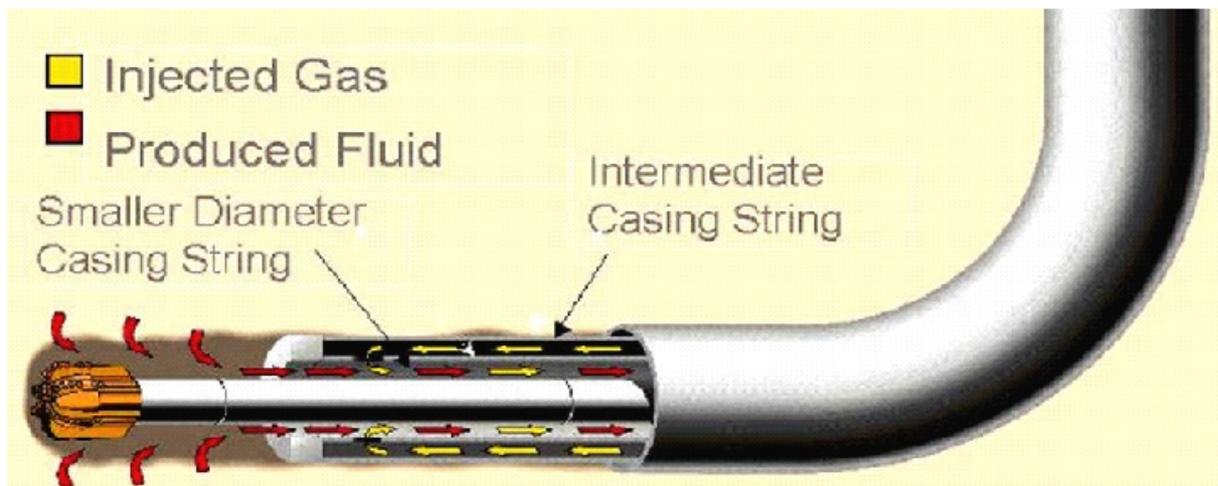


Figure 21 : Injection du gaz par l'annulaire du tubage (Concentric Casing Gas Injection).

### III.7.3. Injection par un parasite string :

L'usage d'un concentrique pour injection du gaz est utilisé seulement dans les puits verticaux. Le parasite string ou le coiled tubing 1'' ou 2'' sont descendu au même moment que le casing au-dessus du réservoir.

❖ Les avantages de cette technique sont :

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connexions.
- Meilleure qualité du signal du MWD vue qu'une seule phase est pompée à l'intérieur des tiges.

- Réduction du slugging en surface.
- ❖ Les inconvénients avec ce type d'opération sont:
  - Complexité de la mise en place du parasite string.
  - Spéciales connections en surface sont requises.
  - Utilisé seulement dans les puits verticaux.

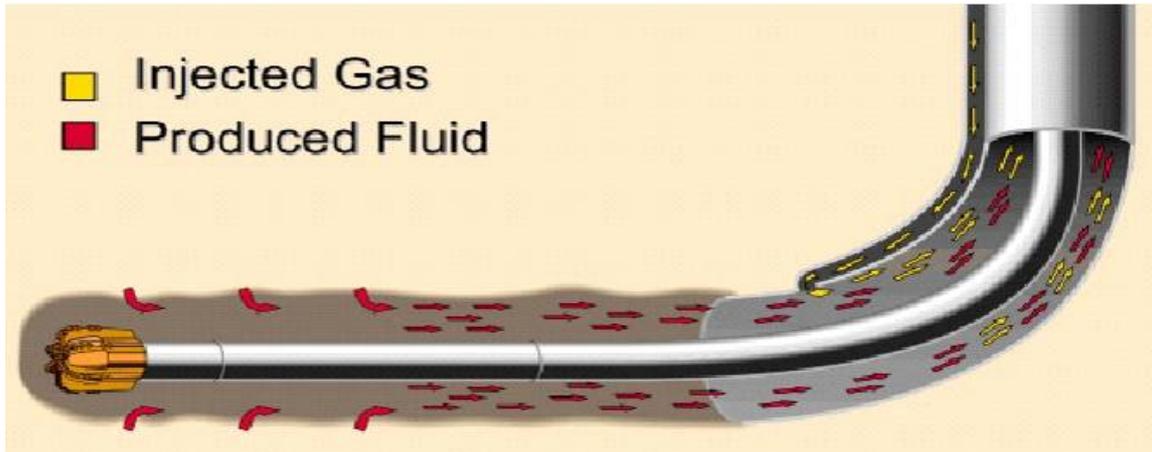


Figure 22 : Injection du gaz par un parasite concentrique (Concentric Parasite String).

#### III.7.4. Injection par dual drill pipe :

Les tiges de forage utilisées dans cette méthode ont un double 'peau' (double cloisonnement).

Le fluide est pompé à l'intérieur des Drill pipes, le gaz aussi est véhiculé par les tiges de forage en utilisant le vide existant entre les peaux jusqu'à une Cross Over Sub puis dans l'annulaire.

- ❖ Inconvénients de cette méthode :
  - Spécial drill pipe sont exigés.
  - Tige d'entraînement spécial (Kelly) exigé.
  - Spécial tool joint d'où sa répercussion sur le coût et le temps.

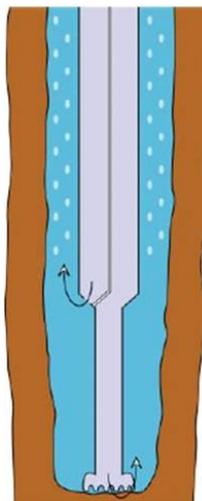


Figure 23 : Injection par tiges de forage coaxiales (Dual Drill Pipe).

### III.8. Equipements spécifiques du forage en underbalance :

Le matériel de surface pour le forage en underbalance peut être répertorié en quatre catégories principales :

- 1- Système de forage.
- 2- Équipement d'injection de gaz.
- 3- Équipement pour prévention des éruptions.
- 4- Système de séparation.

#### III.8.1. Système de forage :

Le choix du système de forage ou le choix d'utilisation des tiges de forage ou du coiled tubing dépend de trois facteurs :

- La dimension du trou.
- La vitesse de pénétration dans la formation.
- Le trajectoire du puits.

Si le diamètre de trou projeté est de 6" ou plus, alors les tiges de forage sont recommandées. Pour des diamètres inférieurs l'utilisation de coiled tubing est à considérer. Jusqu'à maintenant le forage avec le coiled tubing est limité du fait du diamètre même du coiled tubing qui est de l'ordre de 2" à 2 7/8". Ces diamètres engendrent les facteurs suivants :

- Un débit limité à travers le coiled tubing ;
- Des pertes de charge importantes ;
- Le profil du puits ;
- La limitation en traction et en compression.

Le coiled tubing peut être exclu pour d'autres raisons, telles que la manutention, le transport ou la durée de vie du coiled tubing.

#### III.8.2. Équipements d'injection du gaz :

Le système d'injection est composé principalement de :

- Un générateur d'azote.
- Un sur presseur (booster).
- Des compresseurs.
- Un refroidisseur.
- Une pompe de refoulement.

Un générateur d'azote est un système de filtration. Il utilise de petites membranes pour filtrer l'air. L'oxygène est rejeté dans l'atmosphère et l'azote est comprimé à la pression d'injection.

L'efficacité d'un générateur d'azote est de l'ordre de 50%. Cela signifie que si 1500 scfm d'azote sont requis, 3000 scfm d'air sont pompés dans le générateur. Pour produire 1500 scfm, il faudrait 3 ou 4 grands compresseurs d'air, un générateur d'azote et un compresseur amplificateur.

Un des autres problèmes associé à la génération d'azote est celui de sa pureté. En général un taux de 95% d'azote et 5% oxygène sera délivré. Bien que cela soit une quantité résiduelle d'oxygène insuffisante pour causer une explosion, cette quantité suffit pour corroder les équipements de forage.

Le matériel fondamental pour la génération d'azote sur site est l'unité de production d'azote (NPU) (ou Unité Génératrice d'azote, NGU). Le NPU est un ensemble de modules, contenant chacun des millions de membranes de fibres creuses compactées et assemblées.

L'air est injecté en utilisant un compresseur, il traverse en premier les filtres qui enlèvent le maximum d'impuretés, d'huile et d'eau. Un compresseur amplificateur est utilisé à la sortie du NPU pour injecter l'azote dans le puits, (environ 20 à 50 psi étant perdus dans les membranes).

#### a- Caractéristiques du générateur d'azote :

Débit d'entrée d'air	Température d'entrée d'air	Pression de sortie N2	Débit de sortie N2	Puissance	Pureté N2
85 m3/min	50°C	175 psi	42 m3/min	75 KW	95%

Tableau 3 : Caractéristiques du générateur d'azote NPU.

#### b- Caractéristiques du sur presseur (booster) :

Dans ce sur presseur (booster), l'azote pénètre à une pression d'environ 175 à 300 psi et ressort à une pression de 1500 à 2500 psi.

Pression d'entrée N2	Pression N2 comprimé	RPM
175 à 300 psi	1500 à 2500 psi	Min 1200 tr/min Max 1800 tr/min

Tableau 4 : Caractéristiques du sur presseur (booster).

#### c- Caractéristiques des compresseurs :

En générale il y aura 3 compresseurs sur chantier (2 fonctionnels, le troisième en réserve), pour comprimer l'air de la pression atmosphérique à une pression de 300 psi.

Pression d'entrée d'air	Pression sortie d'air comprimé	RPM	Débit max
Pression atm	300 psi	2100 tr/min	50 m <sup>3</sup> /min

Tableau 5 : Caractéristiques des compresseurs.

**d- Caractéristiques du refroidisseur :**

On aura de plus sur chantier un refroidisseur d'air/déshumidificateur, qui dirige l'air vers l'unité de production d'azote (NPU). Ses caractéristiques sont les suivantes :

Pression entrée	Pression sortie	Débit sortie	Température d'entrée	Température de sortie
300 psi	175 psi	85 m <sup>3</sup> /min	43°C	32°C

Tableau 6 : Caractéristiques du refroidisseur.

**e- Caractéristiques de la pompe de refoulement :**

La pompe qui refoule l'azote vers le puits, a les caractéristiques suivantes :

Diamètre du piston	Course du piston	Débit	Pression max
3"	5"	348 l/min	2300 psi

Tableau 7 : Caractéristiques de la pompe de refoulement.

### III.8.3. Équipement de prévention des éruptions :

#### a- Système en forage conventionnel :

L'empilage BOP conventionnel est conservé pendant les opérations d'underbalance. Une tête de contrôle rotative et une flow line principale avec des vannes de fermeture électronique (ESD) sont installées sur le stack conventionnel.

#### b- Système de tête rotative :

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clef dans beaucoup de programmes de forage. Ce système est appelé une tête de contrôle rotative (Rotating Control Head) plus communément connu sous l'abréviation RCH car l'élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage pendant que son logement (bol en acier) avec un ensemble de roulement contrôle le débit. Il y a deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active.

- Têtes rotatives passives : elles assurent l'étanchéité de la garniture sur les tiges grâce à la pression du puits en surface. Plus la pression dans le puits est élevée, meilleure est l'étanchéité.

- Têtes rotatives actives : elles utilisent la pression variable d'un circuit hydraulique pour assurer l'étanchéité autour des tiges de forage. A cas de dégradation de l'élément ou de montées de pression annulaire, la pression hydraulique de commande peut être augmentée à son tour pour assurer l'étanchéité.

Modèle	Type
Williams	Passive
RPM 3000	Active
RBOP	Active
Shaffer PCWD	Active
Grant	Passive
Hydril	Passive
Pruitt	Passive
Washington	Passive

Tableau 8 : Exemples de têtes rotatives.

Plusieurs types de têtes rotatives conviennent pour des applications à pressions élevées. Ci-dessous, les 4 principales :

- RTI RBOP.
- Shaffer PCWD.
- Williams Oil Tools Control Heads.
- Techcorp RPM 3000.

### III.8.4. Système de séparation :

Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus du réservoir. Un séparateur pour un champ de gaz sec est différent d'un séparateur de champ d'huile lourde.

Il doit être conçu de façon à séparer l'effluent du fluide de forage afin de pouvoir réutiliser ce dernier. Plusieurs approches dans la technologie de séparation ont été élaborées récemment :

- Séparer le gaz en premier, puis les fluides et les déblais.
- Séparer les solides pour minimiser l'érosion puis traiter le gaz.

L'approche retenue est en grande partie dépendante des fluides de réservoir attendus. La séparation dans le forage en underbalance peut être conçue pour traiter 5 ou 6 phases (fluide de forage, cuttings, gaz, huile, condensat et azote). Une attention particulière est requise pour le système de séparation, une fois que le type et les quantités d'effluent du réservoir ont été estimés. Le gaz sec est beaucoup plus simple à séparer qu'un brut lourd ou un condensat.

Le système de séparation doit être adapté aux types de réservoir et cela exige un degré élevé de flexibilité et l'usage d'un système modulaire aide à obtenir cette flexibilité.

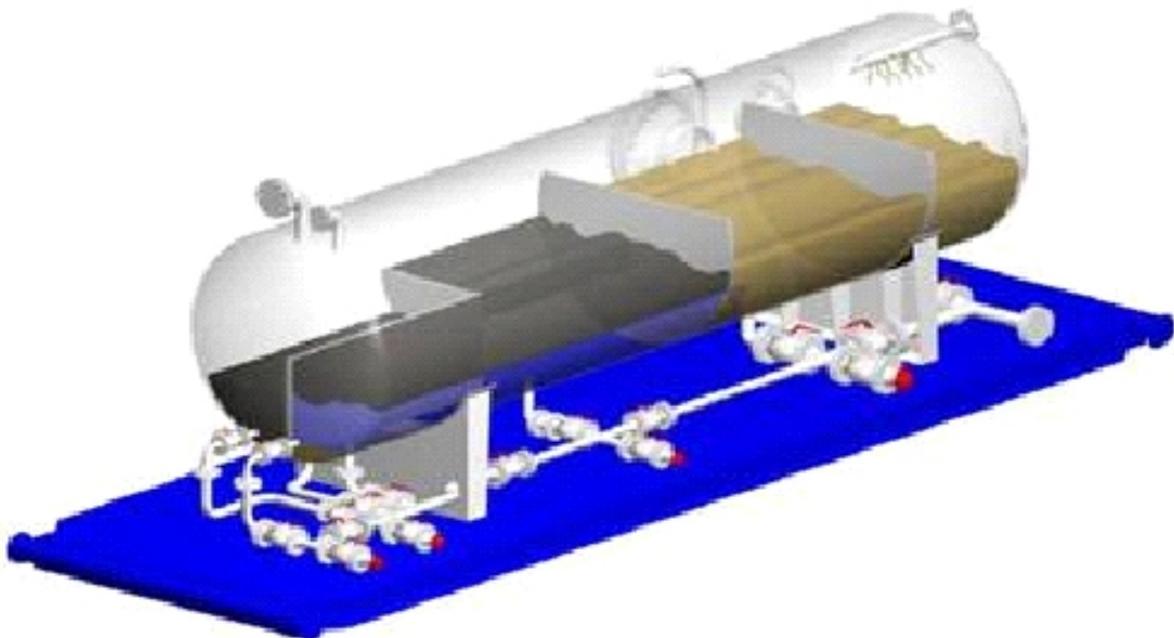


Figure 24 : Schéma d'un séparateur horizontal à quatre phases.

### III.8.5. Équipements et lignes de surface :

#### a- Duses et manifolds :

Le choke manifold et le stand pipe manifold sont des parties importantes lors des opérations en UBD. Tous les manifolds doivent avoir au moins la même pression de service que les BOP et doivent être conçus pour supporter la pression, la température, l'abrasivité et la corrosivité de la formation et des fluides produits.

Le choke manifold doit être sélectionné au maximum de la pression anticipée en surface et supporter les concentrations élevées de solides abrasifs. Le choke manifold est disposé sur la sortie annulaire de la flow line principale, il est composé de duses réglables, manuelles et commandées à distance.

Le rôle des duses réglables est de contrôler la pression de fond pendant le forage, les connexions et les manœuvres. Des hydro-cyclones sont insérés dans le circuit pour la prise des échantillons géologiques.



Figure 25 : Choke Manifold type 5000 psi.

#### b- Vanne de fermeture d'urgence ESD (Emergency Shut Down) :

C'est une vanne hydraulique située à la sortie latérale de l'Underbalance Mud Cross. Cette vanne de sécurité est utilisée en cas de problèmes tels que :

- Le changement de la garniture.
- Une fuite au niveau des équipements de sécurité puits.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H<sub>2</sub>S).

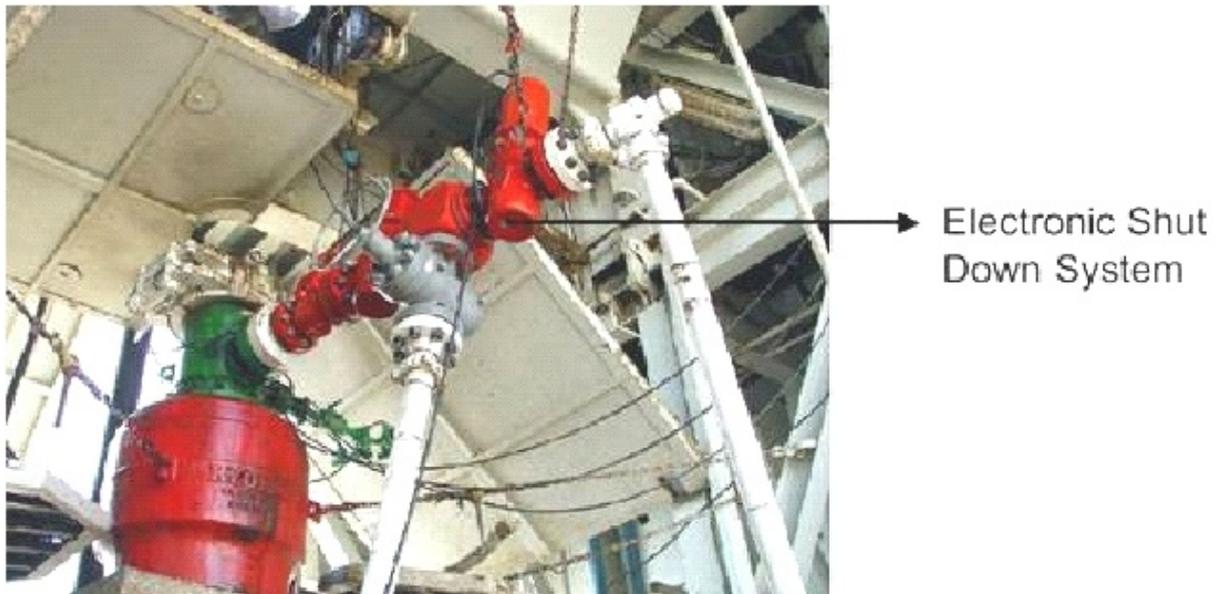


Figure 26 : Vanne de fermeture d'urgence ESD.

**c- Module d'échantillonnage géologique :**

Ce module se trouve en amont du séparateur. Il permet l'échantillonnage en continu des fluides et des déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela assure un suivi géologique des formations forées et permet de plus de contrôler l'état du nettoyage du trou.

**d- Flow line principale :**

Elle est située à la sortie de la tête rotative. Elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations underbalance.

**e- Flow line secondaire :**

La flow line secondaire n'est utilisée que comme secours de la flow line principale. Elle est généralement située entre les BOP's simple et double. Il est à noter que cette flow line est équipée d'une ESD.

### III.8.6. Équipements de fond :

En underbalance, un matériel de fond spécialisé a été adapté pour opérer dans un environnement agressif et dans des conditions de forage rigoureuses. Le matériel de fond a été développé initialement pour le forage à l'air pour une variété de raisons :

- Les vibrations dues à l'absence de fluide.
- Les pulsations du MWD ne sont pas transmises par le fluide.
- Le risque d'explosion au fond.
- Les retours de boue injectée (Back flow) pendant les connexions.
- Torque et frottements importants.

#### a- Moteur de fond (PDM) :

Les moteurs à déplacements positifs (PDM) ont été conçus seulement pour des fluides incompressibles tel que les boues à base d'eau ou d'huile. Dans un milieu compressible, ces équipements présentent plusieurs problèmes d'exploitation tels que la durée de vie limitée, les vitesses excessives des moteurs, et l'arrêt du moteur de fond (calage).

#### b- Le MWD (Measurement while drilling):

Le MWD a été introduit au début des années 80. L'avantage du MWD réside dans sa capacité à transmettre une multitude d'informations, telles que : les données de rotation, la température, les vibrations, la pression et des données directionnelles.

#### c- Valves anti-retour :

Pour des raisons de sécurité du puits durant les opérations d'underbalance, plusieurs vannes sont introduites en fonction des opérateurs. A titre indicatif, la SONATRACH ajoute deux vannes anti-retour juste au-dessus de l'outil de type clapet et pointeau, dans le but d'éviter le retour par l'intérieur de la garniture et le bouchage de l'outil.

Par la suite, au dessus de la BHA et/ou chaque 400 m on trouve une autre vanne anti-retour (string float valve) généralement de type clapet (Flapper), dans le but de conserver le gaz injecté pendant les purges et réduire le temps de manœuvre.

#### d- Les vannes de contrôle de fond :

Le besoin d'un outil à usage multiple pour isoler le réservoir pendant les opérations d'underbalance a été identifié très tôt pour palier la complexité des opérations et augmenter le niveau de sécurité. Plus récemment, les efforts de l'industrie ont permis de concevoir une vanne active pour satisfaire les exigences de l'UBD.

# **Chapitre IV**

## **Problème de nettoyage du puits et transport des cuttings**

## Introduction :

Le nettoyage du puits est l'une des principales fonctions du fluide de forage. Cela consiste en l'évacuation des cuttings générés par l'outil de forage, les retombés de formations, jusqu'en surface. Cependant, toute défaillance de nettoyage peut résulter de sérieux problèmes entre autre : collage par pression différentielle, excessivité de torque et drag, éboulement des formations, perte de circulation, augmentation de viscosité et de gels, faible vitesse d'avancement,...etc.

Dans les puits fortement déviés et horizontaux, le problème de nettoyage est accentué par la tendance des cuttings à s'accumuler sur la génératrice inférieure du trou par effet de gravité surtout en l'absence de circulation. En effet, les cuttings n'ont à parcourir qu'une petite distance avant de s'accumuler et former un lit des cuttings pratiquement appelé « cuttings bed ».

### IV.1. Problèmes liés à la formation de lit de cuttings :

Dans un puits horizontal ou fortement dévié les cuttings ont une tendance d'accumulation et de décantation au fond du trou spécialement à l'arrêt de circulation.

L'accumulation des cuttings augmente jusqu'à atteindre un état de stabilité qui provoque la formation des lits de bed cuttings (formation) qui va s'épaissir jusqu'à ce que les conditions d'équilibre soient atteintes. Cet équilibre est essentiellement fonction de la rhéologie et de la vitesse annulaire du fluide, ainsi que de la différence de densité entre les cuttings et le fluide.

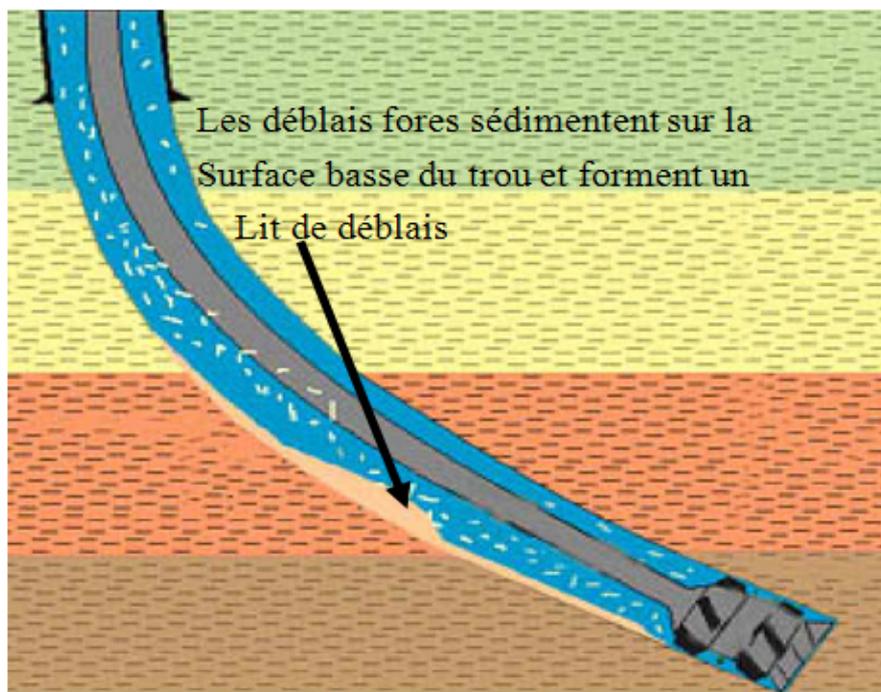


Figure 28 : Accumulation des cuttings dans un puits incliné.

Les problèmes liés au mauvais nettoyage du puits sont de plusieurs ordres. Les plus importants pouvant entraver la bonne poursuite des opérations de forage sont :

- Augmentation des torques et drag (diminution de diamètre du puits).
- Difficultés de mouvement de la garniture (perte de temps pendant ces manœuvres) ;
- Pertes de WOB (en sliding) ; et de couple(en rotary)
- Mauvaise cimentation ;
- Difficultés de contrôle des venues en cas d'éruption ;
- Influence sur le mode d'écoulement de la boue ;
- Perte ou abandon du puits pour impossibilité d'instrumentation ;
- Les additifs économiques du puits.

#### IV.1.1. Augmentation des torques, drags avec perte de couple (en rotary) et de WOB (en sliding) successive:

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.

Le mauvais nettoyage joue le rôle primordial dans l'augmentation des torques et drags pendant le forage des puits fortement déviés et horizontaux, par le coefficient de friction ( $\mu$ ). Ces pertes de tractions et de rotation sont dues aux accumulations des déblais dans les différentes sections du puits. De fait, leur persévérance causera la fatigue des éléments de la garniture, d'où d'important risque de rupture.

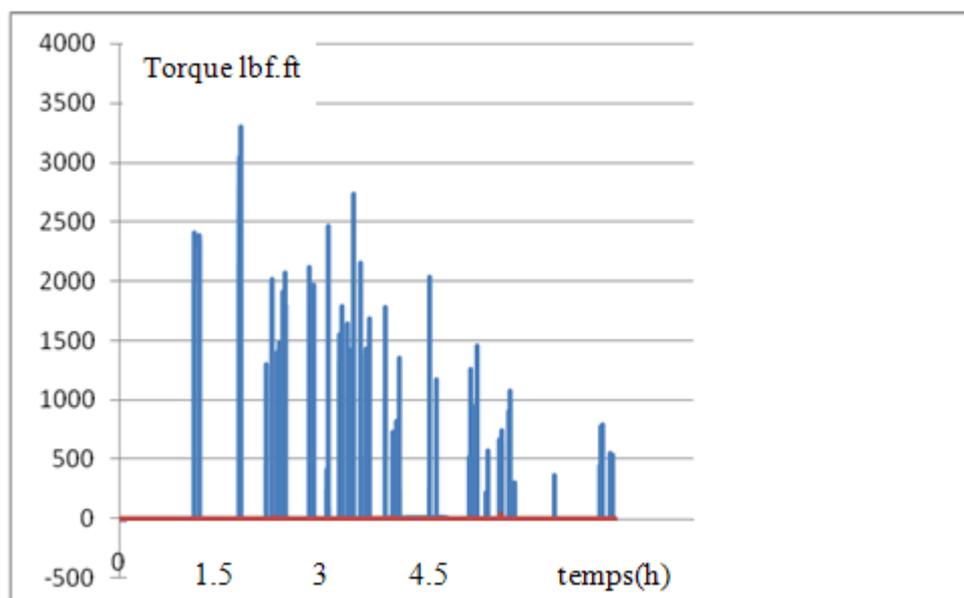


Figure 29 : Enregistrement du torque en fonction du temps.

#### IV.1.2. Difficultés de mouvement de la garniture et risque de coincement :

L'accumulation des cuttings dans le trou peut augmenter les paramètres rhéologiques et physiques de la boue de forage (viscosité, densité,...). Ceci aura pour conséquence une augmentation des forces de frottement pouvant conduire au collage par pression différentielle. Cette difficulté de maniabilité de la garniture aura pour conséquence un découlement très lent des opérations de manœuvres.

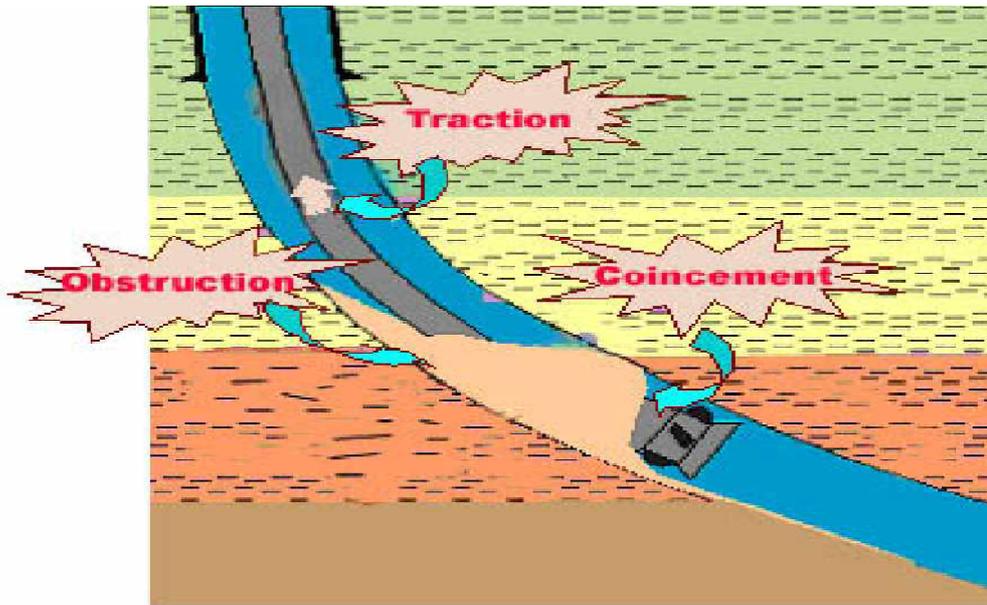


Figure 30 : Accumulation des cuttings autour de la BHA.

#### IV.1.3. 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 et 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. La densité de la boue est un facteur majeur pour le contrôle du puits, en général, plus l'inclinaison du puits augmente, plus la densité de la boue à exiger pour stabiliser les parois augmente. Il devrait être noté que pour les puits fortement déviés il y a une convergence entre le gradient de fracturation et ECD (Equivalent circulating density). Le gradient de fracturation est en fonction de TVD (True vertical depth), mais ECD est en fonction de MD (Measured depth).

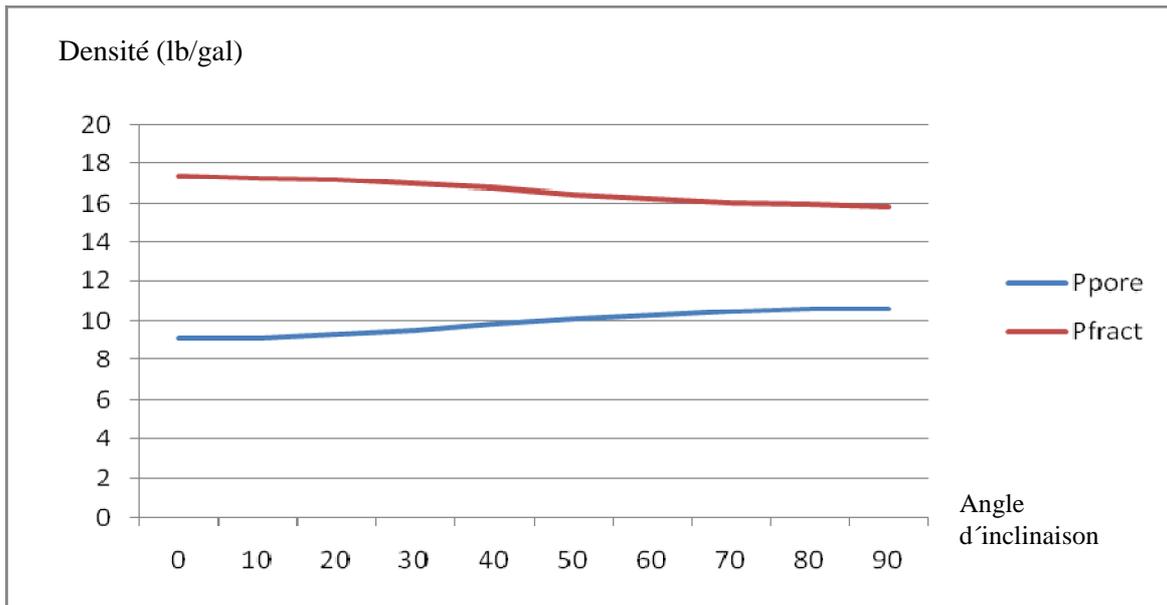


Figure 31 : Diminution de la fenêtre opérationnelle avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.

**IV.1.4. Sédimentation de la barytine :**

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.

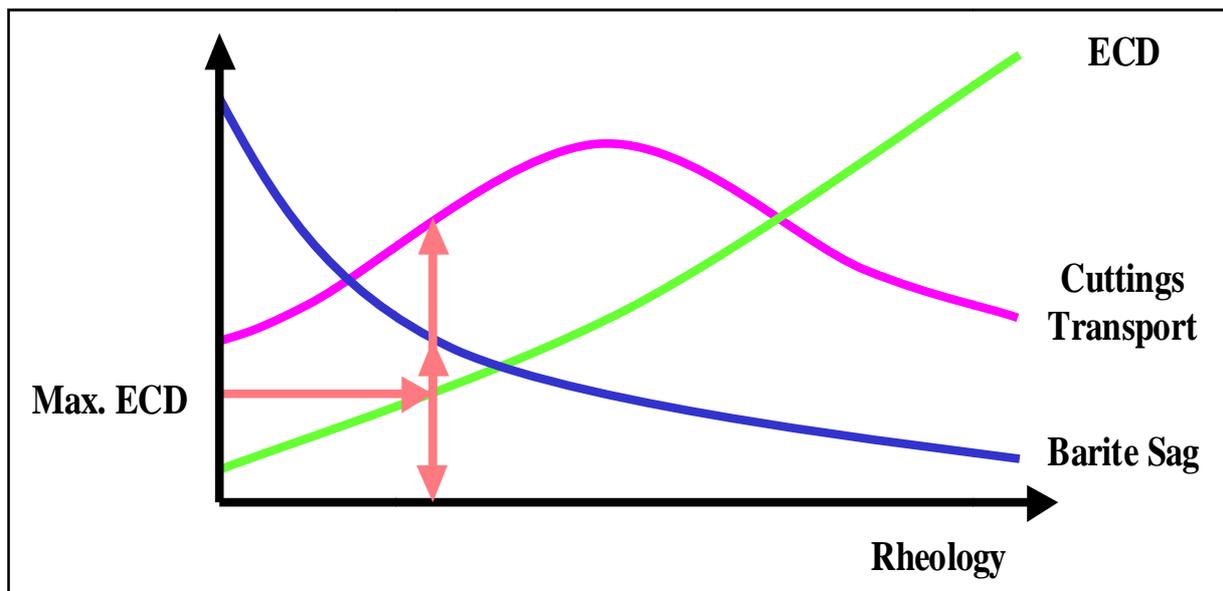


Figure 32 : L'efficacité du transport des cuttings, ECD et sédimentation de la barytine en fonction de la rhéologie.

**IV.1.5. Les mauvaises cimentations :**

Pendant la descente du casing, l'accumulation des cuttings peut créer des frottements excessifs et empêcher d'atteindre le fond. 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.

**IV.1.6. 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 duse hydraulique au cours de contrôle de venue.

**IV.1.7. 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 stationnaire, hétérogène ou pseudo homogène.

La vitesse annulaire « critique » pour le nettoyage du trou est la vitesse requise pour induire un régime d'écoulement pseudo homogène.

**IV.1.8. 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. Ce sont fonction de composition de la boue, ROP et taux de débit.

La pénétration excessive relative aux taux de débit réduit peut créer une concentration massive de solides réactif dans l'annulaire. Par conséquent, lors du forage de la formation argileuse, la basse concentration des solides dans la boue devrait être maintenue aussi basse que possible (5% en volume ou moins).

De plus la concentration des déblais dans l'espace annulaire devrait être limitée à 3% en volume en coordonnant le taux de débit et ROP.

#### IV.1.9. 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 dépense supplémentaire au coût du puits.

#### IV.2. Identification des zones d'accumulation des cuttings :

La distribution (répartition) des cuttings le long d'un puits dévié est fonction de l'inclinaison. Dans un profil de puits allant de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  par rapport à la verticale on peut identifier trois angles critiques :  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ . Cette identification permettra de comprendre la nature de dépôts des cuttings, leur stabilité et éventuellement leur volume. Le but final serait de mettre à la disposition du foreur des méthodes pratiques et simples lui permettant de bien nettoyer le fond du puits. Ces trois angles définissent trois zones où les cuttings se comportent différemment dans le courant ascendant de la boue.

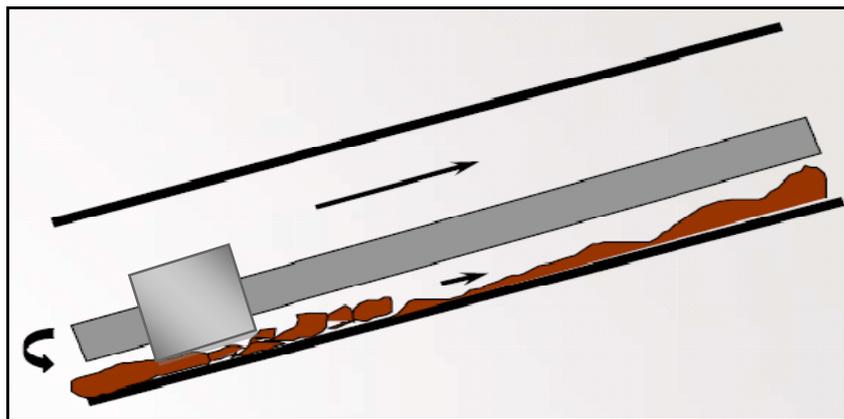


Figure 33 : Scénario du phénomène de nettoyage.

#### Zones 1 : de $0^\circ$ à $\alpha$ , avec $0^\circ < \alpha < 35^\circ$

Dans cette zone les cuttings sont répartis de façon égale dans l'annulaire, et quel que soit le profil de vitesse annulaire, la plupart des cuttings ont des vitesses égales ou supérieures à la vitesse moyenne de retour  $V_a$  de la boue.

#### Zone 2 : de $35^\circ$ à $65^\circ$ , avec $35^\circ < \beta < 65^\circ$

Dans cette zone la répartition des cuttings dans l'annulaire deviennent irrégulière, et leur concentration dans la partie basse de l'annulaire (low side) où ils tendent à former un lit qui est soumis à des faibles vitesses annulaires de la boue est supérieure à celle de la partie haute (high

side), Ce lit peut être perturbé à la moindre variation du train de tige, dans cette zone les cuttings ont aussi tendance à glisser vers le bas à contre-courant (phénomène d'avalanche, surtout à l'arrêt de circulation).

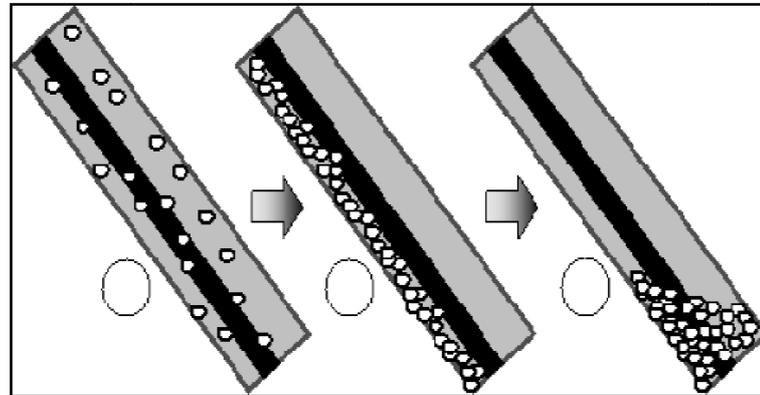


Figure 34 : Les cuttings s'accumulent par avalanche.

**Zone 3 :** plus de 65°, (avec  $\gamma > 65^\circ$ ) :

Dans cette section du puits, les cuttings plus gros et plus denses forment un lit plus stable que celui de la zone 2. Cette tendance s'explique aussi par l'utilisation des boues de densité plus faible en zone du réservoir. Les cuttings sont soumis de la part de la boue locale à des vitesses annulaires de plus en plus faibles, mais la tendance à glisser vers le bas contre le courant n'existe plus.

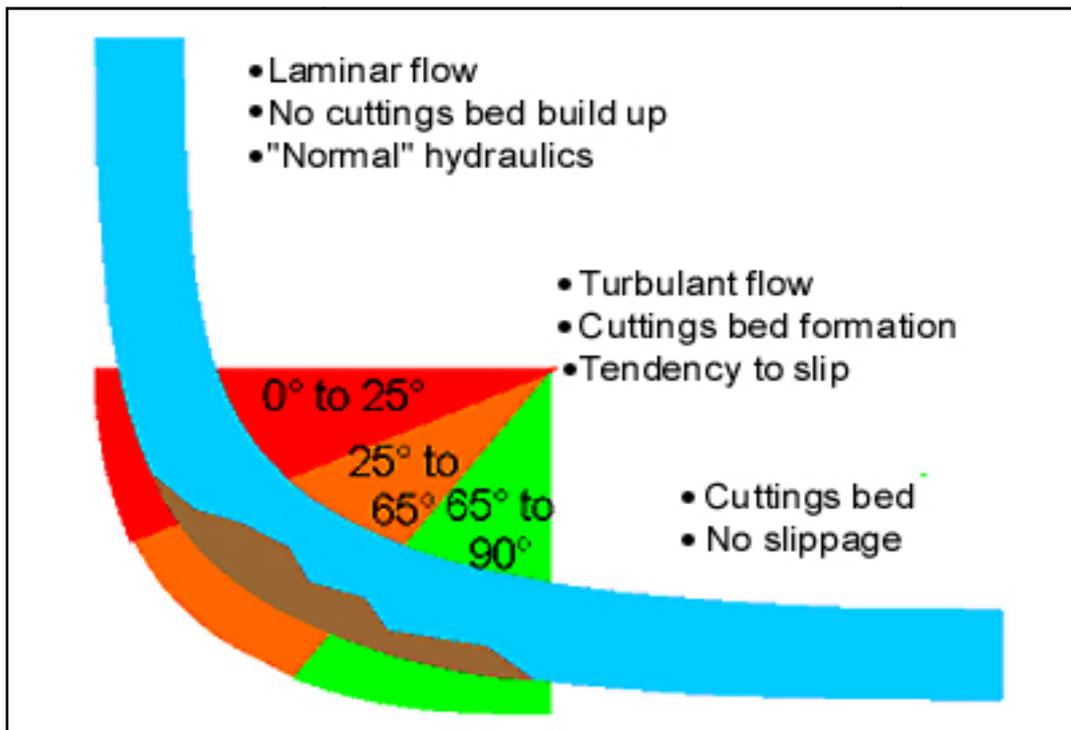


Figure 35 : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison.

### VI.3. Paramètres affectant le nettoyage :

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

#### VI.3.1. Les paramètres fixes :

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

##### VI.3.1.1. Les paramètres incontrôlables :

- Excentricité de la garniture
- Densité effective des cuttings
- Dimensions et forme des cuttings

##### ❖ Excentricité de la garniture :

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.

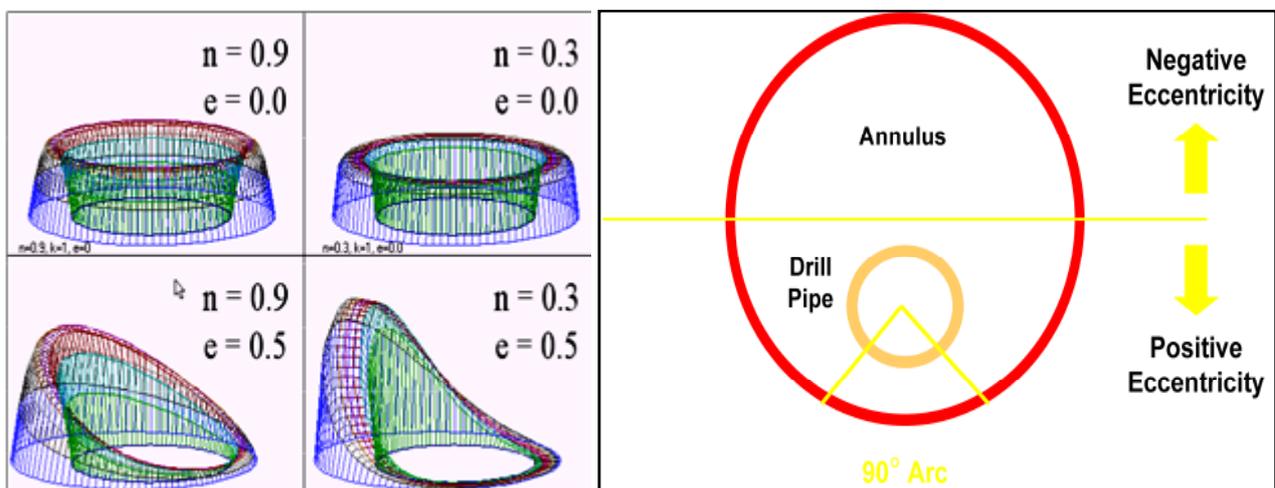


Figure 36 : Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire.

##### ❖ Dimensions, forme et densité effective des cuttings :

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 n'étant pas mouillable à l'huile, ils ont davantage des difficultés à remonter avec cette dernière. Ceux en forme de disque ou de coupeau s'élèvent plus facilement que ceux en forme de sphère ou de grain.

### VI.3.1.2. Les paramètres contrôlables :

- Angle d'inclinaison
- Diamètre du puits
- Densité du fluide
- Mode de forage

#### ❖ Angle d'inclinaison :

En considérant un fluide de forage de densité donnée, qui est généralement fixée par la stabilité des parois du trou, on peut diviser le puits en trois zones critiques d'accumulation des cuttings en fonction de l'angle d'inclinaison. Ainsi 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 ;

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.

#### ❖ 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 ( $\Delta d$  = densité boue - densité cuttings) est un paramètre déterminant dans l'enlèvement des cuttings : plus la  $d_{\text{boue}}$  est grand, plus  $\Delta d$  augmente, plus la capacité de transport des cuttings est importante.

#### ❖ Diamètre du puits :

Dans la plupart des sections de grand diamètre, le régime d'écoulement de boue sera toujours laminaire. Par exemple, afin d'obtenir l'écoulement turbulent pour la section du puits de diamètre  $12^{1/4}$  pouce, il nous faut des débits que la plupart des installations ne pourraient pas fournir. Considérant que l'écoulement turbulent serait un régime idéal d'écoulement pour bien nettoyer le

puits, le nombre de cas où il peut être réalisé est limité. C'est pour cette raison, lors du forage de n'importe quelle section, tout effort devrait être fait pour contrôler son diamètre et éviter l'agrandissement du trou ouvert, puisque il est plus difficile de nettoyer des sections où le puits est agrandi, car les cuttings tendent à s'accumuler dans des poches où la vitesse annulaire est sensiblement réduite. Les causes communes sont : poids insuffisant de boue, formations chimiquement réactives, et érosion de puits. Dans les situations où l'agrandissement existe, des débits de boue doivent être augmentés pour compenser la réduction de la vitesse annulaire.

#### ❖ Mode de forage :

Puisque les cuttings ont toujours tendance à s'accumuler dans la génératrice inférieure de l'annulaire, le mouvement du fluide est réduit dans cette partie de l'annulaire car le fluide prend le chemin de moindre résistance, c'est le côté supérieur de l'annulaire. Cet effet est plus marqué pendant le sliding où il n'y a aucune rotation de la pipe. Le côté bas sera occupé par les cuttings et le côté supérieur reçoit la majeure partie de l'écoulement. C'est pourquoi pratiquement aucun nettoyage de trou ne peut avoir lieu pendant le sliding.

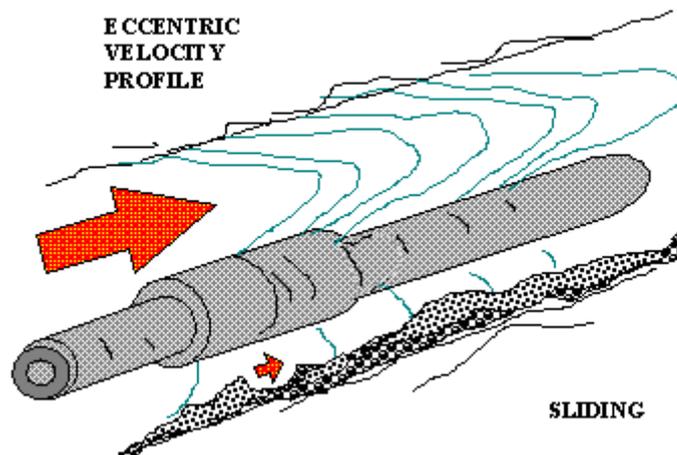


Figure 37 : Le mode sliding.

La rotation de la garniture aura l'effet de faire le profil de vitesse dans le côté bas de l'annulaire comme celui du côté supérieur parce qu'elle tend à mélanger les deux écoulements. Elle ne deviendra jamais semblable parce que la position de la pipe n'est pas au centre et il y a des cuttings dans le trou mais il signifie que plus d'écoulement sera dirigé vers le côté bas de l'annulaire.

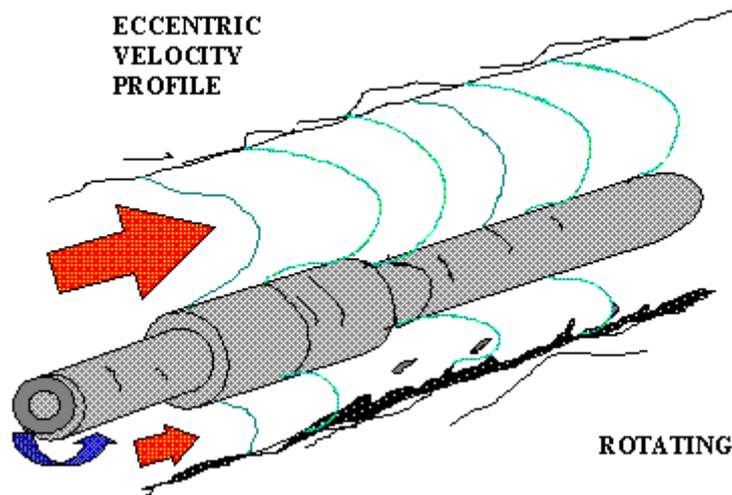


Figure 38 : Le mode rotary.

N'importe quelle période du sliding doit être suivie par des circulations et/ou de rotation. Quelques opérations iront directement du sliding au forage rotary tandis que d'autres circuleront avec une vitesse de rotation élevée. Tout dépend de ce que les circonstances admettront, de combien de fois on a passé en sliding, combien des cuttings ont été laissés dans le puits pendant le sliding et à quel point est efficace le processus de nettoyage du trou. Quand on passe directement du sliding au rotary, les cuttings générés pendant le sliding doivent être essuyés dehors au même temps avec les cuttings produits par le mode rotary.

Certains opérateurs essayeront de limiter l'utilisation du mode sliding. La planification peut jouer un rôle significatif, en concevant des puits où les trajectoires peuvent être réalisées avec l'utilisation réduite du mode sliding.

### VI.3.2. Les facteurs ajustables:

- Le débit de fluide de forage
- Taux d'avancement [ROP]
- La rotation de la garniture [RPM]
- La rhéologie de la boue de forage
- Le régime d'écoulement

- Le débit est en relation directe avec la vitesse annulaire.

- Le type de régime d'écoulement est en fonction de la rhéologie du fluide et de débit.

**VI.3.2.1. Le débit de fluide de forage et vitesse de rotation de la garniture (RPM) :**

La vitesse annulaire est proportionnelle au débit de pompage, elle augmente si le débit augmente. Les figures montrent l'influence de la vitesse annulaire sur le pourcentage des cuttings évacués pour différentes vitesses de rotation de la garniture. L'augmentation de la vitesse annulaire entraîne une augmentation de l'efficacité de transport des cuttings. On constate aussi, que l'écart entre les courbes diminue au fur et à mesure que la vitesse de rotation (RPM) diminue. La rotation des tiges de forages va créer la turbulence qui laisse les particules solides instables et sont toujours remises en suspensions par effet de rotation.

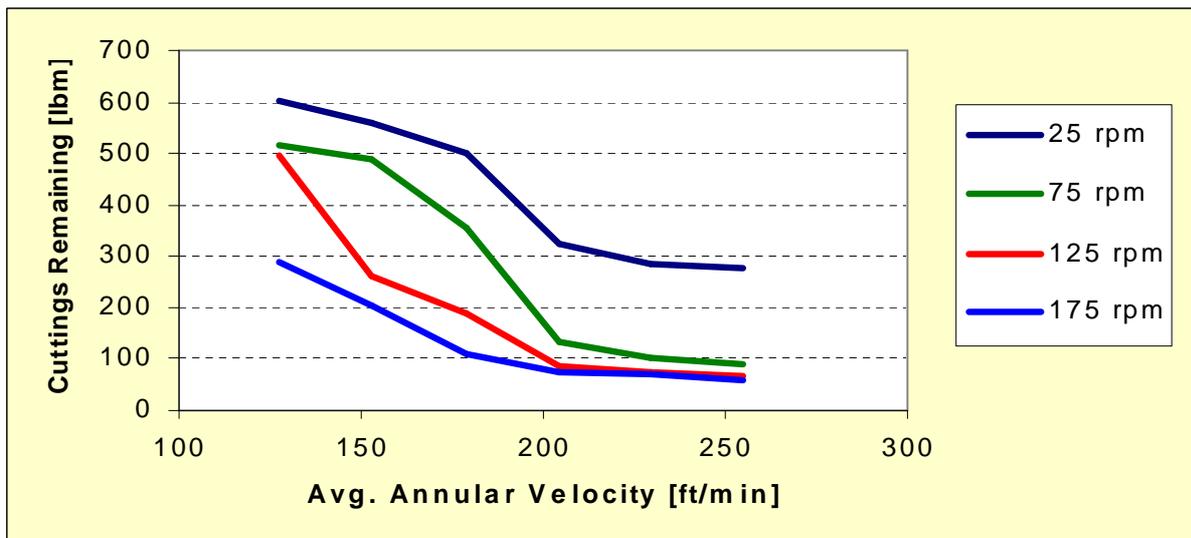


Figure 39 : Pourcentage des cuttings en fonction de la vitesse annulaire en cours de descente.

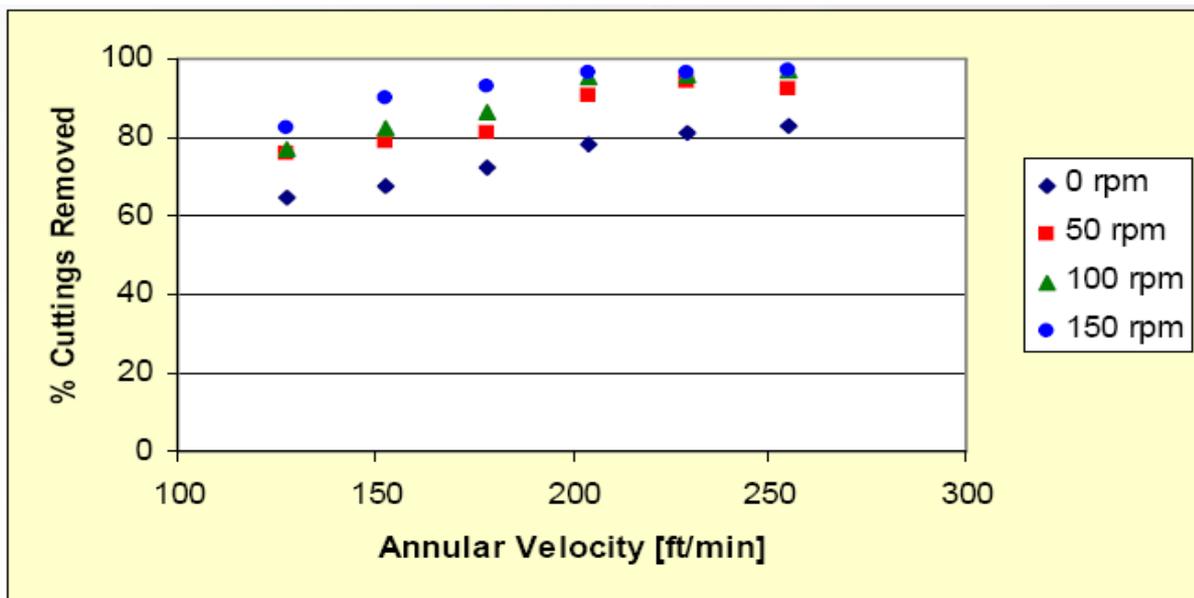


Figure 40 : Pourcentage des cuttings en fonction de la vitesse annulaire en cours de remontée.

**VI.3.2.2. Rhéologie :**

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière, sous l'effet d'une contrainte extérieure. La boue est définie par plusieurs paramètres dont le contrôle permet d'avoir :

- Un bon rendement des pompes ;
- Le maintien des zones fragiles ;
- La remonté des déblais en surface ;
- Le bon nettoyage de puits ;

**A) Types de fluides :**

L'écoulement d'un fluide est caractérisé par une fonction entre la tension de cisaillement  $\tau$  et la vitesse de déformation  $\gamma$  de ce fluide. Il existe plusieurs modèles d'écoulement.

Pour un taux de cisaillement spécifié, on définit la viscosité  $\mu$  telle que :

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Avec :

$\mu$  : Viscosité plastique en [cp].

$\gamma$ : Vitesse de déformation [ $S^{-1}$ ].

$\tau$  : Tension de cisaillement [Pa].

**➤ Modèle Newtonien :**

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

$$\tau = \mu * \gamma$$

La courbe est une droite passant par l'origine d'un repère cartésien, le fluide se met en mouvement dès qu'une force supérieure à zéro (0) lui est appliquée. Ce type de fluide est représenté par l'eau et le gas-oil.

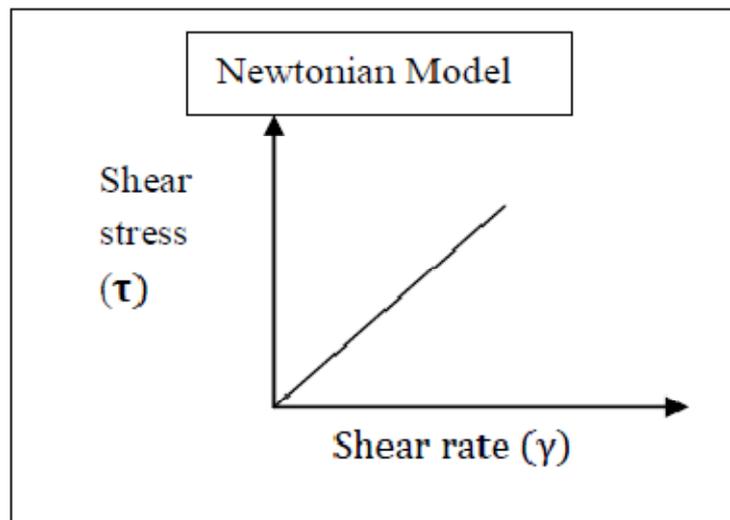


Figure 41 : Modèle Newtonien.

➤ **Fluides non newtoniens :**

Nous ne retiendrons que les deux types de fluides non newtoniens les plus rencontrés dans les fluides de forage à savoir les fluides Binghamian et les fluides en puissance.

• **Le modèle de Bingham :**

Pour les fluides plastiques Binghamian, 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 point (aussi appelée Yield value).

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- Tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement.
- Viscosité plastique qui correspond au rapport de la variation de la tension de cisaillement avec la variation correspondante du taux de cisaillement.

Théoriquement, l'équation de l'écoulement est donnée par :

$$\tau = \tau_0 + \mu * \gamma$$

Avec :

$\tau_0$  : Yield point [Pa].

$\mu$  : Viscosité plastique [cp].

Cette équation est la forme de relation qui est appliquée le plus souvent aux boues de forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux.

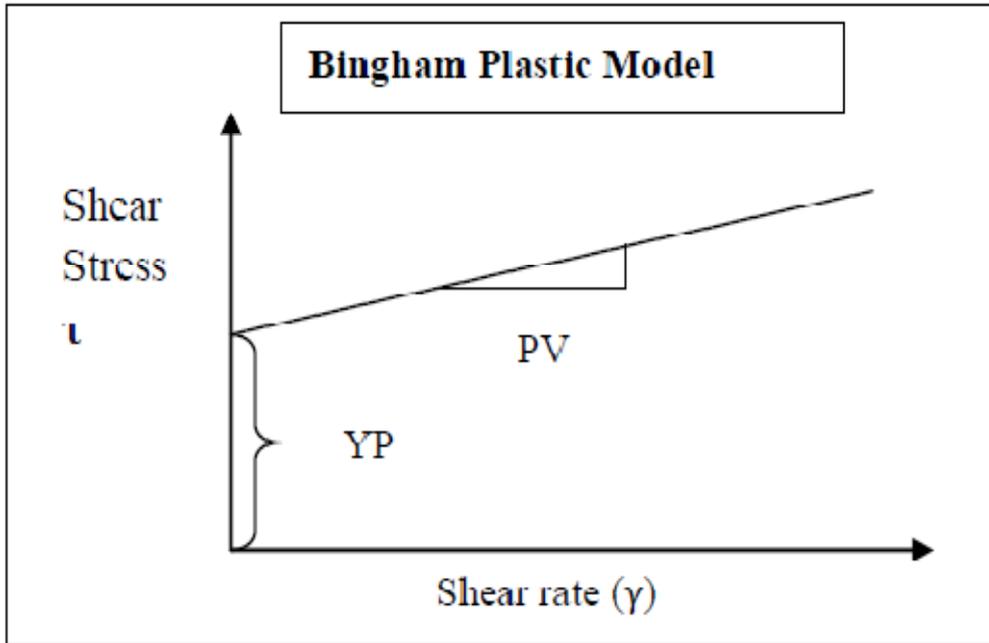


Figure 42 : Modèle de Bingham.

- **Le modèle en puissance :**

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudos 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 est proportionnelle à la puissance  $n^{\text{ème}}$  au taux de cisaillement, d'où l'appellation de « *fluide en puissance* ». L'équation de l'écoulement est :

$$\tau = K * \gamma^n$$

Avec :

$K$  : le coefficient de consistance.

$n$  : l'indice de comportement rhéologique, d'une valeur inférieure à 1, il est sans dimension.

$K$  et  $n$  sont des paramètres rhéologiques.

$n$  peut être évalué par la relation empirique :

$$n = 3.32 \log \left( \frac{f_{ann\ 600}}{f_{ann\ 300}} \right)$$

Pour certains types de boue, comme celle à émulsion inverse par exemple, le modèle « en puissance » est préféré à celui de Bingham.

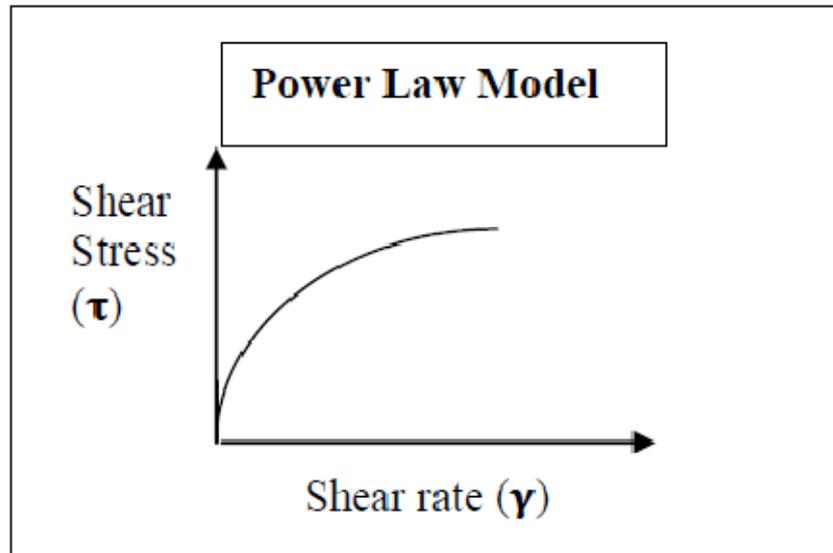


Figure 43 : Modèle en puissance.

- **Le modèle d’Herschel-bulkley :**

Ce type de fluide viscoplastique se met en mouvement dès qu’on leur applique une force de cisaillement qui dépasse un certain seuil de cisaillement (appelé seuil de plasticité ou yield value).

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- Tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l’écoulement ;
- Viscosité plastique qui correspond au rapport de la variation de la tension de cisaillement avec la variation correspondante du taux de cisaillement.

Théoriquement, l’équation de l’écoulement est donnée par :

$$\tau = \tau_0 + \mu * \gamma^n$$

Avec :

$\tau_0$  : Yield point [Pa].

$\mu$  : Viscosité plastique [cp].

Cette équation est la forme de relation qui est appliquée le plus souvent aux boues de forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux.

$K$  : le coefficient de consistance.

$n$  : l’indice de comportement rhéologique, d’une valeur inférieure à 1, il est sans dimension.

$K$  et  $n$  sont des paramètres rhéologiques.  $n$  peut être évalué par la relation générale :

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_2}{\tau_1}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1}\right)}$$

Avec :

- $\tau_2$  : est la contrainte de cisaillement avec une vitesse de déformation  $\gamma_2$ .
- $\tau_1$  : est la contrainte de cisaillement avec une vitesse de déformation  $\gamma_1$ .

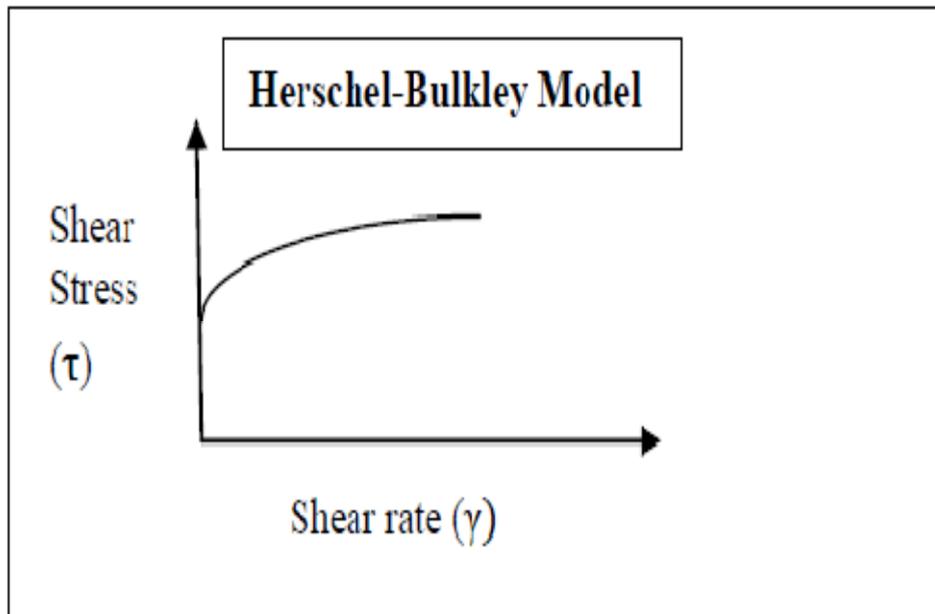


Figure 44 : modèle d'Herschel-bulkley.

### B) Caractéristiques Rhéologiques :

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière. Elle met au point les règles régissant l'écoulement des fluides sous une variété de conditions telles que la température, la pression et la vitesse de cisaillement. Parmi les éléments de la rhéologie on citera :

#### ❖ La viscosité :

En terminologie rhéologique, la viscosité a une large signification car elle décrit la résistance à l'écoulement des substances. Dans le domaine pétrolier, ce terme est utilisé pour définir la viscosité des fluides de forage ainsi que leurs propriétés rhéologiques. Quatre types de viscosité sont à considérer :

**a) viscosité Marsh :** La viscosité Marsh est utilisée comme indication relative au changement d'un fluide de forage, elle ne peut pas fournir des informations suffisantes pour déterminer les propriétés rhéologiques ou les caractéristiques de l'écoulement d'un fluide. Elle est surtout utilisée pour évaluer rapidement les contaminations éventuelles qui peuvent modifier d'une manière importante les caractéristiques de fluide. Dans son principe, elle mesure le temps d'écoulement d'un volume déterminé d'un liquide à travers un alésage calibré d'un entonnoir dit « viscosimètre Marsh ».

**b) viscosité effective** : La viscosité d'un fluide non newtonien est fonction de cisaillement, sa viscosité effective ( $\mu_e$ ) est celle sous des conditions spécifiques incluant la vitesse de cisaillement, la pression et la température.

**c) viscosité apparente** : La viscosité effective est parfois référée à la viscosité apparente ( $\mu_a$ ). La viscosité apparente est rapportée de part ou d'autre à la lecture du viscosimètre Fann, (qui est un système à deux cylindre coaxiaux dont on met celui de l'extérieure en rotation à différentes vitesses ; celui de l'intérieur représente la référence de lecture car, il est relié à un cadran gradué ; par l'intermédiaire d'un système élastique). La lecture de la vitesse de rotation de 300 tr/min ( $\theta 300$ ) ou la moitié de lecture à la vitesse 600 tr/min ( $\theta 600$ ), nous permettent de déterminer la viscosité apparente :

$$\mu_a = \frac{\theta 600}{2}$$

Avec :  $\mu_a$  la viscosité apparente [cp]

**$\theta 600$**  : Lecture Fann 600

**d) Viscosité plastique ( $\mu_p$ )** :

La viscosité plastique exprimée en centpoise (Cps) ou en (pascale \*seconde) est calculée à partir des lectures du viscosimètre Fann. Soit la formule :

$$\mu_p = \theta 600 - \theta 300$$

La viscosité plastique est généralement décrite comme la résistance à l'écoulement causée par les frictions (frottements mécaniques), elle est affectée principalement par:

- Concentration en solides ;
- La taille et la forme des particules solide ;
- La viscosité de la phase fluide ;
- Présence des polymères à longue chaîne tel que hydroxy-méthyl-cellulose (HMC) et le carboxyméthyl-cellulose (CMC) ;
- Le rapport huile eau (O/W) ;
- Type d'émulsifiant dans une boue inverse.

Le responsable majeur de tout changement de la viscosité plastique est donc : la taille, la forme, et surtout la teneur en solides, car toute augmentation en surface des solides sera reflétée par une augmentation de  $\mu_p$ .

**❖ Le yield point :**

A l'aide des lectures faites sur le viscosimètre Fann le yield point est calculé par la formule :

$$YP = 2 * \theta 300 - \theta 600$$

Le yield point est la seconde composante de la résistance à l'écoulement; c'est une mesure des forces d'attraction. Ces forces sont le résultat des charges négatives et positives placées à la surface. Le yield point mesure donc ces forces suivant les conditions d'écoulement ; il est régit par :

- Les propriétés de la surface des solides.
- La concentration en volume des solides.
- L'environnement électrique de ces solides (types des ions).

Une viscosité élevée est le résultat d'un yield point élevé, d'où des forces d'attractions pouvant être causés par :

- L'introduction des contaminants solides tels que les sels, le ciment, les anhydrites et le gypse, provoquant la floculation de l'argile et des réactifs solides ;
- La désintégration des particules d'argiles par l'action meulage de l'outil ou de la garniture de forage, créant des nouvelles forces résiduelles sur la face résultante, ces forces tendent à pousser les particules au point d'être désorganisées formant ainsi une structure floculée ;
- L'introduction des solides inertes dans le système, augmente le yield point, cela fait suite à l'occupation des interstices entre particules réduisant la distance de part et d'autre, en augmentant les forces d'attraction ;
- La traversé des horizons d'argile hydratée introduisant des nouveaux solides actifs dans le système et augmentant le nombre total des charges ;
- La réalisation d'un traitement chimique riche en charges augmentant les forces d'attraction ;
- Le traitement par des argiles organophiles, ou une modification rhéologique de la boue émulsionnée inverse influencera le yield point.

De ce fait, toute décision de diminuer le yield point doit ce baser sur :

- L'élimination des forces d'attraction par l'ajout des agents adsorbant ;
- L'éloignement des particules solides par délutions.

**❖ Thixotropie et gels :**

La thixotropie est une propriété présentée par certains fluides mis au repos. Ces fluides forment une structure de gel (structure rigide). Cette structure peut être détruite par une simple agitation (cisaillement) ; le fluide est dit thixotrope si le phénomène est réversible et non instantané. La plus part des fluides à base d'eau présentent cette propriété qui est due à la présence des particules électriquement chargées ou des polymères spéciaux qui tendent à lier l'ensemble formant une matrice rigide. La lecture du gel s'effectue sur un intervalle de 10 secondes à 10 minutes et même à 30 minutes dans certaines situations critiques. La différence entre le gel 10 minutes (gel 10) et le gel 10 secondes (gel 0), représente le degré de thixotropie des fluides. La structure du gel formée est en fonction de la quantité et du type des solides en suspension, du temps, de température et de traitement chimique.

Il est à noter que si les valeurs de gel initial et de gel 10 sont très importantes et proches entre elles de point de vue valeurs ; alors une floculation s'est déjà produite.

**VI.3.2.3. Régime d'écoulement :**

Le fluide de forage est sujet à une variété de modes d'écoulements pendant le processus de forage d'un puits. Ces types d'écoulements peuvent être classés comme suit :

**A) Régime permanent :**

L'écoulement est parfaitement établi, Ceux-ci se classent en :

- a) **Régime laminaire** (*laminar flow*) dans lequel chaque lame de fluide se déplace parallèlement l'une par rapport à l'autre dans la direction de l'écoulement avec une propre vitesse.
- b) **Régime turbulent** (*turbulent flow*) caractérisé par la formation de petits tourbillons répartis dans toute la masse de liquide.
- c) **Écoulement en bouchon** (*plug flow*) où le fluide se déplace comme un bouchon le long de tube, la vitesse est uniforme sur tout le rayon.

**Note :** pour déterminer le régime d'écoulement, on calcule le nombre de Reynolds.

**B) Régime transitoire :**

Les conditions d'écoulements viennent d'être modifiés et le régime définitif n'est pas encore établi. Il caractérise le passage du laminaire au turbulent et/ou de l'écoulement en bouchon à la laminaire.

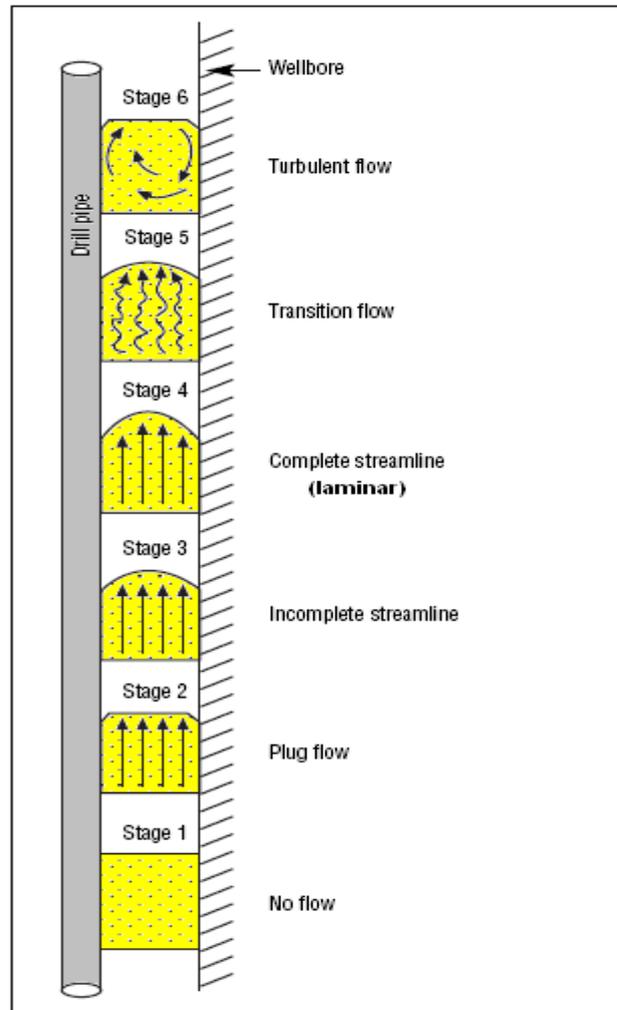


Figure 45 : Régimes d'écoulement.

#### VI.3.2.4. La vitesse d'avancement ROP :

L'augmentation de la vitesse d'avancement a comme conséquence des concentrations plus élevées des cuttings dans l'annulaire. L'expérience a prouvé que 0.5% est la concentration annulaire maximale permise pour forer efficacement les puits verticaux et les puits de faible inclinaison. Pour les puits déviés, des lits de cuttings plus épais se forment suite à l'augmentation excessive de la vitesse d'avancement. Ces lits de cuttings nécessitent des débits très élevés pour être enlevés.

Il est important de contrôler et limiter le ROP dans les puits déviés puisque les lits de cuttings sont difficiles à enlever et peuvent créer des problèmes énormes.

# **Chapitre V**

## **Présentation des modèles de Rubiandini et de Zhou**

## Problématique :

Le transport des cuttings est un mécanisme essentiel pour un bon programme de forage. Dans le forage directionnel et horizontal, le nettoyage de trou est un problème commun et coûteux. Le déplacement inefficace des cuttings peut avoir comme conséquence plusieurs problèmes, tels que l'usure du trépan, régime de forage lent, ECD accru (qui peut mener à la fracturation de la formation), couple élevé, drague, et dans le plus mauvais cas, la garniture de forage peut se coincer. Si ce type de situation n'est pas contrôlé correctement, le problème peut s'aggraver au side track ou abandonnement du puits.

Dans des applications de champ, différentes techniques sont disponibles pour réaliser des conditions d'underbalance. Ceci implique la plupart du temps de circuler des fluides de faible densité. Le forage en underbalance est généralement caractérisé par une vitesse de pénétration importante par rapport au forage conventionnel et par la suite une quantité de déblais plus importante, d'où un bon nettoyage sera plus nécessaire.

Le transport des cuttings est contrôlé par plusieurs variables telles que l'angle d'inclinaison du puits, le diamètre du trou et le diamètre des tiges de forage, vitesse de rotation de la garniture de forage (RPM), excentricité des tiges de forage, vitesse d'avancement (ROP), caractéristiques des cuttings telles que la taille et la porosité du lit et les caractéristiques de fluide de forage qui sont : le débit, vitesse de fluide, régime d'écoulement, type de boue et sa Rhéologie. Les facteurs principaux pour l'optimisation du nettoyage sont les résultats d'une bonne planification, bon choix des propriétés de fluide, et bonne pratique du forage.

Le transport des cuttings, particulièrement dans les puits fortement inclinés, est un problème délicat. Un grand nombre de publications ont été édités pour explorer et résoudre ce problème au cours des 30 dernières années. Les études ont été orientées à étudier les divers paramètres qui affectent le transport des cuttings dans les puits verticaux et horizontaux et pour établir des modèles de corrélation pour la prévision qui pourrait être employée dans les opérations de forage.

Dans notre étude, on va prendre deux modèles de corrélation en considération et on va essayer de déterminer les différences entre ces deux modèles et les appliquer sur un puits réel afin de pouvoir choisir l'un de ces modèles pour l'utiliser dans le control du nettoyage du drain horizontal. Ces modèles sont :

- Modèle de Rubiandini <sup>[8]</sup> : c'est un modèle expérimental, consiste à reproduire les conditions de forage et basé sur des relations empiriques obtenues à partir de l'expérience.

- Modèle de Zhou <sup>[9]</sup> : c'est un modèle mécanistique basé sur l'analyse des forces et moments agissant sur un lit de particule et lié aux hypothèses émises pour résoudre le problème.

## V.1. Modèle de Rubiandini :

### V.1.1. Présentation du modèle :

Le modèle de Rubiandini a été basé sur le modèle de Moore pour le puits vertical, le modèle empirique de Larsen et les données expérimentales de Peden.

Rubiandini a constaté que les problèmes du nettoyage du trou pourraient être maîtrisés en définissant le débit minimum de boue avec lequel il est possible de nettoyer le puits de forage. Il a exprimé la vitesse minimum de la boue comme somme de la vitesse de sédimentation et de vitesse des cuttings tombés, la même chose qu'a fait Larsen. La vitesse des cuttings dépend de la géométrie de puits et la valeur de ROP.

Rubiandini pense que la densité de boue, l'angle d'inclinaison, et RPM sont les facteurs principaux affectant les mécanismes du transport des cuttings. Par conséquent, les facteurs de correction de ces paramètres jouent un rôle principal dans le modèle qu'il a proposé.

Rubiandini a introduit la vitesse de sédimentation et le facteur de correction pour la densité de boue et l'angle d'inclinaison. Ceci a été fait par analyse de régression en utilisant des facteurs de correction de Larsen et les données expérimentales des études de Larsen et Peden. Dans sa recherche, Rubiandini a modifié la vitesse de sédimentation de Moore qui est applicable pour le puits vertical d'une telle manière qu'il soit possible de l'utiliser dans les puits inclinés et même horizontaux. D'ailleurs, il a présenté un facteur de correction pour le RPM basé sur le travail de Peden (puisque les valeurs de RPM étaient négligeables pour plusieurs paramètres pendant les expériences de Larsen). En conclusion, Rubiandini a présenté une nouvelle équation pour la détermination de la vitesse minimum de boue qui est nécessaire pour remonter les cuttings dans les puits inclinés horizontaux. Il a validé sa nouvelle équation avec des données expérimentales précédemment établies de Larsen et Peden et a conclu ce qui suit:

- Avec des angles d'inclinaison plus grande que  $45^\circ$  degrés, la vitesse minimum de boue du modèle de Larsen, les données expérimentales de Larsen et Peden n'ont eu aucune différence significative avec le modèle du Rubiandini nouvellement établi.
- Pour des angles d'inclinaison moins que 45 degrés, le nouveau modèle de Rubiandini a prévu une autre vitesse minimum de boue comparant avec les deux autre modèles.

### V.1.2. Les données expérimentales :

L'expérience a été exécutée avec une pipe de diamètre intérieur de 5,0", et une tige de forage à un diamètre extérieur de 2.375 " et une longueur de 35 ft. Dans cette expérience, l'excentricité de la tige de forage a changé de négatif (-62%) au positif (+62%). Pendant l'expérience, des cuttings ont été injectés à trois débits différents, à savoir 10, 20, et 30 lb/min qui correspondent à une vitesse d'avancement ROP de 27, 54, et 81 (ft/hr). La pipe a été tournée à une vitesse constante de 50 t/mn dans toute l'expérience.

Trois différentes dimensions des cuttings ont été utilisées et, par conséquent, trois différentes porosités de lit ont été établies :

Dimension des cuttings (inch)	Type de la roche	Forme	Masse volumique des grains (g/cc)	Porosité du lit (%)
Grande (0,275'')	Calcaire	Angulaire	2,57	41
Moyenne (0,175'')	Calcaire	Angulaire	2,57	36
Petite (0,09'')	Sable	Rond	2,6	39

Tableau 9 : Dimensions des cuttings et porosités de lit.

### V.1.3. La vitesse critique de fluide de transport (CTFV) :

Larsen et ses collègues ont défini la vitesse critique de fluide de transport (CTFV) comme vitesse de fluide minimum qui est exigée pour garder un mouvement ascendant continu des cuttings pendant la circulation. Cela signifie qu'à cette vitesse ou plus, le nettoyage du trou sera assez suffisant, de sorte que les cuttings ne s'accumulent pas dans la partie inférieure du puits.

L'équation de la vitesse critique de fluide de transport (CTFV ou  $V_{crit}$ ) est la somme de la vitesse de transport des cuttings (CTV ou  $V_{cut}$ ) et de la vitesse de sédimentation (ESV ou  $V_{slip}$ ) :

$$V_{crit} = V_{cut} + V_{slip} \dots\dots\dots(V.1)$$

Larsen a défini la vitesse équivalente de sédimentation (glissement) comme différence de vitesse d'écoulement entre les cuttings et le fluide de forage. L'équation de la vitesse équivalente de sédimentation  $V_{slip}$  est définie comme le produit des facteurs de correction multiplié par la vitesse équivalente de sédimentation non corrigée  $\bar{V}_{slip}$ , et est montrée comme suit:

$$V_{slip} = \bar{V}_{slip} * C \dots\dots\dots(V.2)$$

La Vitesse de transport des cuttings (CTV ou Vcut) peut être exprimée par une équation simple de bilan de matière:

**La masse produite par l'outil du forage = la masse transportée par la boue**

$$\rho_{cut} * Q_{inj} = V_{cut} * A_{open} * C_{conc/ft} * \rho_{cut} \dots\dots\dots(V.3)$$

La vitesse de transport des cuttings est calculée par :

$$V_{cut} = \frac{Q_{inj}}{A_{open} * C_{conc/ft}} \dots\dots\dots(V.4)$$

Afin de convertir le débit volumétrique d'injection (Qinj) en ROP, l'équation suivante a été employée:

$$ROP \left( \frac{ft}{hrs} \right) = Q_{inj} \left( \frac{ft^3}{sec} \right) * \left( \frac{3600sec}{1hrs} \right) \left( \frac{1}{A_{hole}(ft^2)} \right) \dots\dots\dots(V.5)$$

En substituant le débit volumétrique (Qinj) dans l'équation (V.4) par ROP dans l'équation (V.5), il est possible de calculer la vitesse de transport des cuttings en considérant ROP, diamètre des tiges de forage, diamètre du trou, et la concentration des cuttings:

$$V_{cut} = \frac{ROP}{36 \left[ 1 - \left( \frac{A_{pipe}}{A_{hole}} \right) \right] C_{conc}} \dots\dots\dots(V.6)$$

Ou :

$$V_{cut} = \frac{ROP}{36 \left[ 1 - \left( \frac{D_{pipe}}{D_{hole}} \right)^2 \right] C_{conc}} \dots\dots\dots(V.7)$$

D'après sa recherche expérimentale, Larsen a développé une équation pour la concentration annulaire des cuttings, à la vitesse critique de fluide de transport:

$$C_{conc} = 0.01778 * ROP + 0.505 \dots\dots\dots(V.8)$$

**V.1.4. L'équation de transport des cuttings de Rubiandini :**

Le facteur de correction d'angle a été obtenu en employant le traçage cartésien adimensionnel entre la vitesse de sédimentation (Vslip) et l'inclinaison, ce facteur est basé sur les données de Larsen et de Peden, et il s'exprime comme suit :

$$\theta \leq 45^\circ : C_i = \frac{2\theta}{45} \dots\dots\dots(V.9)$$

$$\theta \geq 45^\circ : C_i = 2 \dots\dots\dots(V.10)$$

En se basant sur le traçage sans dimensions entre la vitesse de sédimentation et l'inclinaison, pour différentes densités de boue, le facteur de densité suivant a été trouvé :

$$C_{mw} = \frac{3 + \rho_m}{15} \dots\dots\dots(V.11)$$

Le facteur de correction de RPM a été déterminé à partir de traçage adimensionnel entre la vitesse de sédimentation (Vslip) et l'inclinaison, en se basant sur la méthode de Peden. Il est défini comme suit :

$$C_{RPM} = \frac{600 - RPM}{600} \dots\dots\dots(V.12)$$

La vitesse minimum pour un puits vertical ou horizontal s'écrit comme suit :

$$V_{min} = V_{cut} + [1 + C_i \times C_{mw} \times C_{RPM}] * V_{slip} \dots\dots\dots(V.13)$$

Dans l'équation (V.13), l'équation de la vitesse des cuttings (Vcut) est trouvée de a même façon utilisée dans le modèle de Larsen.

Finalement, la vitesse minimum de Rubiandini pour les inclinaisons inférieure que 45° est exprimée comme suit :

**Pour  $\theta \leq 45^\circ$  :**

$$V_{min} = V_{crit} = V_{cut} + V_{slip} \left[ 1 + \frac{\theta * (600 - RPM) * (3 + \rho_m)}{202500} \right] \dots\dots\dots(V.14)$$

La vitesse minimum de Rubiandini pour les inclinaisons supérieures que 45" est exprimée comme suit :

**Pour  $\theta \geq 45^\circ$  :**

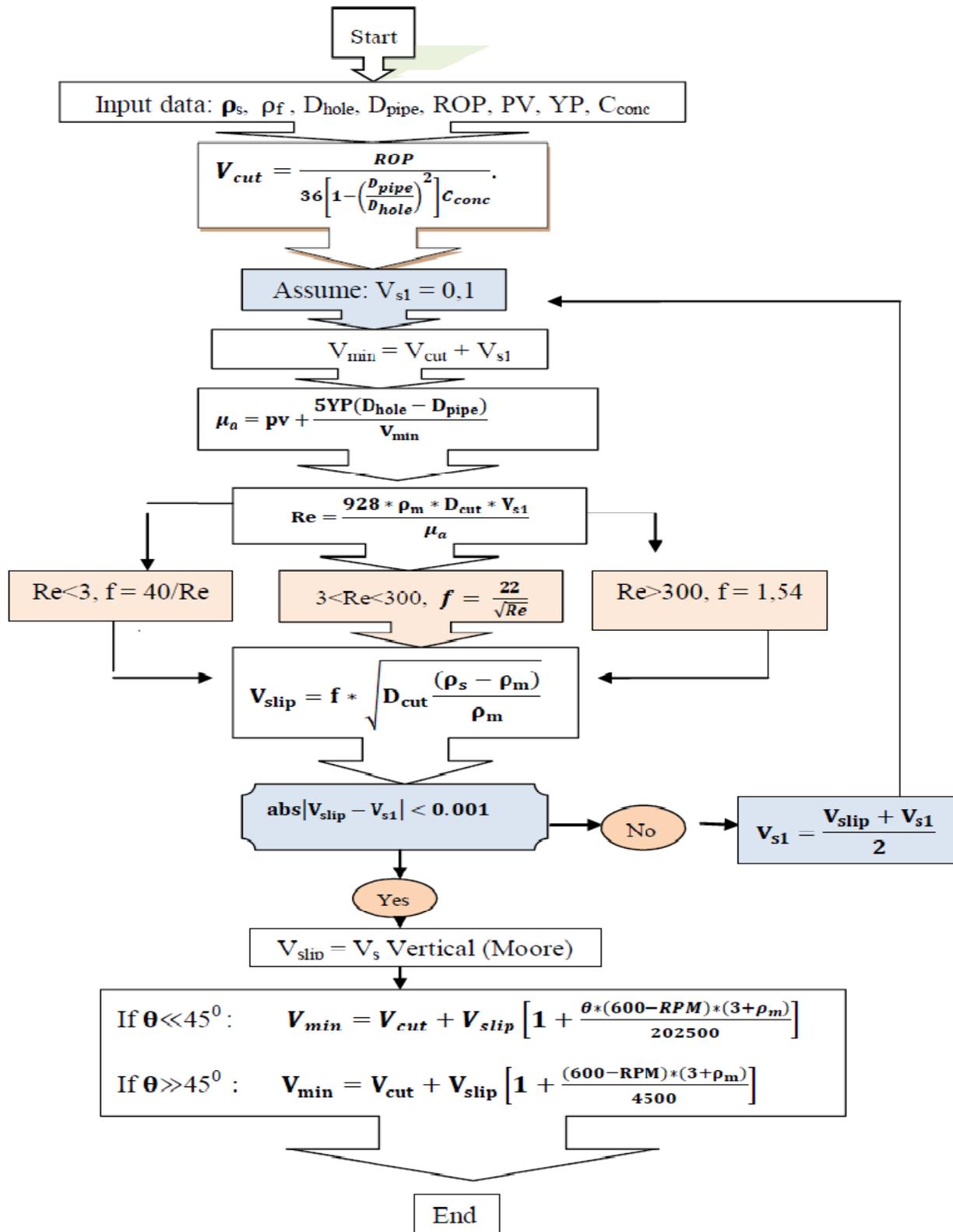
$$V_{min} = V_{crit} = V_{cut} + V_{slip} \left[ 1 + \frac{(600 - RPM) * (3 + \rho_m)}{4500} \right] \dots\dots\dots(V.15)$$

**V.1.5. Conclusion :**

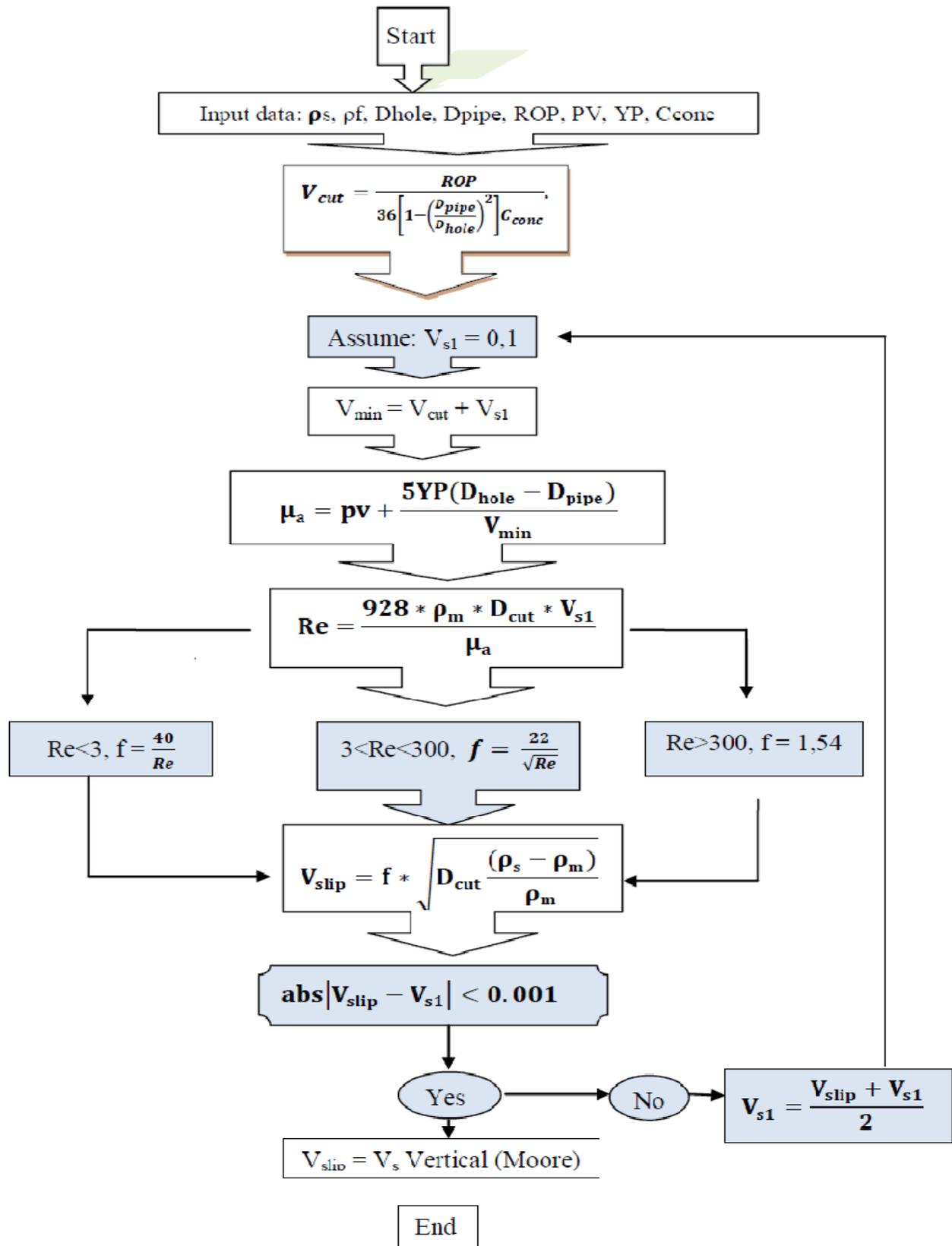
Le modèle de Rubiandini est appliqué pour les angles d'inclinaison entre 0° et 90°. A 0°, le modèle de Rubiandini correspond au modèle de Moore pour les puits verticaux. La vitesse minimum d'écoulement définie par Rubiandini augmente progressivement à l'intervalle d'inclinaison entre 0 ° et 45°. Cependant, dans l'intervalle d'angle d'inclinaison entre 45° et 90°, la vitesse minimum d'écoulement de Rubiandini est une valeur constante. La vitesse minimum

d'écoulement basée sur les calculs de Larsen et les expériences de Peden a des valeurs plus petites si on compare à la vitesse minimum d'écoulement de Rubiandini pour des inclinaisons moins de 45°.

V.1.6. L'organigramme du modèle de Rudi Rubiandini :



V.1.7. L'organigramme du modèle de Moore :



## V.1.8. Nomenclature :

- $C_i$  = facteur de correction pour l'angle d'inclinaison (adimensionnel)
- $C_{conc}$  = concentration des cuttings (%)
- $C_{mw}$  = facteur de correction pour la densité de la boue (adimensionnel)
- $C_{RPM}$   $C_{RPM}$  = facteur de correction pour le RPM (adimensionnel)
- $D_{hole}$  = diamètre du trou (inch), (m)
- $D_{pipe}$  = diamètre des tiges (inch), (m)
- $f$  = facteur de friction, (adimensionnel)
- $PV$  = viscosité plastique (cp), (Pa\*s)
- $Re$  = nombre de Reynolds (adimensionnel)
- $ROP$  = vitesse d'avancement (ft/hrs), (m/hrs)
- $RPM$  = vitesse de rotation des tiges par min
- $V_{cut}$  = vitesse des cuttings (ft/s), (m/s)
- $V_{crit}$  = vitesse critique (ft/s), (m/sec)
- $V_{min}$  = vitesse minimum (ft/s), (m/sec)
- $V_{stip}$  = vitesse de sédimentation, (ft/s), (m/s)
- $YP$  = yield point (1b/100ft<sup>2</sup>), (Pa)
- $\theta$  = angle d'inclinaison du puits (degrés)
- $\rho_m$  = densité de la boue (lb/gal), (kg/m<sup>3</sup>)
- $\rho_s$  = densité des cuttings (lb/gal), (kg/m<sup>3</sup>)
- $\mu_a$  = viscosité apparente (cp), (Pa\*s)

## V.2. Modèle de Zhou :

Un des modèles mécanistes utilisés dans la littérature pour le transport des cuttings avec une boue légère a été développé par Zhou, puis adapté pour un écoulement annulaire concentrique.

L'hydraulique de l'écoulement est couplée aux mécanismes de transport des cuttings dans la formulation du modèle. Le modèle détermine le régime d'écoulement et prévoit la concentration in-situ des cuttings, densité du mélange et les pertes de charge par frottement dans un anneau concentrique horizontal.

La condition pour un écoulement critique pour que les particules solides se mettent en mouvement est déterminée par l'analyse des forces et moments agissant sur un lit de particule. Afin de développer le modèle, les hypothèses suivantes ont été faites:

- L'écoulement est régulier ou stationnaire (steady state), turbulent et isotherme dans un anneau concentrique;
- Les particules solides sont supposées uniformes et sphériques;
- Propriétés physiques du fluide et des cuttings dans chaque unité de volume sont supposées constantes;
- La surface du lit des cuttings est supposée horizontale uniforme le long de l'anneau.
- Pour développer le modèle mécaniste, on considère que les particules solides sur un lit de cuttings sont stationnaires.

Les forces principales agissant sur la particule solide sont montrées sur le Figure (V.1) :

$F_L$  et le  $F_D$  sont respectivement la force d'ascension et la force d'entraînement.

$F_G$  et  $F_B$  sont respectivement la force de pesanteur et la force de flottabilité.

$N_1$  et  $N_2$  sont les forces normales agissant sur les points de contact entre les particules.

$f_1$  et  $f_2$  sont les forces de frottements aux points de contacts entre les particules.

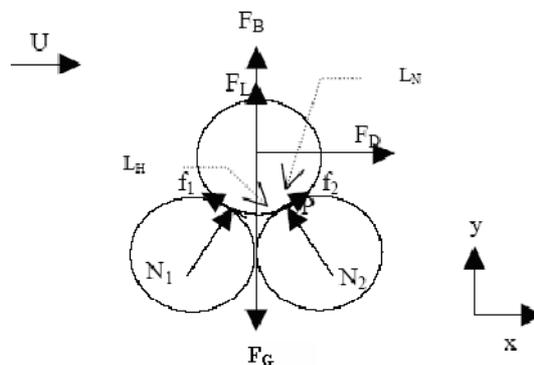


Figure 46 : Forces exercées sur particules dans le cas d'un seul lit.

Comme représenté sur la figure, les moments agissant sur la particule de lit dû à la force d'ascension, la force d'entraînement et la force de flottabilité tendent à rouler la particule en aval de l'écoulement tandis que le moment créé par gravitation tend à empêcher la particule du roulement. Pour lancer le roulement de la particule du lit, les moments des forces ( $F_B + F_L + F_D$ ) au point de contact «P », tendent à causer la rotation descendante et doit excéder les moments de la force de gravitation ( $F_G$ ) qui tendent à empêcher la rotation. En même temps, le lit de particule peut également être soulevé vers le haut si la somme des forces dans la direction ascendante est plus grande que ceux dans la direction descendante. Par conséquent, la condition pour le déclenchement du roulement des particules sur la surface de lit est donné par :

$$F_B + F_L > F_G - F_D \frac{L_N}{L_H} \dots\dots\dots(V.16)$$

$$F_B L_H + F_L L_H + F_D L_N > F_G L_H \dots\dots\dots(V.17)$$

Ici les moments des forces normales et de frottements sont pris pour zéro parce que quand le roulement de particules est sur le point de commencer, la force normale,  $N_1$  et la force de frottement,  $f_1$  sont égales à zéro. De même, des forces normales et de frottement aux points de contact sont pris pour zéro quand le levage des particules est sur le point de se produire. Par conséquent, la condition pour le déclenchement du soulèvement de la particule de la surface du lit est donné par:

$$F_B + F_L > F_G \dots\dots\dots(V.18)$$

Les équations (V.17) et (V.18) impliquent que la somme de force de flottabilité et d'ascension nécessaire pour rouler la particule est inférieure la somme des forces requises pour soulever la particule, puisque  $F_D$  est considéré toujours plus grand que zéro. Ceci signifie que le roulement des particules se produit aux vitesses d'écoulements inférieures que celle du soulèvement. Par conséquent, l'équation (V.17) est prise comme critère principal pour le déclenchement de mouvement des particules. Les équations employées pour estimer les forces dans l'équation (V.17) sont présenté dans le tableau (10). En substituant les équations de force dans l'équation (V.17), la vitesse critique locale près du lit (la vitesse locale d'écoulement nécessaire pour lancer le mouvement des particules du lit) est obtenue. Ainsi, la vitesse critique locale est écrite comme:

$$u^2 = \frac{\frac{4}{3}d_p g \left(\frac{\rho_S - \rho_L}{\rho_L}\right)}{C_L + \sqrt{3}C_D} \dots\dots\dots(V.19)$$

Force	Equation
La force de pesanteur $F_G$	$F_G = \frac{1}{6} \rho_S g \pi d_p^3$
La force de flottabilité $F_B$	$F_B = \frac{1}{6} \rho_L g \pi d_p^3$
La force d'ascension $F_L$	$F_L = \frac{1}{2} C_L \rho_L u^2 A_p$
La force d'entraînement $F_D$	$F_D = \frac{1}{2} C_D \rho_L u^2 A_p$

Tableau 10 : équations des forces exercées sur particules dans le cas d'un seul lit.

Où  $C_L$  et  $C_D$  sont respectivement des coefficients hydrodynamiques de soulèvement et d'entraînement des particules.

Pour appliquer l'équation ci-dessus, il faut qu'une expression appropriée pour  $C_L$  et  $C_D$  soit trouvé qui relie chacun, des caractéristiques de l'écoulement. La vitesse,  $u$  dans l'équation (V.19) doit être prise en tant que vitesse locale près de la surface du lit. Par conséquent, il est nécessaire d'employer des paramètres locaux d'écoulement parce que les forces de première importance sont les forces hydrodynamiques locales agissant sur le lit des particules solides.

Souvent, les profils de vitesse turbulent d'écoulement se compose d'un profile de sous-couche visqueuse, d'un profile de couche logarithmique et d'un profile de couche intermédiaire (couche recouverte) qui existe entre les deux couches comme montrées dans figure (47). Ce profile de vitesse est largement répandu dans la modélisation mathématique et analyse d'un écoulement turbulent près du toit de la surface du lit de cuttings.

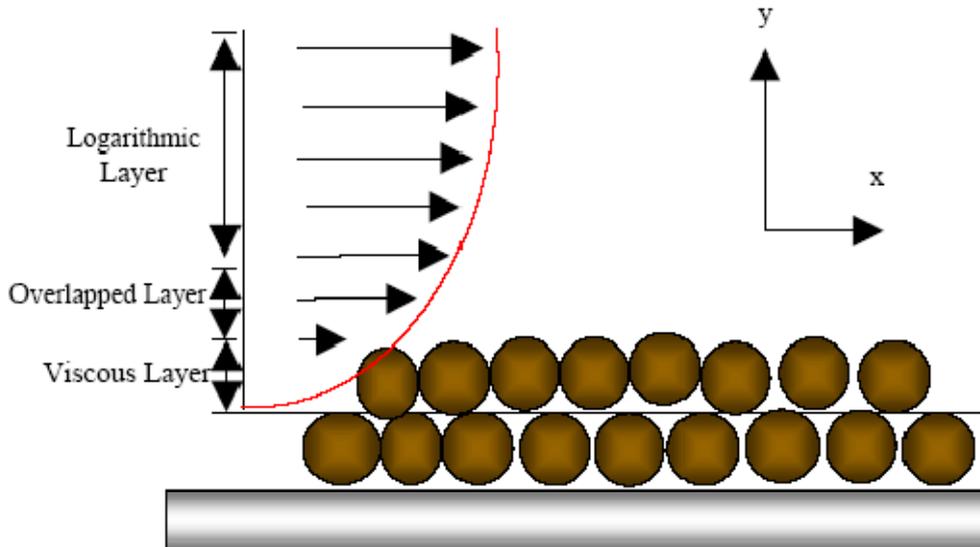


Figure 47 : Profil de vitesse de Near-bed d'écoulement turbulent.

Le coefficient d'entraînement (drag),  $C_D$ , peut être exprimé comme:

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}A_p \rho_F (u_F - u_P) |u_F - u_P|} \dots\dots\dots (V.20)$$

Où  $u_F$  est la vitesse du fluide près du lit de cuttings et  $u_P$  est la vitesse de la particule. Le coefficient d'entraînement (Drag) dépend de la forme de la particule et le nombre de Reynolds de la particule,  $Re_p$ .

$$Re_p = \frac{d_p (u_F - u_P) \rho_F}{\mu_F} \dots\dots\dots (V.21)$$

Pour des écoulements à faible nombre de Reynolds ( $Re < 0.5$ ), la force d'entraînement (drag) de Stokes sur une particule sphérique est donnée par:

$$F_D = 3\rho_F \mu_F (u_F - u_P) d_p \dots\dots\dots (V.22)$$

Ainsi, l'équation (V.20) peut être écrite comme:

$$C_D = \frac{3\rho_F \mu_F (u_F - u_P) d_p}{A_p \rho_F (u_F - u_P) |u_F - u_P|} = \frac{24}{Re_p} \dots\dots\dots (V.23)$$

Le coefficient d'entraînement (drag) de Stokes est applicable au régime d'écoulement de rampement (écoulement de haut en bas) (Le régime de Stokes,  $Re_p < 0,5$ ).

À des nombres de Reynolds plus élevés, le coefficient d'entraînement (drag) pour l'écoulement à nombre de Reynolds compris entre 1 et 1000 ( $1 < Re_p < 1000$ ), est désigné sous le nom du régime de transition. Clift et autres ont développé les expressions suivantes:

$$C_D = \frac{24}{Re_p} \left( 1 + \frac{3Re_p}{16} \right) \dots\dots\dots(V.24)$$

Pour  $10^3 < Re_p < 2.5 \times 10^5$ , le coefficient d'entraînement (drag) est donné par:

$$C_D = 0.4$$

L'équation de Saffman est utilisée pour estimer la force de soulèvement (lift):

$$F_L = 1.615 d_p^2 (u_F - u_p) \sqrt{\mu_F \rho_F \frac{du}{dy}} \dots\dots\dots(V.25)$$

On calcule le coefficient de soulèvement (lift)  $C_L$  par :

Si  $C_L > 0.09$

$$C_L = 0.09 \dots\dots\dots(V.26)$$

Et si  $C_L < 0.09$

$$C_L = 5.82 \left( \frac{\alpha_p}{Re_p} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(V.27)$$

Où

$$\alpha_p = \frac{d_p}{2U} \left| \frac{du}{dy} \right| \dots\dots\dots(V.28)$$

**Partie Spéciale :**  
**Etude de cas (puits ONIZ40)**

# **Chapitre VI**

## **Programme de forage**

VI.1. Schéma et profils du puits ONIZ40 :

Les figures ci-dessous montrent le profil du puits et les différents composants de la garniture de forage de la phase 6 ".

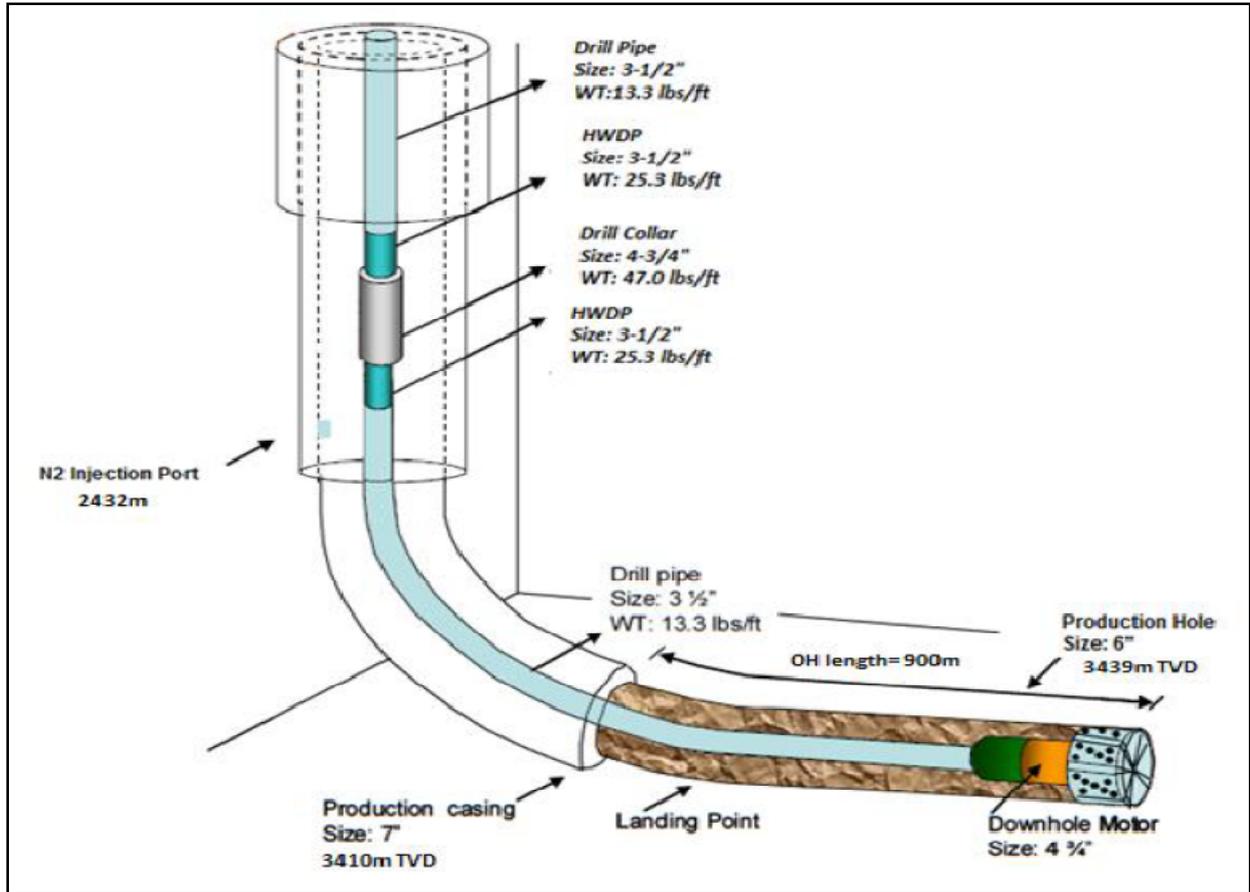


Figure 48: Schéma du puits.

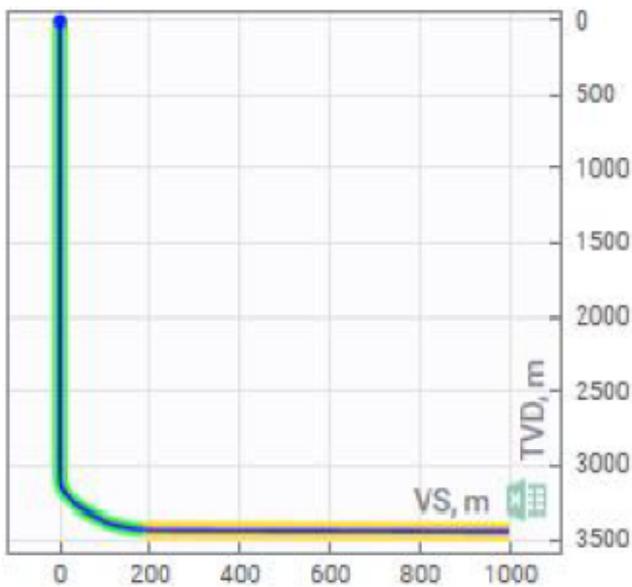


Figure 49 : Profil du puits vue verticale vs E/W

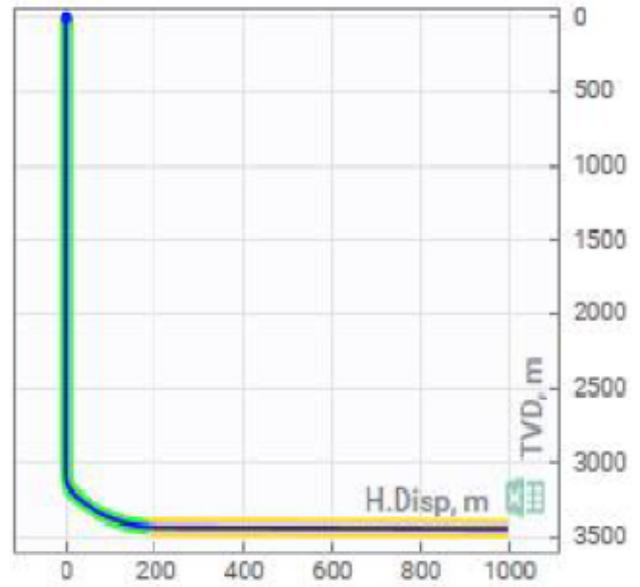


Figure 50 : Profil du puits vue verticale vs N/S

## VI.2. Sélection de l'appareil :

- L'appareil ENF47 est sélectionné pour forer le puits ONIZ40.
- L'élévation de la table de rotation est de 9.14 m au dessus du niveau de sol.
- L'alimentation en eau est faite à partir du puits d'eau ONIH109 situé à 150 mètres.

Les différents organes de cet appareil avec leurs types et leurs capacités sont mentionnés dans le tableau suivant :

EQUIPMENT	MANUFACTURED	TYPE	CAPACITY
Mast	BENTEC	Contilever MCL-1000-152-30	454T/12LINES
Draw works	BENTEC	DW-E-1500-DC-1 3/8	1500 HP
Mud Pump	WEATHERFORD	12P160	2 X 1600 HP
Rig Power	CATERPILLAR	3512 DITA	1321 BHP
Top Drive	BENTEC	500-HT	500T
Shale Shakers	MI-SWACO	MONGOOSE PT	03X
Mud Cleaner	MI-SWACO	MONGOOSE	16connes ( 600gpm)
Tanks	-	-	502 m3

Tableau 11 : Sélection de l'appareil.

## VI.3. Programme de tubage :

HOLE / CASING SIZE	PLANNED SETTING DEPTH, TVD	WEIGHT (lb/ft)	GRADE	CASING SETTING DEPTH CRITERIA
Surface 18 5/8in	537 m	87.50	K55, BTC	40 m into Sénonien Anhydritique to cover upper formations
Intermediate 13 3/8in	2313 m	68.00	N80, BTC	110 m into Dogger Lagunaire prior to entering the salt formations
Intermediate 9 5/8in	Surface to 1822 m	47.00	P110, BTC	10 m above G35-Trias Argileux. The string will cover the LD2 formation and the plastic shales TS2 and salt layers of the Lias S1, S2 and S3.
	1822 m to 3322mMD (1500m)	53.50	P110, BTC	
Production (Liner) 7in	2457m to 3511mMD	32.00	P110, N.VAM	Top of liner 150m above the LD2 Shoe at Top of Cambrian Ra (D3)

Tableau 12 : Programme de tubage.

#### VI.4. Programme de cimentation :

Ce tableau nous indique le programme de cimentation des différentes phases avec les différentes recommandations pour l'exécution de l'opération.

CASING SIZE	TOP OF TAIL	TOP OF LEAD	PLANNED EXCESS	COMMENTS
18 5/8in	437 m	Surface	35 % Xs on the Bentonitic slurry, 35 % Xs on the tail	Top job is likely to be required after cement job
13 3/8in	1427 m	337m	25 % Xs on the Lead, 15 % Xs on the tail	Top of tail at the top of Barremian formation
9 5/8in		2113m	25 % Xs on the theoretical volume if we don't have a caliper	Single slurry – Top 200m above previous casing string
7in		2457m	75 % Xs	Single Slurry - Top is 150m above top LD2

Tableau 13 : Programme de cimentation.

#### VI.5. Programme des outils :

Le programme primaire et le programme secondaire des outils de forage pour les différentes phases du puits ONIZ40, sont comme suit :

HOLE SIZE	PRIMARY	BACKUP
26" Hole Section	<u>TCInew</u> :GTXC03(IADC 415) (Baker)X 01	<u>TCI-RRSB445C</u> (SMITH) X 01
16" Hole Section	<u>PDC-New</u> :TFF913S (NOV) X 01	<u>PDC-RR</u> : Q609F (Baker) X 01
12 1/4" Hole Section VERT/B-UP	<u>PDC New</u> :DSF813M(NOV) X 01 <u>PDC-RR</u> : HCM408 (Baker) X 01	<u>PDC RR</u> :MI616PX (SMITH) X 01 <u>PDC-RR</u> : HCM408 (Baker) X 01
8 1/2" Hole Section	<u>Hyb New</u> : MMD84i (DBS ) X 1 <u>PDC – RR</u> :KH813PX (SMITH)	<u>TCI-New</u> :SB537DOD1PD(SMITH)
6" Hole Section	<u>TCI new</u> :XR40YDDOD1PD X 4	<u>PDC-RR</u> : FX94 (DBS) for drill-out X 01

Tableau 14 : Programme des outils.

## VI.6. Programme de boue :

Les différentes caractéristiques des fluides de forage sont détaillées ci-dessous :

Interval Properties	26"	16 "	12 ¼"	8 ½ "	6"
Drilling Fluids System	WBM	OBM	OBM	OBM	Crude + N2
Mud Weight (SG)	1.05	1.25	2.05 before LD2	1.40	As per DP
YP (Lbs/100 ft2)	40 - 60	18 - 24	10-14	10-12	12
HPHT FL ML	AP 20 at TD	<10	<10	<10	<4
Electrical Stability		> 600	> 1000	>1000	>1000
Oil Water Ratio		70/30- 85/15	85/15-90/10	90/10	95/5
LGS (% v/v)	< 5	< 5	< 5	< 5	< 3

Tableau 15 : Programme de boue.

## VI.7. Programme de déviation :

Les importants points de la trajectoire du forage avec leurs profondeurs, leurs inclinaisons, leurs azimuths et leurs déplacements horizontaux sont présentés ci-dessous. Pour consulter le programme de déviation détaillé : (Voir Annexe VI.1).

TARGET DEFINITION					
	TVD/ MD (m)	Inclination (°) at section TD	Direction (azimuth) (°)	Build up of rate (°/30m)	Displacement VS(m)
KOP " 3m into TS3 "	3005	-	-	-	-
12 ¼ BU section	3306 / 3322.24	32°	315	3.03	86.31
8 1/2 section " top of DH/D2"	3410/ 3478.53	63	315	4.62	200.38
Landing Point " Top of D2"	3424.25 / 3537	88.69°	315	13.12	256.88
End of target " Top of ID "	3431 / 3832.55	88.68°	315	-	552
Well TD " ID "	3439/ 4182	88.69°	315	-	901.9

Tableau 16 : Programme de déviation.

La figure ci-dessous présente les différents survey prises au cours de la déviation pour le suivi de la trajectoire du puits ONIZ40 pour éviter la collision avec le puits ONIZ402 :

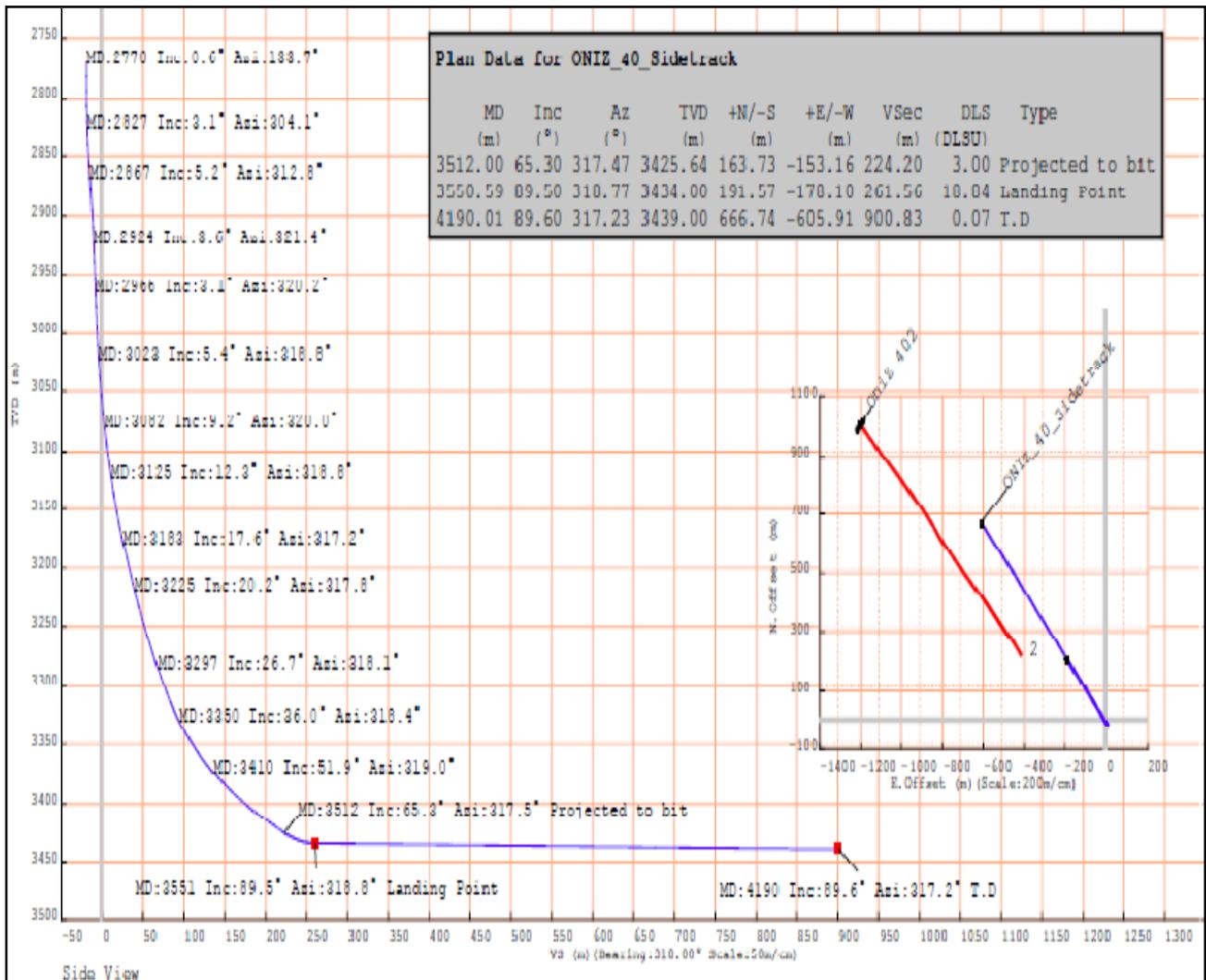


Figure 51 : "Survey Plot" du puits ONIZ40.

**Remarque :**

Pour les chapitres qui suivent ; on se base dans notre étude sur la phase 6" jusqu'à la profondeur 3720 m qui a été foré en sliding jusqu'à 3554 m et le reste a été en rotary, on considère aussi le cas sans production parce qu'il est le cas le plus défavorable pour le nettoyage du trou<sup>[9]</sup>, en plus le débit de production était très négligeable (inférieur à 1/4 m<sup>3</sup>/h) au cours du forage. Le fluide de forage de cette phase c'est du pétrole brut qui est considéré comme un fluide newtonien<sup>[9]</sup>.

**Chapitre VII**  
**Application des modèles de**  
**Rubiandini et de Zhou**  
**sur le puits ONIZ40**

## Introduction :

Ce chapitre est consacré à l'évaluation de l'état du nettoyage du puits et la prévision du débit critique par le modèle de Rubiandini et par celui de Zhou qui vont être appliqués par la suite sur ce puits pour faire une comparaison entre les deux et choisir le modèle le mieux adapté pour le contrôle et l'analyse du nettoyage du drain horizontal.

### VII.1. Présentation de logiciel de simulation « WELLPLAN<sup>TM</sup> » :

WELLPLAN est un système software de l'ingénierie de forage pétrolier, de complétion et des opérations de services aux puits. Il peut être utilisé au niveau du chantier ou bien au niveau des bureaux des ingénieurs pour l'intégration entre les fonctions de l'ingénierie.

WELLPLAN a une base de données qui sert comme un archive pour les informations sur les puits. Il est composé de cinq modules principaux : Torque Drag, Well Control, Notebook, Surge et Hydraulics qu'on utilise pour notre étude.

### VII.2. Simulation et évaluation de l'état du nettoyage du puits :

La présence du lit des cuttings dans la partie « Build Up » des puits horizontaux est la première conséquence d'une insuffisance du transport des déblais produits au fur et à mesure de l'avancement de l'outil de forage, c'est pour cette raison qu'on la considère comme un critère d'évaluation d'état du nettoyage du trou.

La simulation d'épaisseur du lit des déblais (cuttings bed) en fonction de la profondeur est effectuée par le logiciel WELLPLAN.

#### VII.2.1. Introduction des différents paramètres nécessaires à la simulation :

Les paramètres mentionnés dans le tableau ci-dessous sont les paramètres réels du forage qui était en sliding jusqu'à 3554m et le reste était en rotary, jusqu'à 3720 m.

Les différents paramètres	Mode rotary	Mode sliding
La vitesse d'avancement (m/h)	8	6
La vitesse de rotation (RPM)	40	0
La masse volumique du fluide de forage (ppg)	6.84	6.84
La viscosité plastique (cp)	2	2
La contrainte seuil (lb/100ft <sup>2</sup> )	0	0
Diamètre des tiges (in)	3.5	3.5
Diamètre du puits (in)	6	6
La masse volumique des déblais (ppg)	22.6	22.6
La dimension des déblais (in)	0.05	0.05
Débit de circulation (l/min)	720	720

Tableau 17 : Les paramètres de forage.

Géométrie du puits :

La case montrée dans la figure suivante est réservée pour la description de la géométrie du puits en introduisant le diamètre et la longueur de la partie tubé et aussi de la partie "Open Hole".

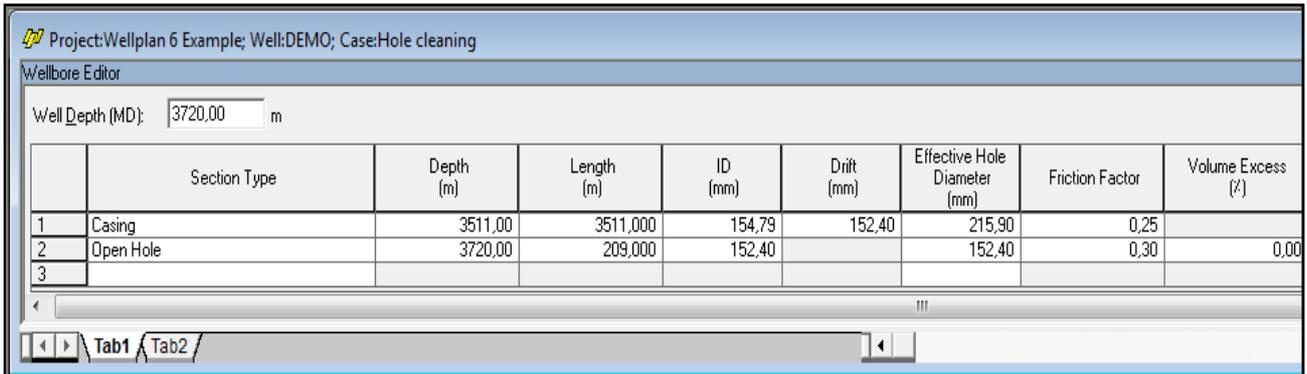


Figure 52 : La case "Wellbore Editor".

Les paramètres de la garniture du forage :

Les différents composants du train de sonde sont introduits dans la case "String Editor" avec leurs différentes caractéristique telles que : la longueur, le diamètre intérieur, le diamètre extérieur et le poids nominal.

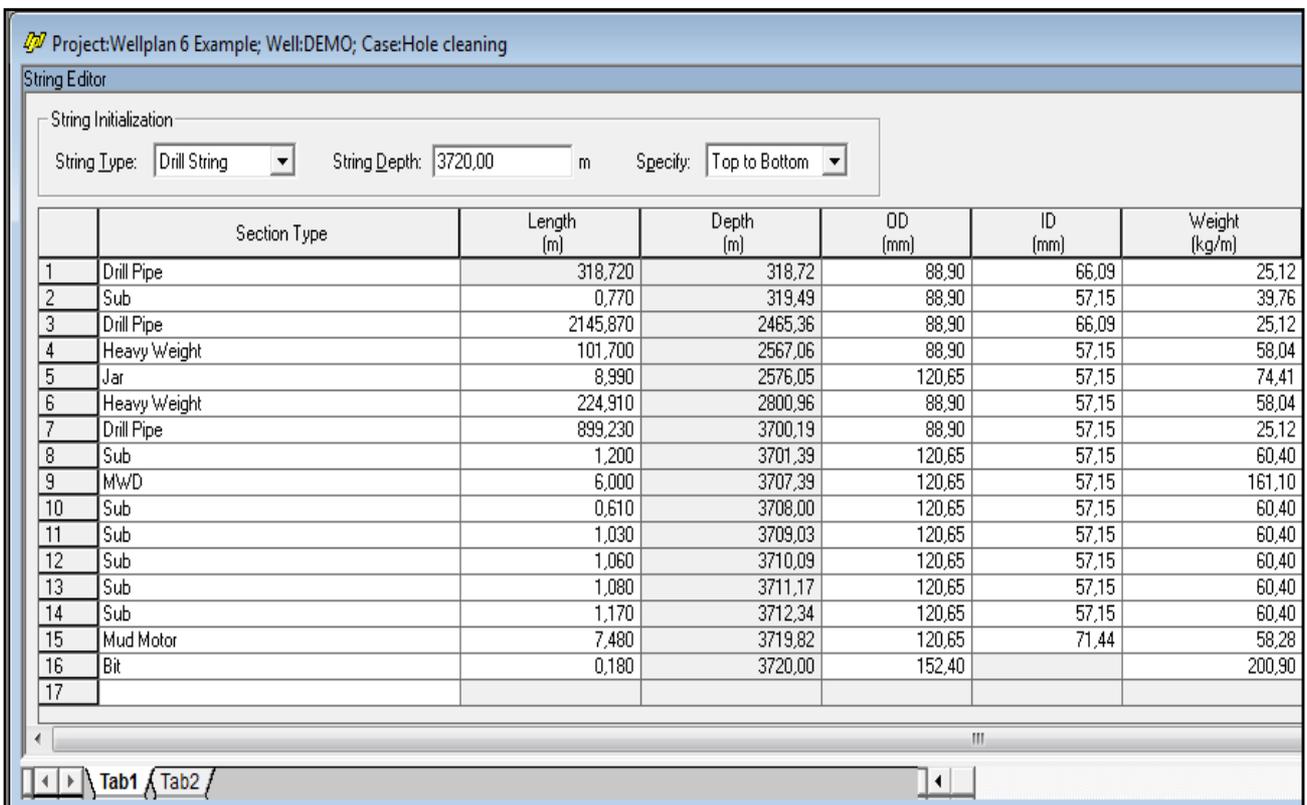


Figure 53 : La case "String Editor".

Programme de déviation :

Dans chaque ligne du tableau de la case "Survey Editor", on introduit le degré d'inclinaison et l'azimuth correspondants à la profondeur mesurée introduite dans la colonne "MD (m)".

Project: Wellplan 6 Example; Well: DEMO; Case: Hole cleaning

Survey Editor

Identification

Name: ONIZ#40 Description: 6" phase drilling

	MD (m)	INC (deg)	AZ (deg)	TVD (m)	DLS (deg/30m)
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
2	3008,00	0,00	0,00	3008,00	0,000
3	3094,73	0,81	305,84	3094,73	0,280
4	3103,31	1,67	334,24	3103,31	3,609
5	3112,48	2,88	335,30	3112,47	3,961
6	3122,05	4,09	331,36	3122,02	3,864
7	3131,89	5,07	331,06	3131,83	2,989
8	3141,55	6,19	328,10	3141,44	3,592
9	3150,58	7,78	320,00	3150,40	6,201
10	3160,85	9,68	315,05	3160,56	5,963
11	3170,51	11,54	313,17	3170,05	5,875
12	3179,55	13,10	311,80	3178,88	5,267
13	3189,21	14,83	311,95	3188,26	5,374
14	3199,39	16,66	312,72	3198,05	5,428
15	3208,00	18,10	313,94	3206,27	5,175
16	3217,29	18,75	315,28	3215,08	2,505
17	3226,51	19,37	316,26	3223,80	2,270
18	3236,05	19,93	317,55	3232,78	2,227
19	3245,36	20,65	319,99	3241,51	3,580
20	3254,82	21,45	322,11	3250,34	3,502
21	3264,17	22,43	323,52	3259,02	3,570
22	3273,69	23,38	324,82	3267,79	3,392
23	3282,89	24,55	324,62	3276,19	3,824
24	3293,00	26,08	323,64	3285,33	4,707
25	3302,18	27,41	322,84	3293,53	4,503
26	3311,57	28,36	322,41	3301,83	3,102
27	3320,74	28,73	322,32	3309,88	1,219
28	3329,00	29,29	321,32	3317,11	2,691
29	3348,53	31,67	319,14	3333,94	4,031
30	3358,00	33,21	318,29	3341,93	5,088
31	3361,60	33,55	318,20	3344,94	2,863
32	3379,85	35,63	317,71	3359,96	3,450
33	3400,41	39,80	318,68	3376,22	6,146
34	3405,79	41,59	319,08	3380,30	10,087
35	3418,00	45,85	319,60	3389,12	10,504
36	3430,11	51,43	317,14	3397,12	14,558
37	3438,80	56,41	317,24	3402,24	17,194
38	3439,41	53,70	318,00	3402,59	136,753
39	3445,84	54,96	318,00	3406,34	5,879
40	3470,28	65,11	318,00	3418,53	12,459
41	3498,76	77,28	318,00	3427,69	12,820
42	3528,41	89,12	318,00	3431,19	11,980
43	3529,00	89,12	318,00	3431,20	0,000
44	3554,00	89,12	318,00	3431,59	0,000
45	3720,00	89,12	318,00	3434,14	0,000
46					

Tab1 / Tab2

Figure 54 : La case "Survey Editor".

Les paramètres du fluide du forage :

Dans cette case, on introduit les différents paramètres du fluide du forage (le pétrole brut pour notre cas), tel que les paramètres rhéologiques enregistrés à la température d'essai (150°F) et le modèle rhéologique choisi.

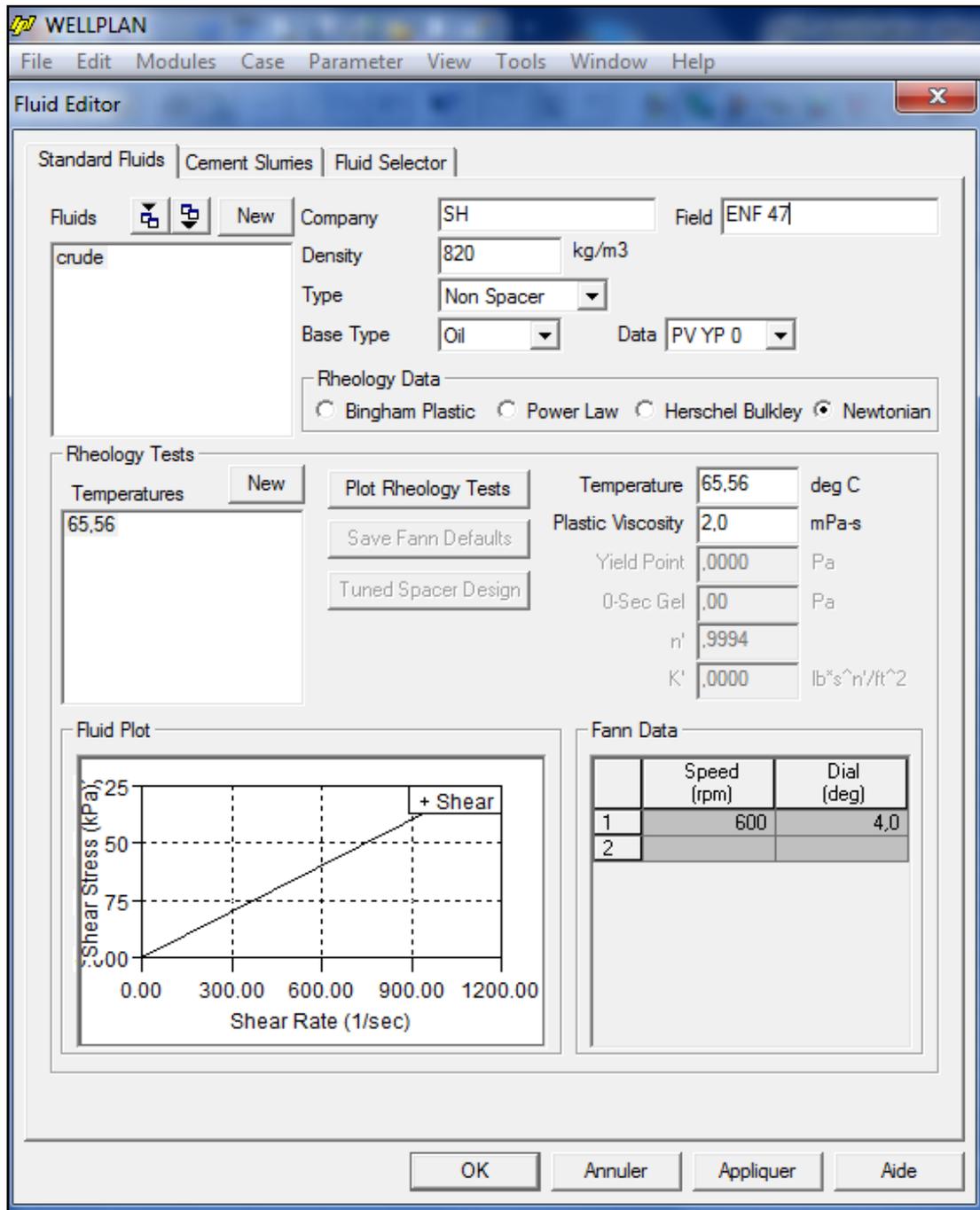


Figure 55 : La case "Fluide Editor".

Le gradient géothermique:

Pour la région du Hassi Messaoud, la température augmente de trois degrés tous les cents mètres de profondeur ( $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ), ajoutée à la température ambiante de la surface qui est de l'ordre de  $25^{\circ}\text{C}$  en mois de Mars.

Les inputs nécessaires à la simulation du transport des cuttings :

la case "Transport Analysis Data" est composée de deux parties, une partie pour les paramètres réels du forage tels que le débit, la vitesse d'avancement (ROP) et la vitesse de rotation(RPM) qui est nulle pour le cas du "Sliding"; et une autre partie pour les paramètres liés aux cuttings (la dimension et la densité des cuttings, la porosité du lit des cuttings formé dans le fond du puits) et l'intervalle du calcul en profondeur mesurée .

Figure 56 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary

Figure 57 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.

VII.2.2. Résultats de la simulation :

La géométrie du lit des cuttings :

La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" nous permet d'exporter la description géométrique du lit des cuttings formé dans le drain horizontal pour les deux modes de forage (le Rotary et le Sliding), sous forme des tableaux qui nous affichent une valeur d'épaisseur du lit des cuttings tous les dix mètres de profondeur mesurée (MD).

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
339	0,00	3390,01
340	3,10	3390,01
341	5,03	3400,01
342	7,33	3410,01
343	9,26	3420,01
344	11,09	3430,01
345	11,89	3440,01
346	12,70	3450,01
347	13,72	3460,01
348	14,51	3470,01
349	15,17	3480,01
350	15,70	3490,01
351	16,14	3500,01
352	16,44	3510,01
353	12,84	3520,01
354	12,91	3530,01
355	12,91	3540,01
356	12,91	3550,01
357	12,91	3560,01
358	12,91	3570,01
359	12,91	3580,01
360	12,91	3590,01
361	12,91	3600,01
362	12,91	3610,01
363	12,91	3620,01
364	12,91	3630,01
365	12,91	3640,01
366	12,91	3650,01
367	12,91	3660,01
368	12,91	3670,01
369	12,91	3680,01
370	12,91	3690,01
371	12,91	3700,01
372	0,00	3710,01

Figure 58 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Rotary.

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
329	0,00	3280,01
330	0,00	3290,01
331	0,00	3300,01
332	0,00	3310,01
333	0,00	3320,01
334	0,00	3330,01
335	3,44	3340,01
336	3,33	3350,01
337	4,84	3360,01
338	5,78	3370,01
339	6,61	3380,01
340	8,05	3390,01
341	9,37	3400,01
342	11,11	3410,01
343	12,72	3420,01
344	14,28	3430,01
345	15,00	3440,01
346	15,74	3450,01
347	16,82	3460,01
348	17,76	3470,01
349	18,63	3480,01
350	19,31	3490,01
351	19,84	3500,01
352	20,22	3510,01
353	15,78	3520,01
354	15,81	3530,01
355	0,00	3540,01
356	0,00	3550,01
357	0,00	3554,00

Figure 59 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Sliding.

Afin d'illustrer la forme et la géométrie du "cuttings bed", on a dressé les figures suivantes en deux et en trois dimensions à partir des résultats de la simulation montrés dans les figures précédentes.

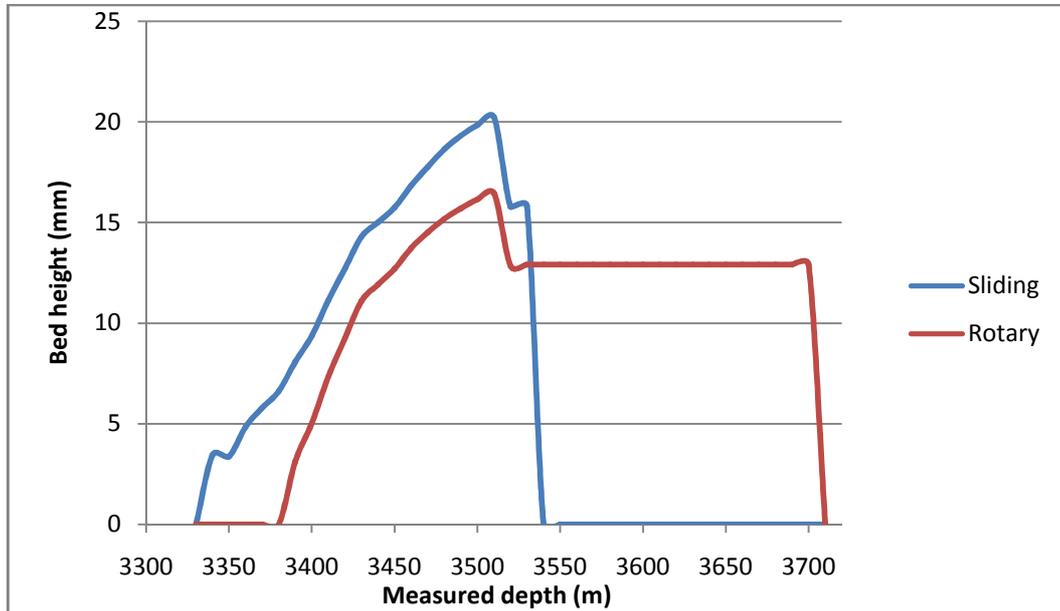


Figure 60 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur.

Le graphe de la figure (60) présente l'épaisseur du lit des déblais pour le forage rotary et le forage en sliding en fonction de la profondeur. Il permet d'identifier l'intervalle de dépôt des déblais ainsi que l'épaisseur du lit.

Les deux figures suivantes (61) et (62) présentent une forme tridimensionnelle du lit des cuttings pour les deux modes de forage : sliding et rotary.

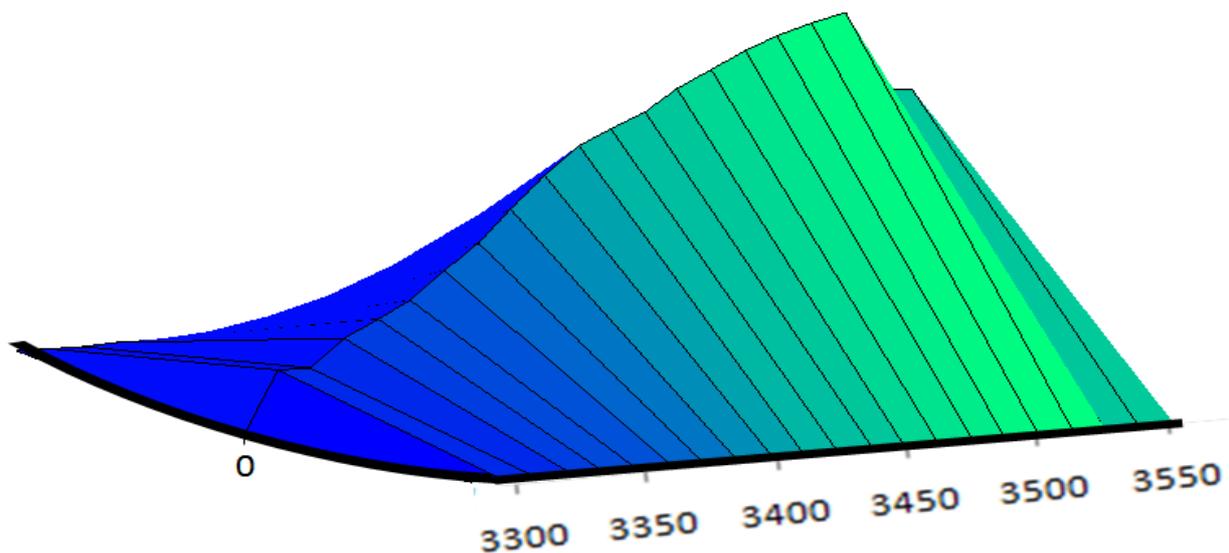


Figure 61 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le forage en mode sliding.

D'après la figure (61), on constate que l'accumulation des cuttings a commencé de 3330 m (MD) jusqu'à 3540 m (MD). L'épaisseur du lit des déblais a arrivé à un maximum de 20 mm.

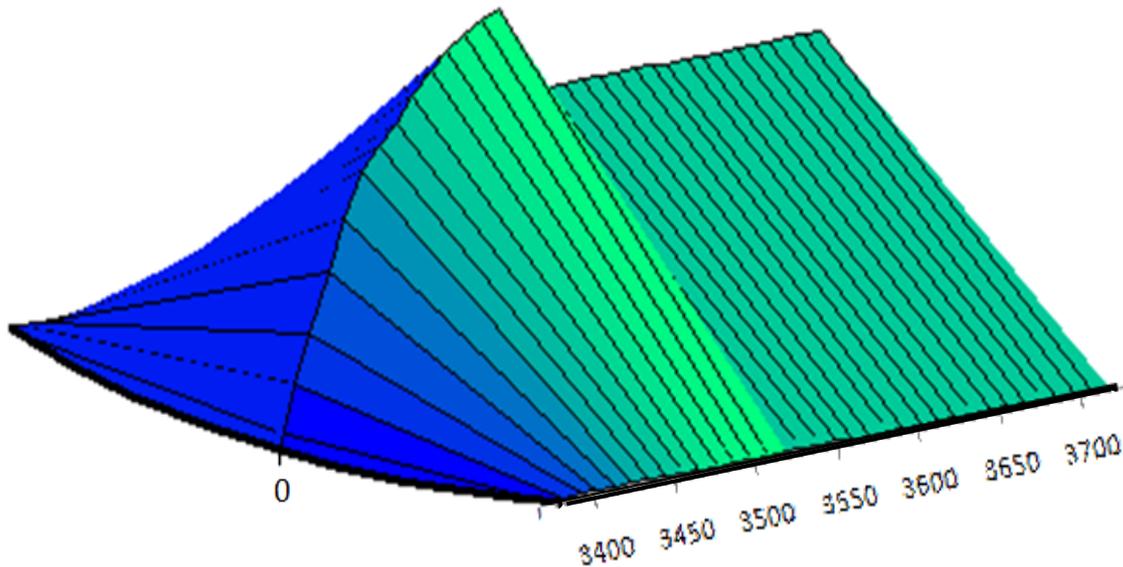


Figure 62 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le forage en mode rotary.

D'après la figure (62), on constate que l'accumulation des cuttings a commencé de 3390 m (MD) jusqu'à 3710 m (MD). L'épaisseur du lit des déblais a arrivé à un maximum de 16 mm.

Pour les illustrations précédentes, on remarque qu'il y a un dépôt des déblais sous forme d'un lit d'une longueur de 300 m (de 3390 m jusqu'à 3710 m) pour le rotary et 210 m (de 3330 m jusqu'à 3540 m) pour le sliding et d'une épaisseur moyenne de 11.62 mm environ. La plus grande épaisseur est en face de la profondeur 3510 m qui correspond à une inclinaison de  $65.2^\circ$ .

### Conclusion :

Un critique état du nettoyage dû à l'insuffisance de la vitesse du fluide de forage dans l'espace annulaire pour amener les cuttings jusqu'à la surface ; ceci est confirmé par les problème vécu au niveau du chantier tel que l'augmentation d'Over pull (tirage) au cours de la remontée des tiges, des petites quantités de déblais dans la prise d'échantillon des déblais du Mud logging et parfois la garniture se pose avant d'atteindre le fond à des cotes supérieures et même à l'intérieur du tubage .

Donc on essayera à proposer des solutions par la suite, pour y remédier à ce problème.

### VII.3. Prédiction du débit requis pour améliorer le nettoyage :

Dans cette étape, on appliquera le modèle du Rubiandini et celui de Zhou sur le puits pour la prédiction du débit nécessaire à la remontée des déblais jusqu'au jour et à la prévention de la formation des lits.

Comme dans le cas de la simulation précédente, on applique les mêmes paramètres réels pour les deux modèles.

#### VII.3.1. Le modèle de Rubiandini :

Sur la base des formules et des corrélations de ce modèle ; on a programmé un code de calcul sur le langage MATLAB (Voir annexe VII.1) qui nous permet de calculer le débit recommandé par Rubiandini et de schématiser l'allure du débit critique en fonction de degrés d'inclinaison et en fonction de la profondeur.

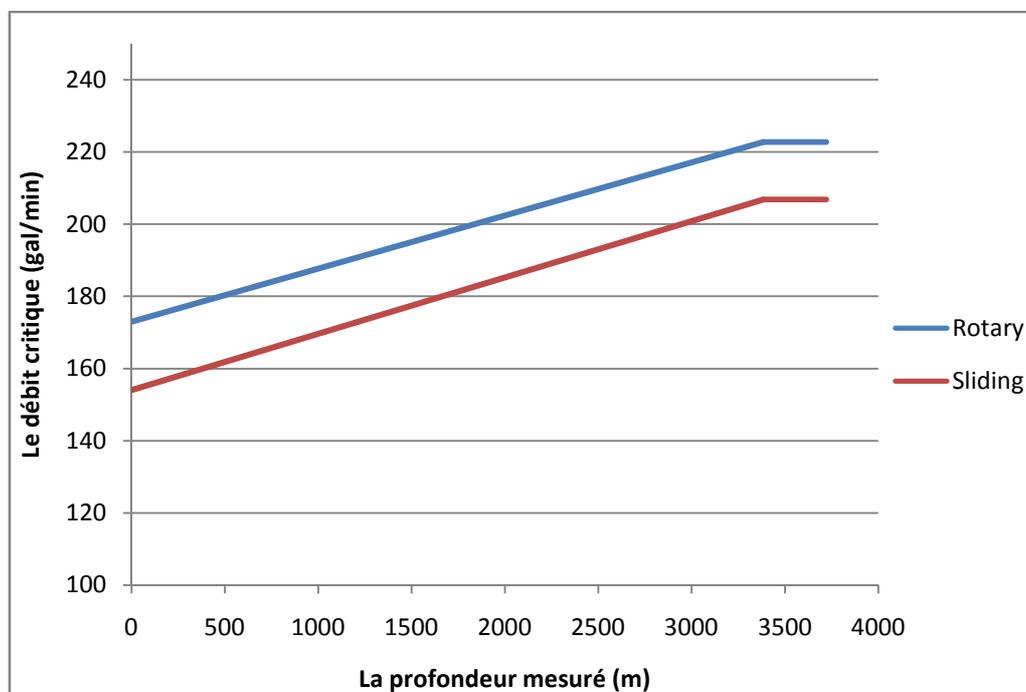


Figure 63 : Le débit critique en fonction de la profondeur (Rubiandini).

On remarque que le débit critique calculé en appliquant le modèle du Rubiandini augmente progressivement avec l'augmentation de la profondeur mesurée jusqu'on atteint 3384 m, pour qu'il restera constant jusqu'à la profondeur 3554 m à une valeur de 206.85 gal/min pour le "Sliding" et jusqu'à la profondeur 3720 m à une valeur de 222.74 gal/min pour le "Rotary".

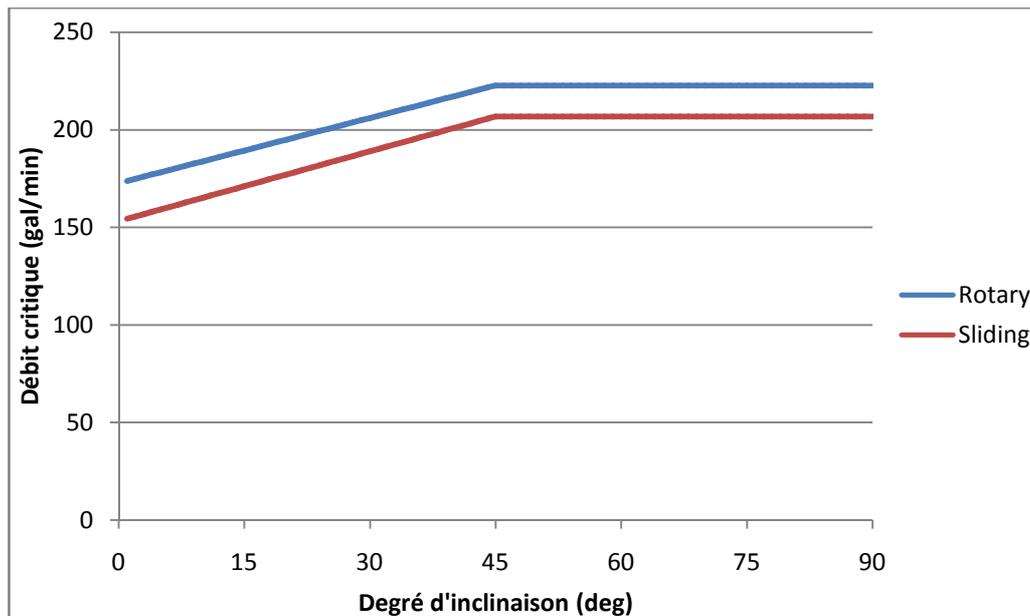


Figure 64 : Le débit critique en fonction du degré d’inclinaison (Rubiandini).

Le changement du débit critique en fonction de l’inclinaison est marqué par une augmentation progressive jusqu’à la valeur de 206.85gal/ min correspondante à un degré d’inclinaison de 45°. A partir de cet angle la valeur du débit critique restera constante malgré l’augmentation du degré d’inclinaison jusqu’à la valeur de 90°.

**VII.3.2. Le modèle de Zhou :**

Le débit critique est calculé en utilisant le logiciel de simulation DRILL BENCH (SPT Group), ce dernier est basé sur ce modèle pour effectuer ce genre de calcul [14];

Les différents inputs nécessaires au calcul pour le logiciel DRILL BENCH :

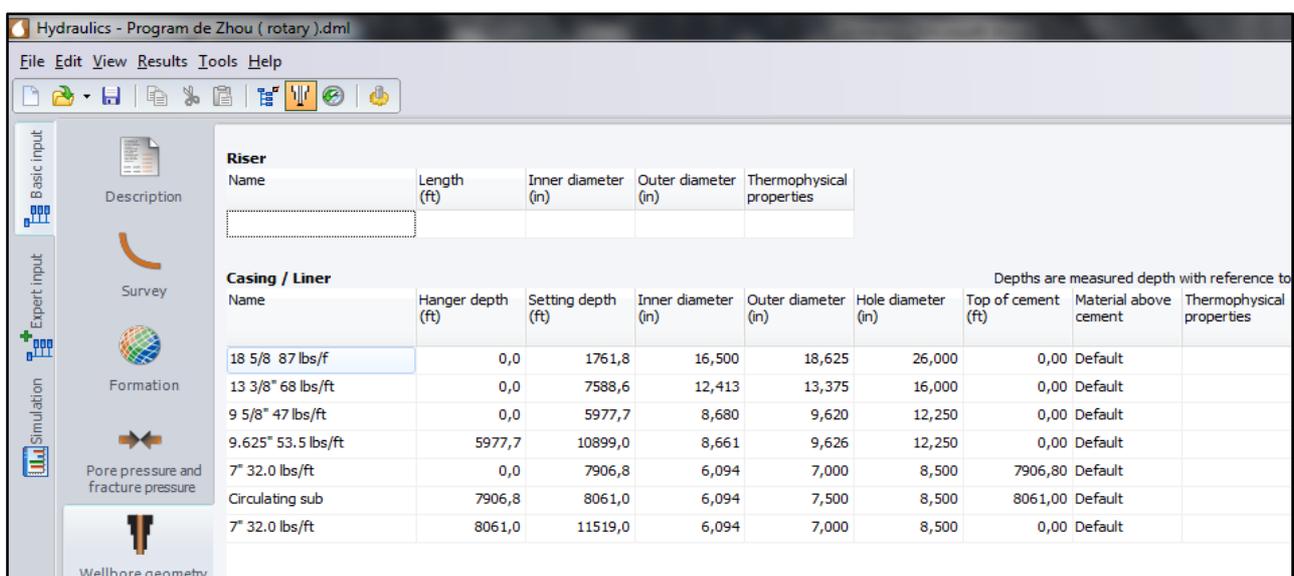


Figure 65 : La case “Basic inputs Wellbore geometry” de DRILL BENCH.

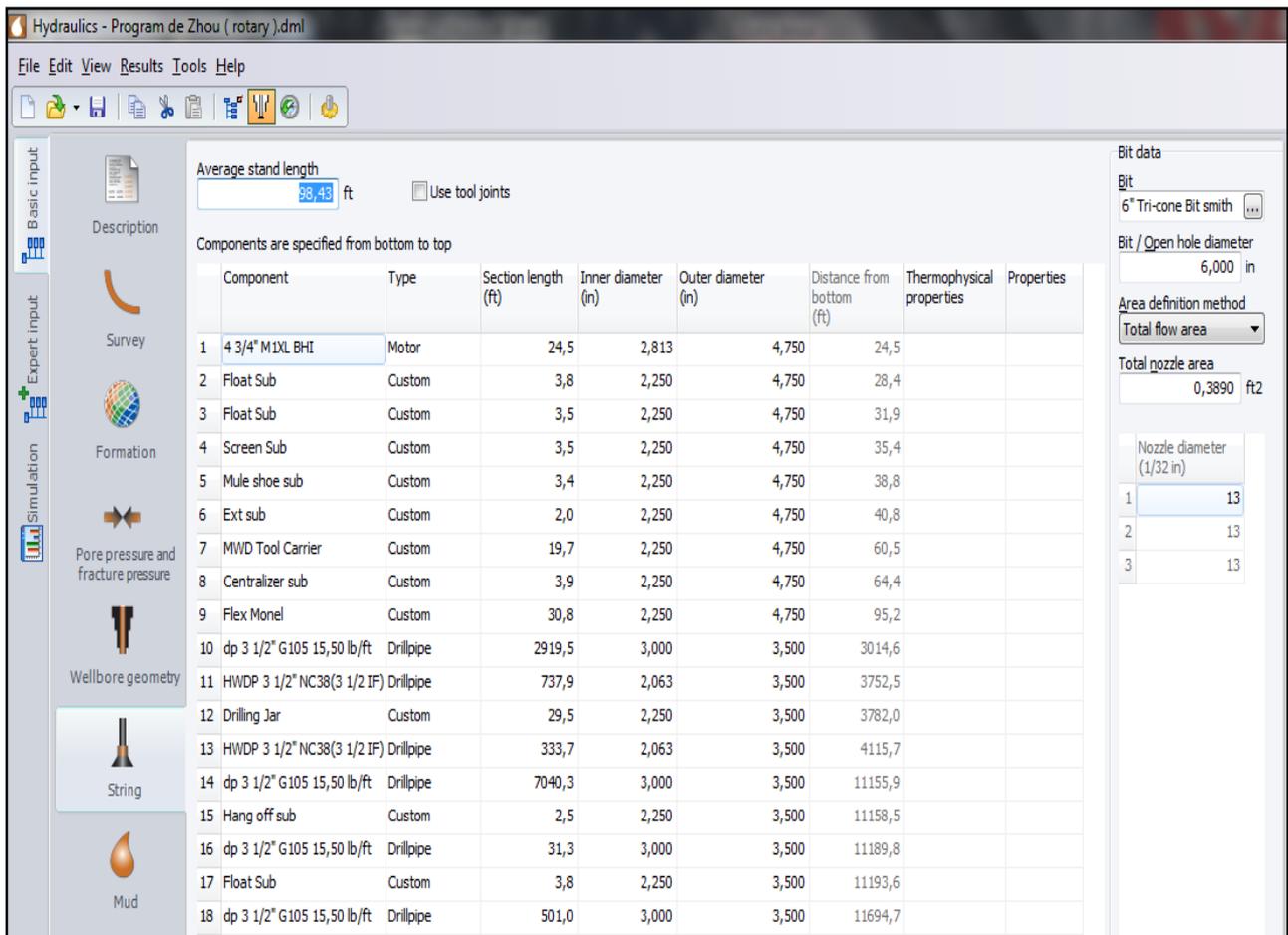


Figure 66 : La case “Basic inputs String” de DRILL BENCH.

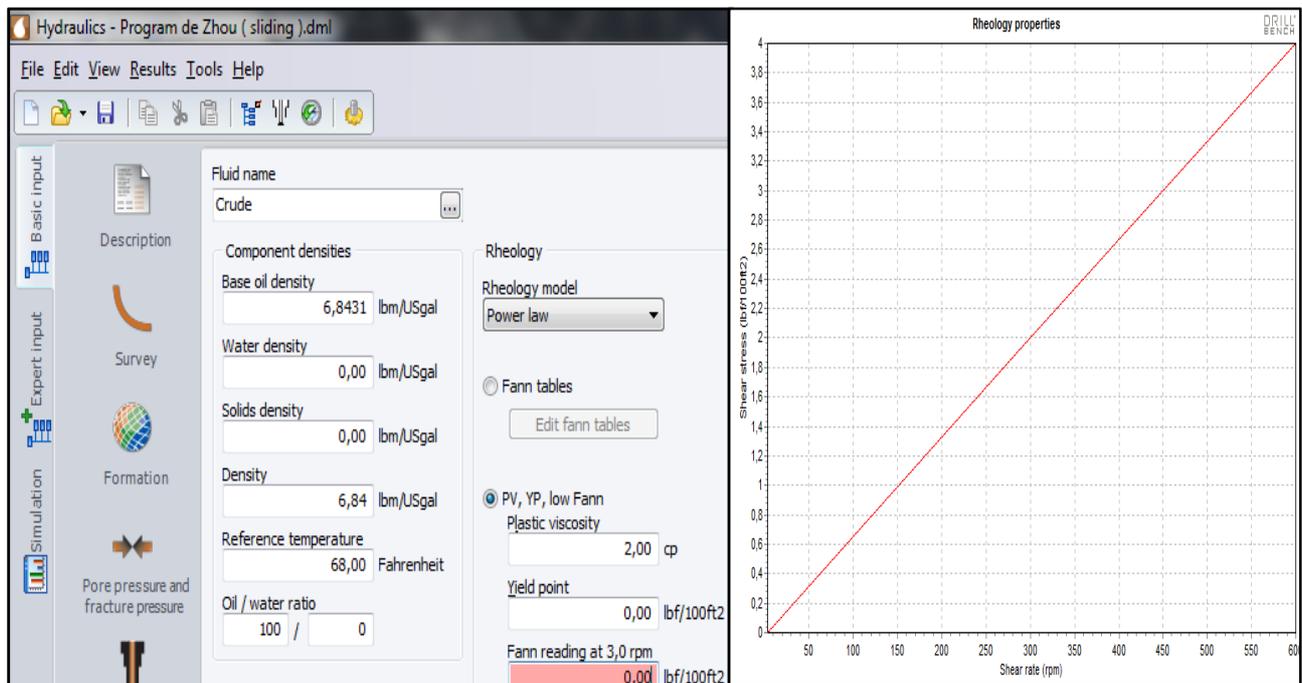


Figure 67 : La case “Basic inputs Mud” de DRILL BENCH.

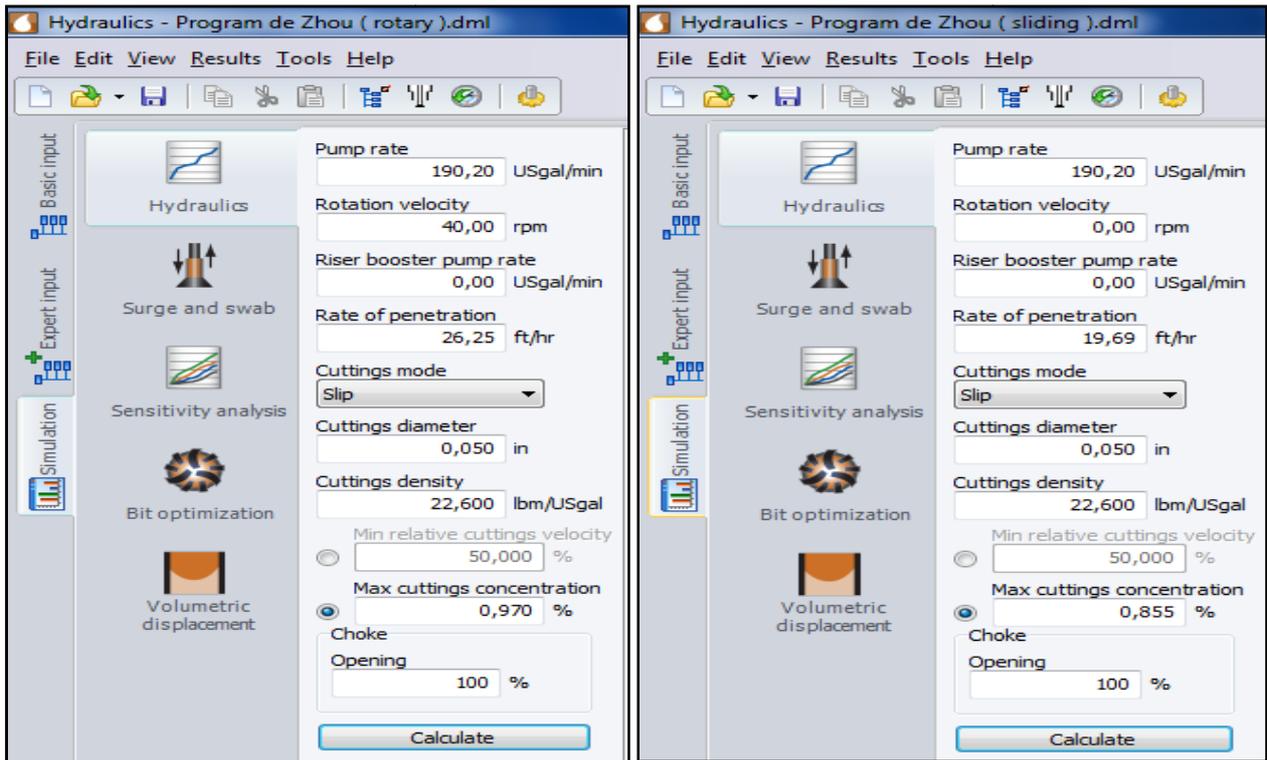


Figure 68 : La case “Simulation Hydraulics” de DRILL BENCH.

La variation du débit critique en fonction de la profondeur est exprimée sous forme d’un graphe :

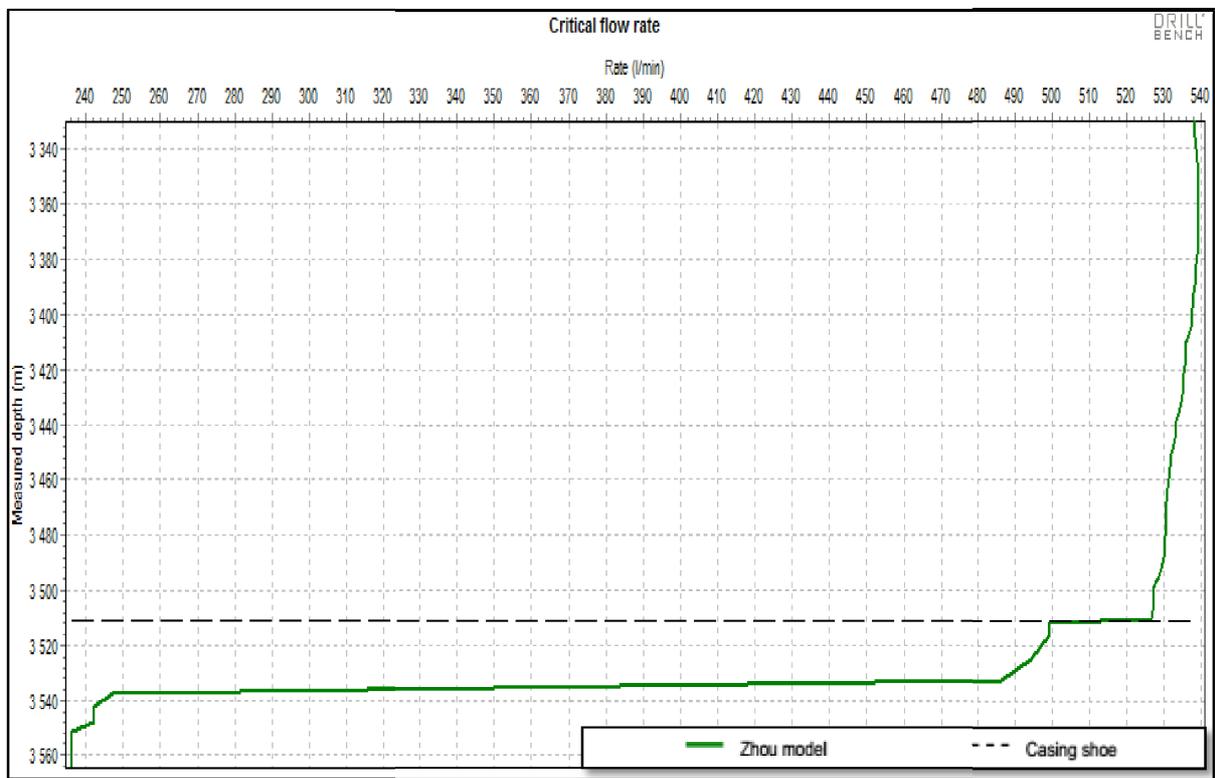


Figure 69 : Le débit critique en fonction de la profondeur pour les deux modes de forage (Zhou).

A partir de ce graphe, on remarque que le débit critique calculé par le modèle du Zhou en fonction de la profondeur mesurée est à partir de 3330 m qui correspond à une inclinaison de 30°, ce qui est mentionné précédemment dans la présentation de ce modèle.

Les valeurs des débits critiques recommandés par les deux modèles correspondent aux valeurs les plus élevées dans les graphes et elles sont mentionnées dans le tableau suivant :

	Le Rotary	Le Sliding
Le modèle de Rubiandini	222.74 gal/min 843.16 l/min	206.85 gal/min 783.01 l/min
Le modèle de Zhou	544 l/min	544 l/min

Tableau 18 : Débits critiques recommandés par les deux modèles.

Dès la première lecture de ce tableau on remarque que la valeur du débit critique calculée par le modèle de Zhou (544 l/min) est inférieure à celle qu'on travaille avec (720 l/min) ; donc si on fore avec ce débit on compliquera plus les choses car ce modèle est un modèle mécanistique basé sur l'analyse des forces et des moments agissants sur la particule solide selon des hypothèses (voir chapitre V) pour formuler la vitesse du fluide nécessaire à la déstabilisation du lit et à mettre les cuttings en mouvement et par la suite leur transport jusqu'à la sortie du puits, sans prendre en considération plusieurs paramètres qui ont un grand impact sur le nettoyage tel que la vitesse de rotation (RPM) et la vitesse d'avancement (ROP).

Alors que celui du Rubiandini est basé sur des études expérimentales pour établir des corrélations et pour développer des relations empiriques des vitesses, en plus il tient compte dans son modèle des paramètres qui ont été négligés dans l'autre modèle c'est pour cette raison le débit critique dans ce cas est plus élevés (843.16 l/min pour le rotary et 783.01 l/min pour le sliding).

#### VII.4. Simulation du lit des déblais après l'application des modèles sur le puits :

Pour faire cette simulation; on remplace le débit réel (720 l/min) par celui recommandé par Rubiandini (843.16 l/min pour le rotary et 783.01 l/min pour le sliding) et on l'introduit dans la case des inputs "Transport Analysis Data" du logiciel WELLPLAN pour récupérer les résultats sous forme des tableaux dans la case "Hydraulic Cuttings Transport Opérationnel".

## VII.4.1. Introduction des inputs nécessaire à la simulation :

Input	
Rate of Penetration:	8,00 m/hr
Rotary Speed:	50 rpm
Pump Rate:	0,8431 m3/min

Additional Input	
Cuttings Diameter:	1,27 mm
Cuttings Density:	2,708 sg
Bed Porosity:	36,00 %
MD Calculation Interval:	10,00 m

Figure 70 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary.

Input	
Rate of Penetration:	6,00 m/hr
Rotary Speed:	0 rpm
Pump Rate:	0,7830 m3/min

Additional Input	
Cuttings Diameter:	1,27 mm
Cuttings Density:	2,708 sg
Bed Porosity:	36,00 %
MD Calculation Interval:	10,00 m

Figure 71 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.

VI.4.2 Résultats de la simulation :

La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" nous permet d'exporter la description géométrique du lit des cuttings formé dans le drain horizontal pour les deux modes de forage (le Rotary et le Sliding), sous forme des tableaux qui nous affichent une valeur d'épaisseur du lit des cuttings tous les dix mètres de profondeur mesurée (MD).

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
344	0,00	3430,01
345	0,00	3440,01
346	0,00	3450,01
347	0,00	3460,01
348	0,00	3470,01
349	0,00	3480,01
350	0,00	3490,01
351	0,00	3500,01
352	0,00	3510,01
353	0,00	3520,01
354	0,00	3530,01
355	0,00	3540,01
356	0,00	3550,01
357	0,00	3560,01
358	0,00	3570,01
359	0,00	3580,01
360	0,00	3590,01
361	0,00	3600,01
362	0,00	3610,01
363	0,00	3620,01
364	0,00	3630,01
365	0,00	3640,01
366	0,00	3650,01
367	0,00	3660,01
368	0,00	3670,01
369	0,00	3680,01
370	0,00	3690,01
371	0,00	3700,01
372	0,00	3710,01

Figure 72 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Rotary.

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
329	0,00	3280,01
330	0,00	3290,01
331	0,00	3300,01
332	0,00	3310,01
333	0,00	3320,01
334	0,00	3330,01
335	0,00	3340,01
336	0,00	3350,01
337	0,00	3360,01
338	0,00	3370,01
339	0,00	3380,01
340	0,00	3390,01
341	0,00	3400,01
342	0,00	3410,01
343	4,01	3420,01
344	6,65	3430,01
345	7,71	3440,01
346	8,77	3450,01
347	10,01	3460,01
348	11,00	3470,01
349	11,79	3480,01
350	12,40	3490,01
351	12,85	3500,01
352	13,13	3510,01
353	9,15	3520,01
354	9,23	3530,01
355	0,00	3540,01
356	0,00	3550,01
357	0,00	3554,00

Figure 73 : La case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" pour le Sliding.

Les résultats de cette simulation ont été exprimés sous forme d'un graphe:

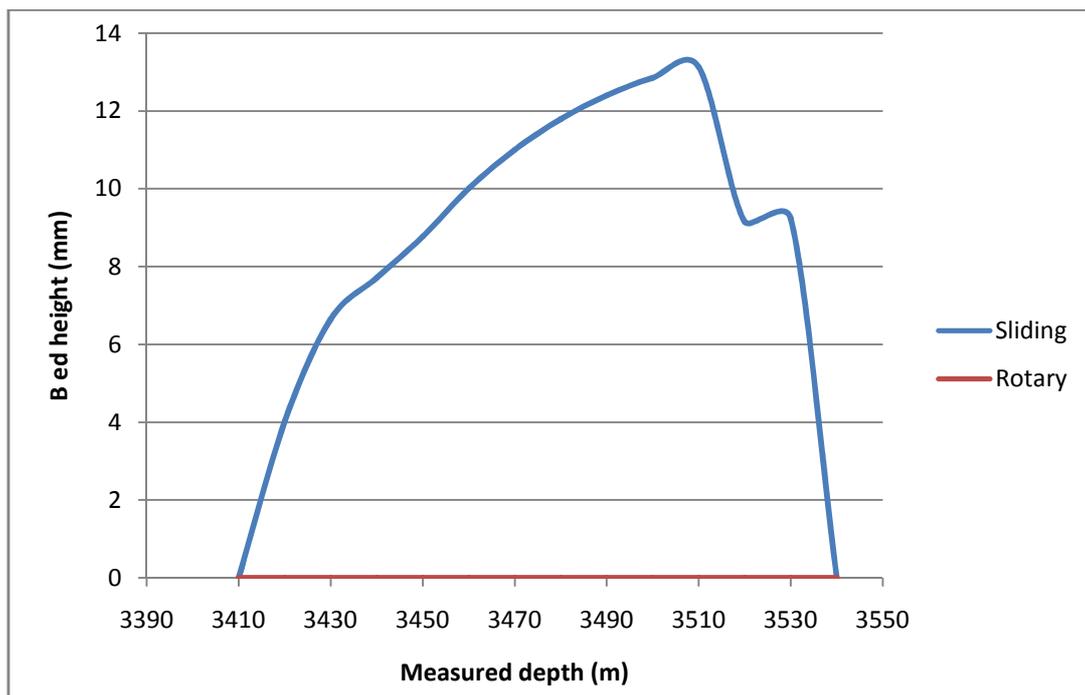


Figure 74 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur.

Le graphe précédent présente les résultats obtenus après la simulation en utilisant le débit requis par le modèle de Rubiandini. Les critères de comparaison restent toujours :

❖ L'intervalle de dépôt :

- de 3410 m à 3540 m (MD) pour le mode sliding.

- Elimination du lit pour le mode rotary.

❖ L'épaisseur du lit des déblais :

- une épaisseur maximale de 13 mm pour le mode sliding.

- Elimination du lit pour le mode rotary.

La figure (75) montre l'état du lit des déblais en forme tridimensionnelle après l'application de ce modèle.

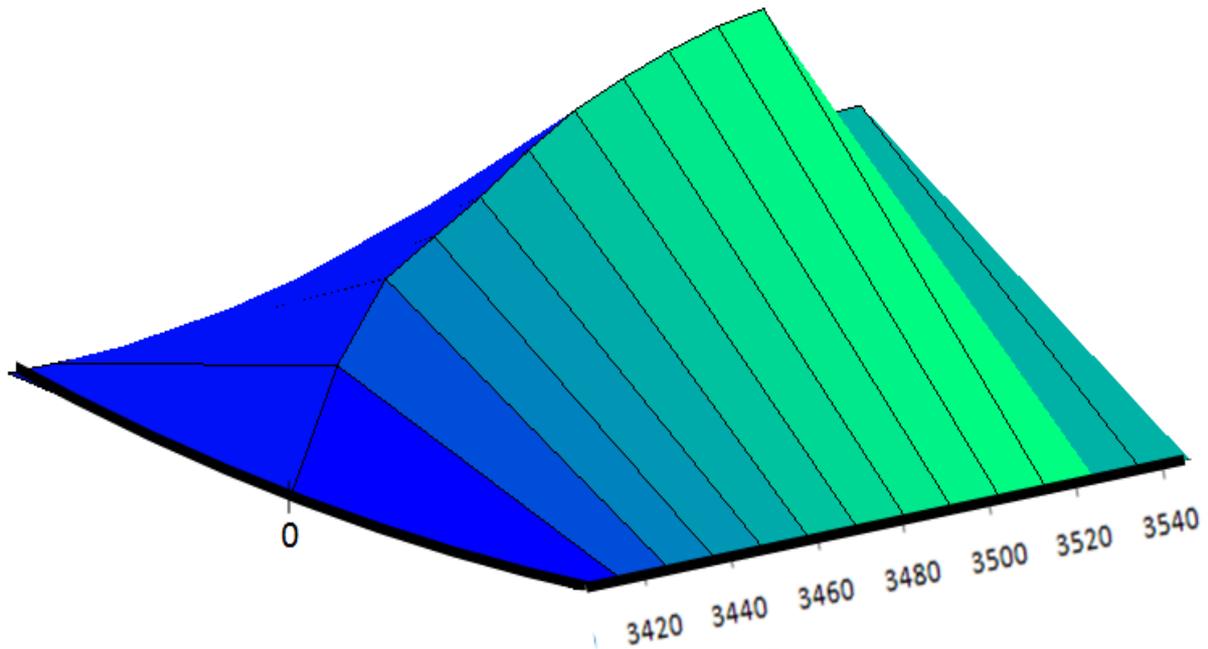


Figure 75 : Forme tridimensionnelle du lit des déblais pour le du forage en mode sliding.

Une simple comparaison entre les deux simulations avant et après l'application du modèle de Rubiandini, on remarque que l'épaisseur moyenne est réduite jusqu'à 8.33 mm pour le mode du forage "Sliding" et pour le mode "Rotary", le lit est complètement éliminé. Ce qui confirme que ce modèle est le mieux adapté pour notre cas par rapport au modèle du Zhou.

### Conclusion :

Après l'application des modèles de Rubiandini et de Zhou sur le puits ONIZ40, et d'après les résultats obtenus (débit requis et état du lit des déblais), et en connaissant que Rubiandini tient compte dans son modèle de plusieurs paramètres qui sont négligés dans l'autre modèle, on peut dire que les modèles mathématiques restent un moyen d'approche. La méthode expérimentale reste le moyen le plus fiable pour choisir le débit de travail. Alors on a décidé de prendre le modèle de Rubiandini comme une base de la suite de notre étude.

**Chapitre VIII**  
**Etude de l'influence des paramètres**  
**de forage sur le nettoyage du trou**

## Introduction :

Dans ce chapitre on va voir l'influence des paramètres de forage (mécaniques et hydrauliques) sur la vitesse critique de transport des cuttings selon le modèle de Rubiandini. Dans ce qui suit, on va à chaque fois varier un seul paramètre en fixant les autres. Aussi on va voir l'influence directe de certains paramètres sur l'indice de nettoyage.

Les graphiques présentés dans ce chapitre sont tracés en utilisant les codes de Matlab.

### VIII.1. Influence de la vitesse d'avancement (ROP) :

Le graphe (76) présente la variation de la vitesse minimale requise en fonction de l'inclinaison pour des valeurs différentes de ROP.

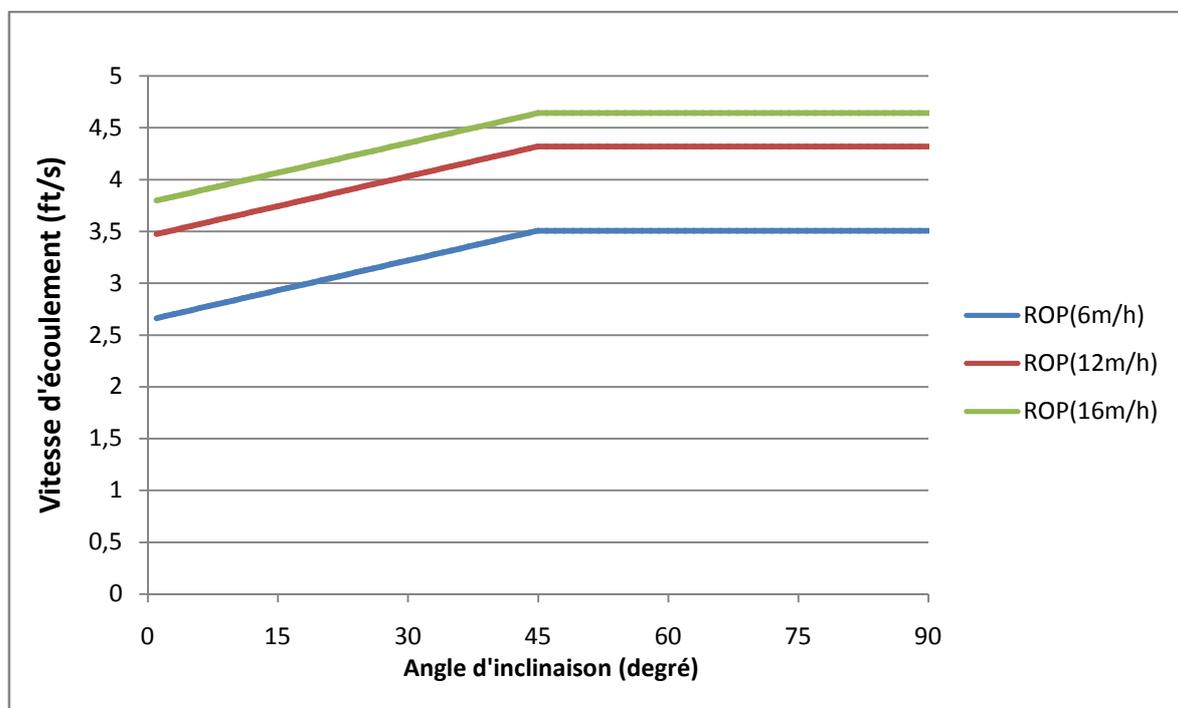


Figure 76 : Vitesse d'écoulement requise vs angle d'inclinaison avec variation de ROP.

Pour la valeur la plus faible de ROP (ROP = 6 m/h) on peut tirer les observations suivantes :

- pour l'angle d'inclinaison  $0^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement correspond à une valeur de l'ordre de 2,64 ft/s
- de l'angle d'inclinaison  $45^\circ$  jusqu'à  $90^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement reste constante et correspond à une valeur de 3,5 ft/s.

Pour les autres valeurs de ROP (ROP = 12 m/h et ROP = 16 m/h), les valeurs des vitesses critiques pour les sections verticale et horizontale sont mentionnées dans le tableau suivant :

Section de puits	Vitesse (ft/s)	Vitesse (ft/s)
	Verticale : 0°	Horizontale : 45° à 90°
ROP = 6 m/h	2,64	3,5
ROP = 12 m/h	3,45	4,32
ROP = 16 m/h	3,77	4,64

Tableau 19 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de ROP.

D'après le tableau ci-dessus on constate que l'augmentation de ROP entraîne l'augmentation de la vitesse critique d'écoulement et par la suite l'augmentation du débit critique du transport des cuttings. Cela est dû d'une part à l'augmentation du volume des cuttings par rapport à celui produit en cas d'un ROP plus faible, et d'autre part à l'augmentation de la vitesse des cuttings ( $V_{cut}$ ) d'après la corrélation établie par Moore. L'influence de la vitesse de pénétration sur l'indice de nettoyage est apparue clairement sur le graphe suivant : (Voir annexe VIII.1)

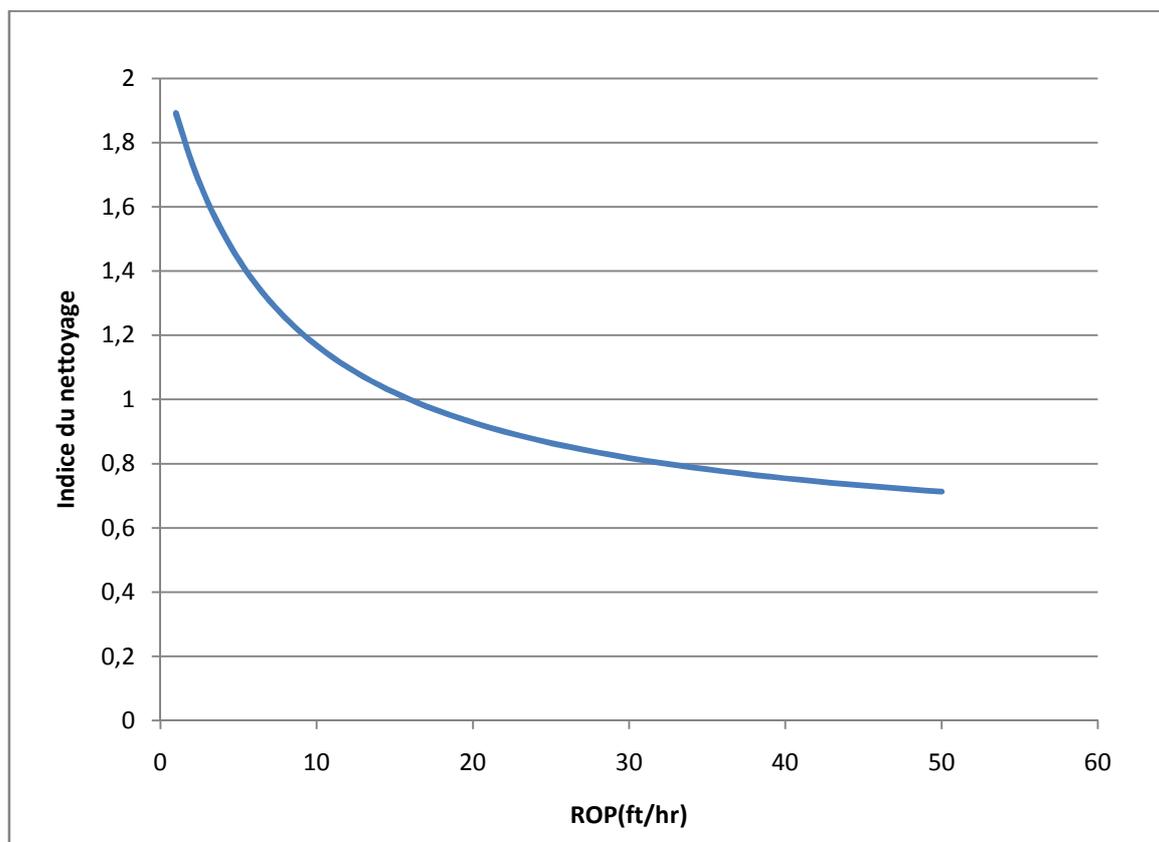


Figure 77 : Indice de nettoyage vs vitesse de pénétration.

### VIII.2. Influence de la rhéologie de fluide de forage :

Le graphe (78) présente la variation de la vitesse minimale requise en fonction de l'inclinaison pour des valeurs différentes de viscosité plastique et yield point.

On a choisi trois types de fluide de forage : le brut, une boue low vis et une boue high vis.

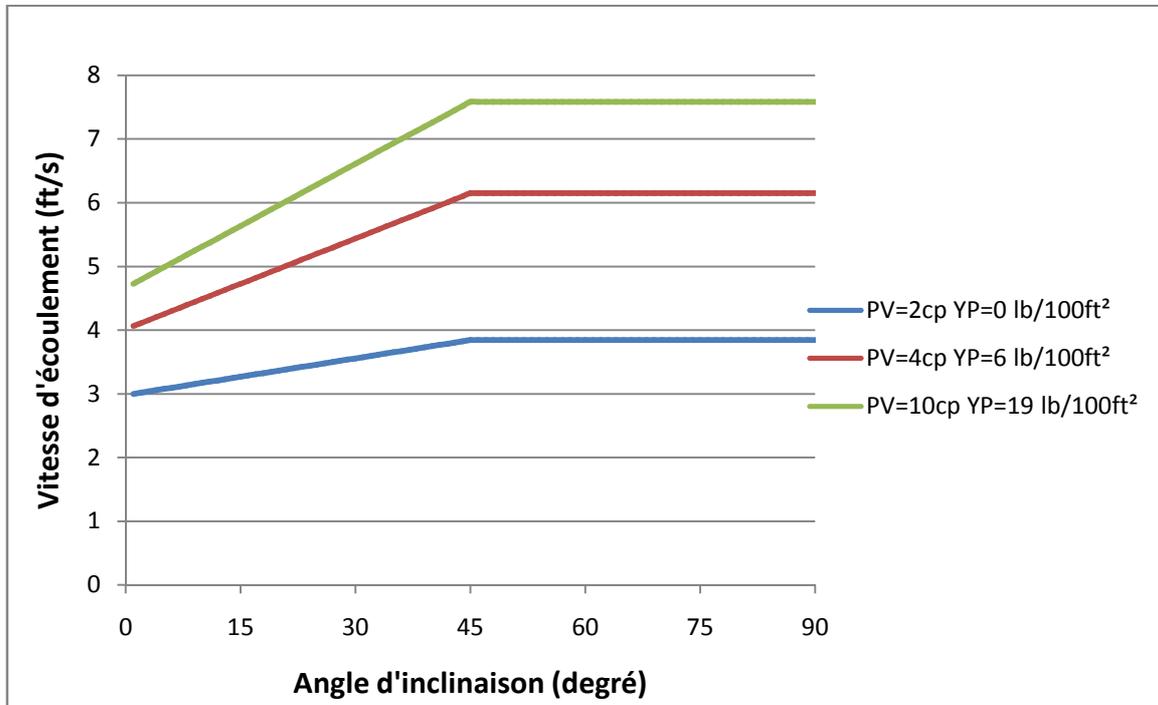


Figure 78 : Vitesse d'écoulement requise vs angle d'inclinaison avec variation de la rhéologie.

Pour le brut (PV = 2 cp et YP = 0 lb/100ft<sup>2</sup>) on peut tirer les observations suivantes :

- pour l'angle d'inclinaison 0°, la vitesse critique d'écoulement a une valeur de 2,97 ft/s.
- de l'angle d'inclinaison 45° jusqu'à 90°, la vitesse critique d'écoulement reste constante et correspond à une valeur de 3,84 ft/s.

Pour les autres types de boues (low vis et high vis), les valeurs des vitesses critiques pour les sections verticale et horizontale sont mentionnées dans le tableau suivant :

Section de puits	Vitesse (ft/s)	Vitesse (ft/s)
	Verticale : 0°	Horizontale : 45° à 90°
Le brut (PV= 2 cp YP=0 lb/100ft <sup>2</sup> )	2,64	3,5
Boue low vis (PV= 4 cp YP=6 lb/100ft <sup>2</sup> )	3,45	4,32
Boue high vis (PV= 10 cp YP=19 lb/100ft <sup>2</sup> )	3,77	4,64

Tableau 20 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de la rhéologie.

D'après le tableau ci-dessus on constate que l'augmentation de la viscosité plastique et la yield point entraîne l'augmentation de la vitesse critique d'écoulement et par la suite l'augmentation du débit critique du transport des cuttings.

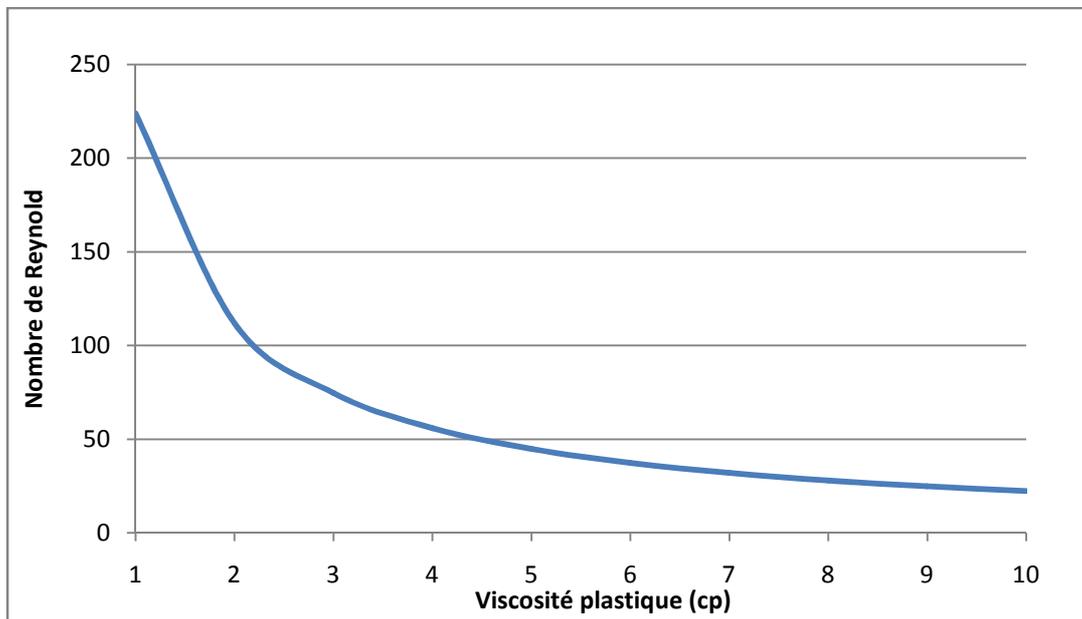


Figure 79 : Nombre de Reynolds vs viscosité plastique.

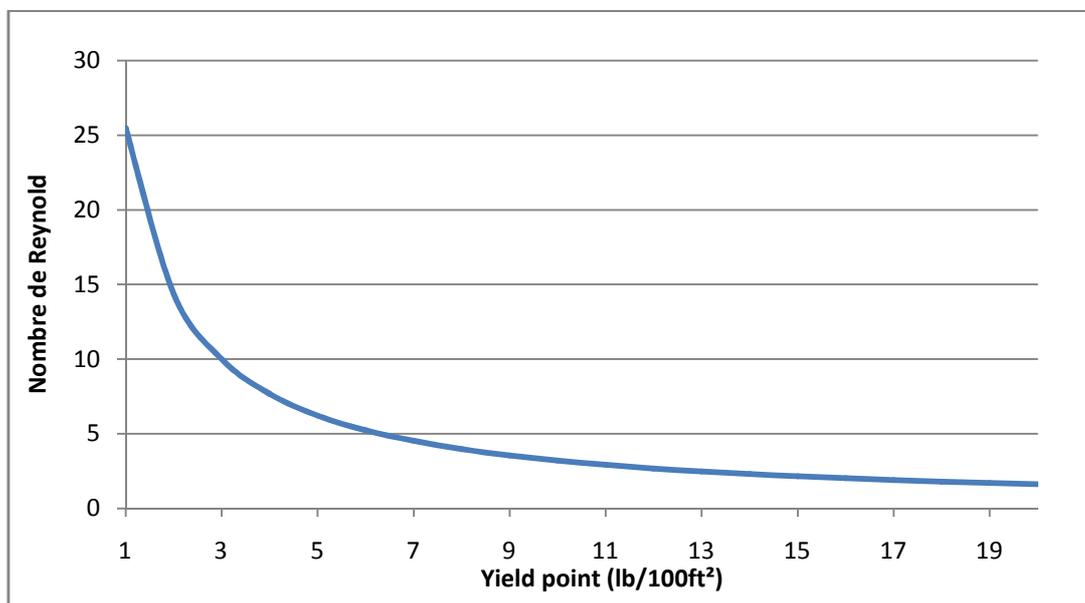


Figure 80 : Nombre de Reynolds vs yield point.

Plus la rhéologie de fluide de forage est élevée plus le régime d'écoulement tend vers le régime laminaire. Ceci est illustré par les graphes en dessus, donc le rétablissement de régime turbulent nécessite une vitesse d'écoulement plus grande. Ce régime est le mieux adapté pour le bon nettoyage du trou. (Voir annexe VIII.2 et annexe VIII.3).

### VIII.3. Influence de la densité du fluide de forage :

Le graphe (81) présente la variation de la vitesse minimale requise en fonction de l'inclinaison pour des valeurs différentes de densité du fluide de forage.

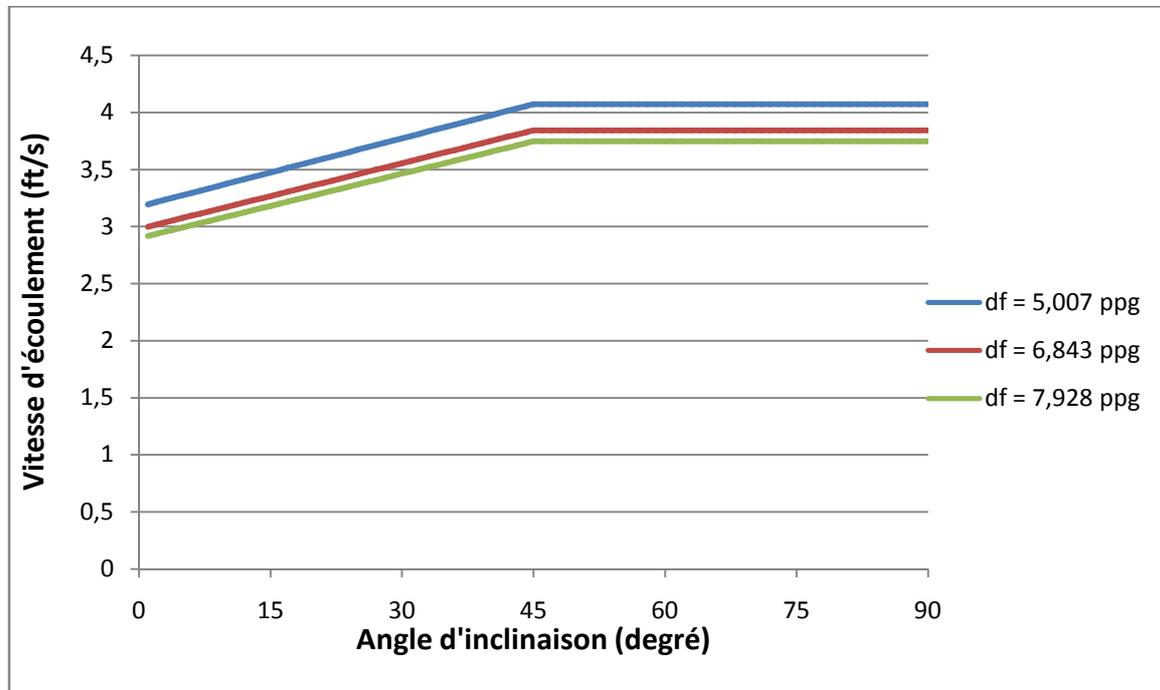


Figure 81 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de densité de boue.

Pour la valeur la plus faible de densité ( $d_f=5.007\text{ppg}$ ) on peut tirer les observations suivantes :

- pour l'angle d'inclinaison  $0^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement correspond à une valeur de l'ordre de 3,17 ft/s
- de l'angle d'inclinaison  $45^\circ$  jusqu'à  $90^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement reste constante et correspond à une valeur de 4,07 ft/s.

Pour les autres valeurs de densité ( $d_f = 6,843\text{ ppg}$  et  $d_f = 7,928\text{ ppg}$ ), les valeurs des vitesses critiques pour les sections verticale et horizontale sont mentionnées dans le tableau suivant :

Section de puits	Vitesse (ft/s)	
	Verticale : $0^\circ$	Horizontale : $45^\circ$ à $90^\circ$
$d_f = 5.007\text{ ppg}$	3,17	4,07
$d_f = 6,843$	2,97	3,84
$d_f = 7,928\text{ ppg}$	2,89	3,74

Tableau 21 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de densité de boue.

D'après le tableau ci-dessus on remarque que l'augmentation de la densité du fluide de forage entraîne la diminution de la vitesse critique d'écoulement et par la suite la diminution du débit critique du transport des cuttings.

La différence de densités ( $\Delta d = \text{densité boue} - \text{densité cuttings}$ ) est un paramètre déterminant dans l'enlèvement des cuttings : plus la densité du fluide de forage est élevée, plus  $\Delta d$  augmente, plus la capacité de transport des cuttings est importante.

**VIII.4. Influence de la densité des cuttings :**

Le graphe (82) présente la variation de la vitesse minimale requise en fonction de l'inclinaison pour des valeurs différentes de densité des cuttings.

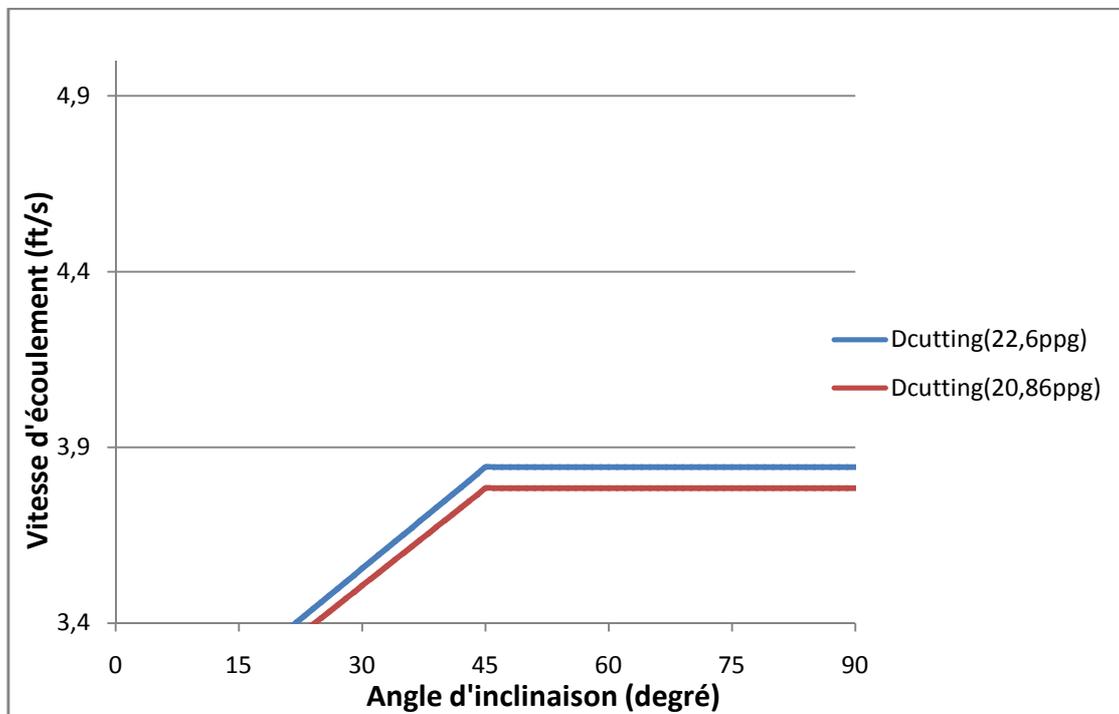


Figure 82 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de densité des cuttings.

Pour des angles d'inclinaison supérieurs à 45° on a les valeurs suivantes de la vitesse critique :

Section de puits	Vitesse (ft/s)
$d_s = 20,86 \text{ ppg}$	3,78
$d_s = 22,6 \text{ ppg}$	3,84

Tableau 22 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de densité des cuttings.

D'après le tableau et le graphe précédents on observe que la vitesse critique d'écoulement augmente avec l'augmentation de la densité des cuttings.

Plus une particule (cuttings) est dense, plus elle a tendance à se déposer sur la paroi inférieure du puits (la partie horizontale), cela est dû aux forces gravitationnelles agissant sur la particule, ce qui exige une vitesse d'écoulement suffisante pour vaincre ces forces.

### VIII.5. Influence de la dimension des cuttings :

Le graphe (83) présente la variation de la vitesse minimale requise en fonction de l'inclinaison pour des valeurs différentes de diamètre des cuttings.

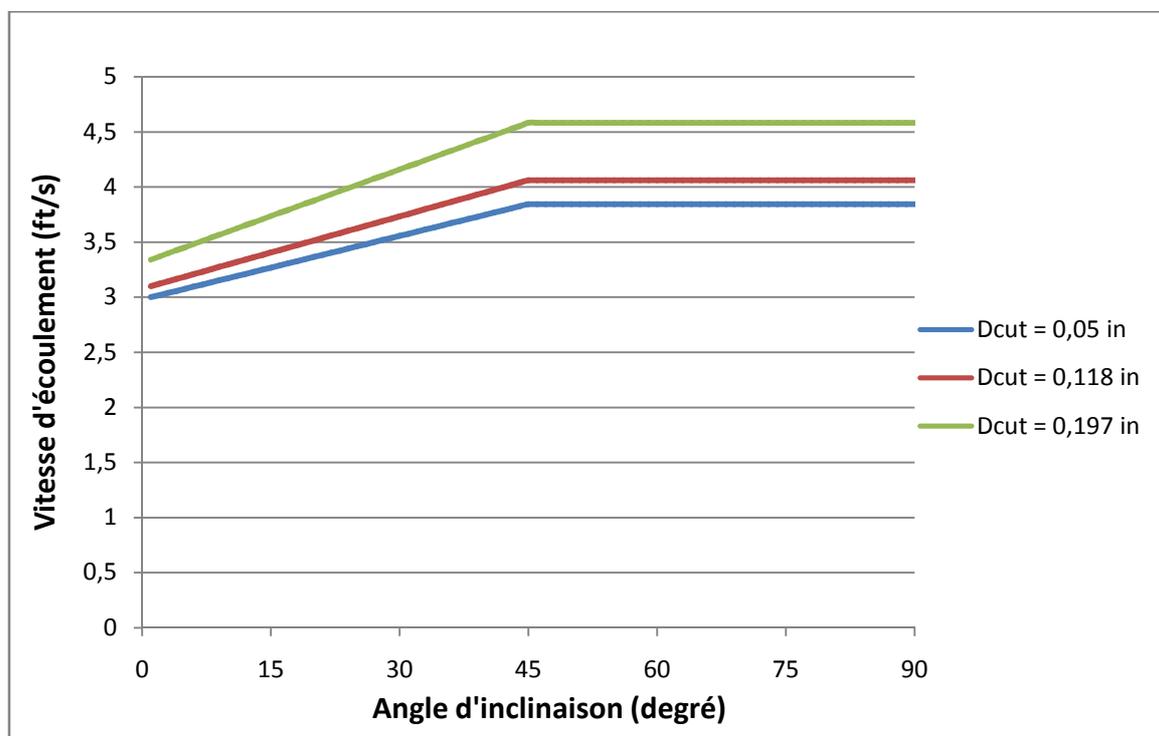


Figure 83 : Vitesse d'écoulement vs angle d'inclinaison avec variation de diamètre des cuttings.

Pour la valeur la plus faible de diamètre ( $D_{cut} = 0,05$  in) on peut tirer les observations suivantes :

- pour l'angle d'inclinaison  $0^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement correspond à une valeur de l'ordre de 2,98 ft/s
- de l'angle d'inclinaison  $45^\circ$  jusqu'à  $90^\circ$ , la vitesse critique d'écoulement reste constante et correspond à une valeur de 3,84 ft/s.

Pour les autres valeurs de diamètre ( $D_{cut} = 0,118$  in et  $D_{cut} = 0,197$  in), les valeurs des vitesses critiques pour les sections verticale et horizontale sont mentionnées dans le tableau suivant :

Section de puits	Vitesse (ft/s)	Vitesse (ft/s)
	Verticale : $0^\circ$	Horizontale : $45^\circ$ à $90^\circ$
$D_{cut} = 0,05$ in	2,98	3,84
$D_{cut} = 0,118$ in	3,08	4,06
$D_{cut} = 0,197$ in	3,32	4,58

Tableau 23 : Différents vitesses d'écoulement avec variation de dimension des cuttings.

D'après le tableau et le graphique précédents on observe que la vitesse critique d'écoulement augmente avec l'augmentation de la dimension des cuttings exprimé par leur diamètre.

Pour la même masse volumique des déblais, toute augmentation de leur dimension provoque une augmentation des forces gravitationnelles agissantes sur la particule, ce qui nécessite une vitesse d'écoulement plus grande.

### VIII.6. Influence du débit de circulation :

Le graphique (84) présente la variation de l'indice de nettoyage en fonction de débit de circulation. (Voir annexe VIII.4)

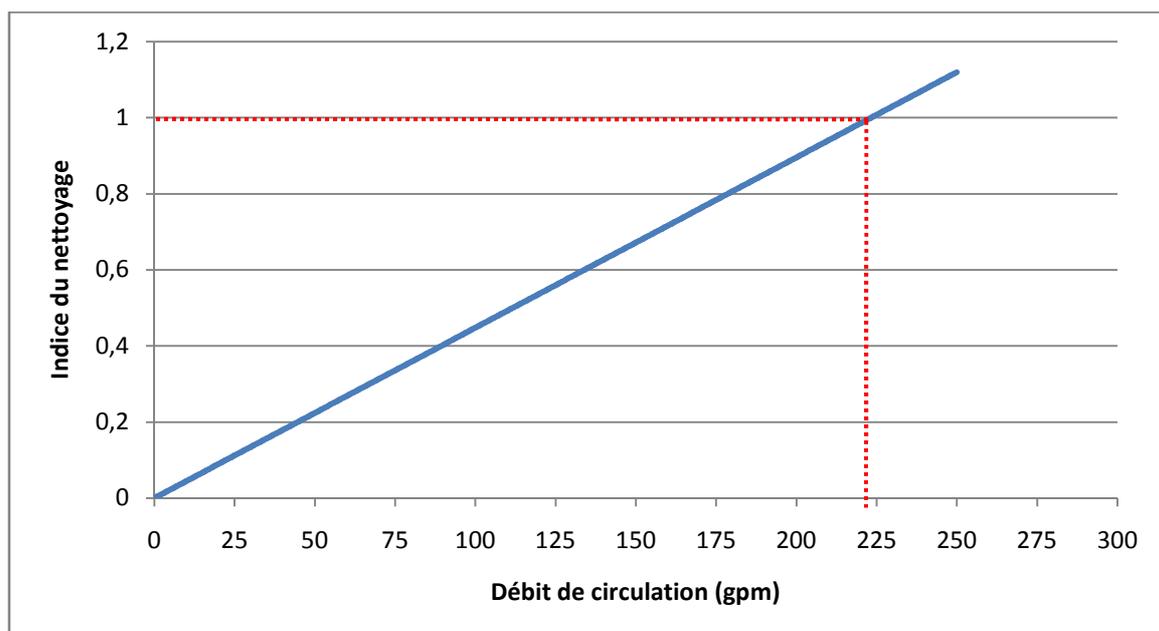


Figure 84 : Indice de nettoyage vs débit de circulation.

On remarque qu'il y a une relation directe entre l'indice de nettoyage et le débit de circulation.

Toute augmentation du débit provoque une augmentation de la vitesse annulaire par rapport à la vitesse minimale d'écoulement, et par conséquent l'augmentation de l'indice de nettoyage. On peut dire donc qu'un débit de circulation élevé a un effet positif sur le transport des cuttings.

### VIII.7. Influence du régime d'écoulement :

Le graphe (85) présente la variation de l'indice de nettoyage en fonction du nombre de Reynolds. (Voir annexe VIII.5)

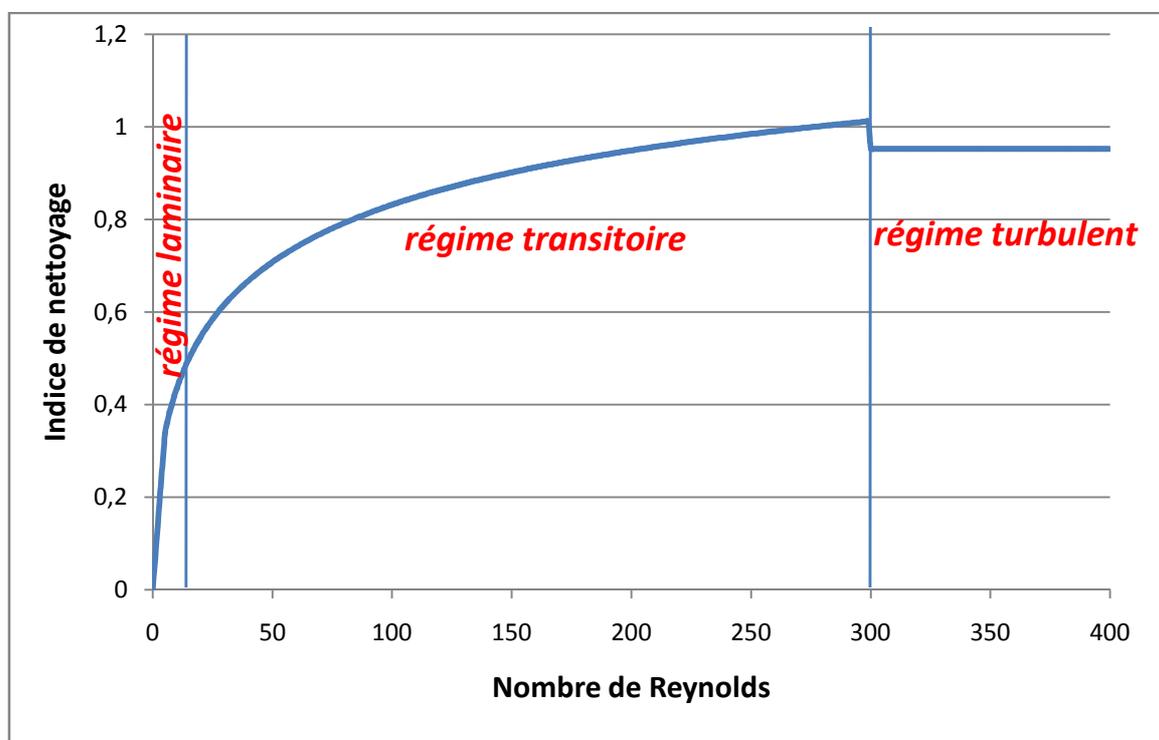


Figure 85 : Indice de nettoyage vs nombre de Reynolds.

On remarque que plus le régime d'écoulement rapproche au régime turbulent plus l'indice de nettoyage augmente car ce régime par sa turbulence met et garde en mouvement les particules solides, diminuant ainsi la formation du lit des cuttings.

### VIII.8. Influence de la vitesse de rotation de la garniture :

Le graphe (86) présente la variation de l'indice de nettoyage en fonction de la vitesse de rotation de la garniture de forage. (Voir annexe VIII.6)

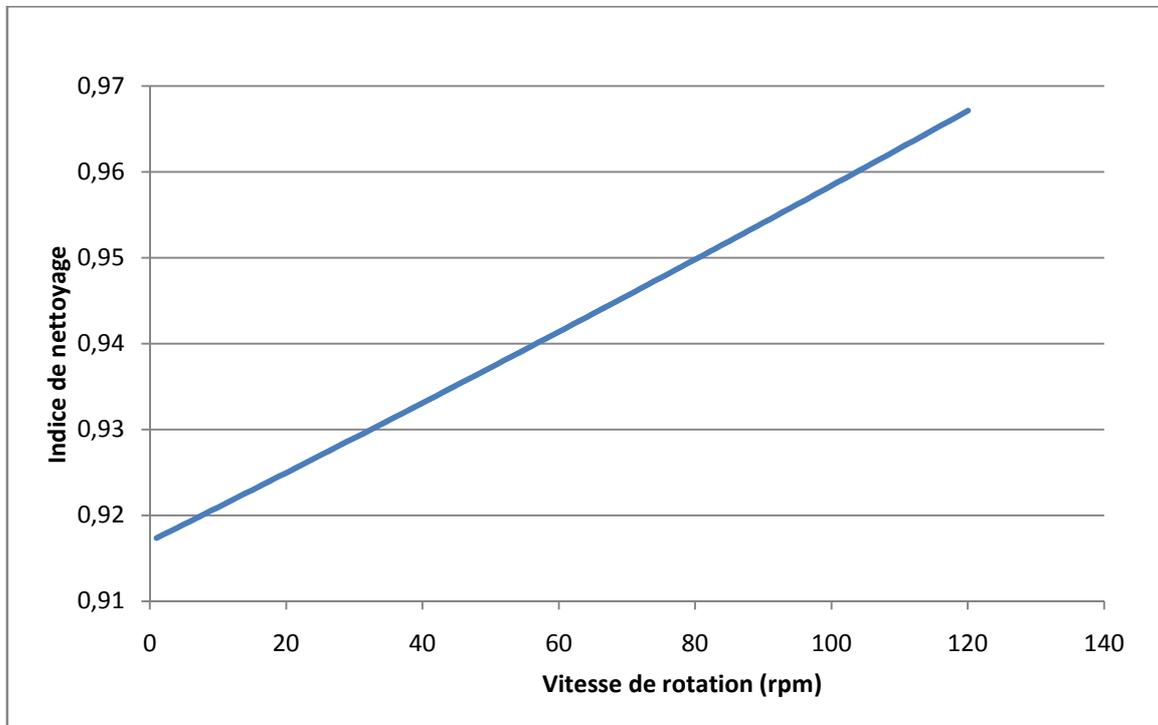


Figure 86 : Indice de nettoyage vs vitesse de rotation.

On voit que la rotation de la garniture participe dans le nettoyage du drain horizontal. Plus la rotation est grande, plus on a un indice de nettoyage élevé.

Par l'effet de rotation de la garniture les particules solides sont mises toujours en mouvement ce qui améliore leur transport.

# **Chapitre IX**

## **Partie optimisation**

**Introduction :**

Ce chapitre a pour but d'optimiser les paramètres de forage pour augmenter la vitesse de pénétration, en tenant compte du transport des cuttings pour éviter les problèmes liés au mauvais nettoyage, n'oublions pas de respecter les conditions pour que la phase 6" soit forée en Under balance.

**IX.1. Choix des contraintes et de type du fluide de forage pour l'optimisation :**

Pour avoir le maximum possible d'avancement avec des conditions suffisantes de nettoyage du trou, on va optimiser dans cette partie, les paramètres de forage selon les contraintes suivantes :

- Le débit (Q),  $100\text{gpm} < Q < 250\text{ gpm}$  : selon la gamme des débits de fonctionnement du moteur de fond.
- La vitesse d'avancement (ROP) : elle doit être supérieure à l'ROP réalisé avec les paramètres fixés avant.
- La vitesse de rotation (RPM) ,  $20\text{ rpm} < \text{RPM} < 50\text{ rpm}$  : on est limité à ne pas exposer notre garniture de forage à des contraintes de torsion excessive, en plus le PDM utilisé pour ce forage a un bent de  $1.50^\circ$  qui ne support pas plus de 50 rpm.

Le pétrole brut est recommandé comme un fluide de forage pour cette optimisation parce que ce dernier présente des qualités en termes de capacité de nettoyage et en termes de compatibilité avec le fluide du réservoir qu'on désire d'exploiter ; en plus il ne présente pas des risques de dépasser la pression des pores grâce à sa faible densité.

Les illustrations suivantes confirment que le choix du pétrole brut comme un fluide de forage pour cette partie du puits (la phase 6 ") et dans les conditions d'Under balance, a un effet positif sur le nettoyage du puits par rapport aux autres fluides tel que la boue émulsionnée Low vis qui cause un endommagement de la formation, la chose qui doit être évitée.

Les lectures Fann pour les différents fluides de forage sont mentionnées dans les annexes. (Voir annexe IX.1)

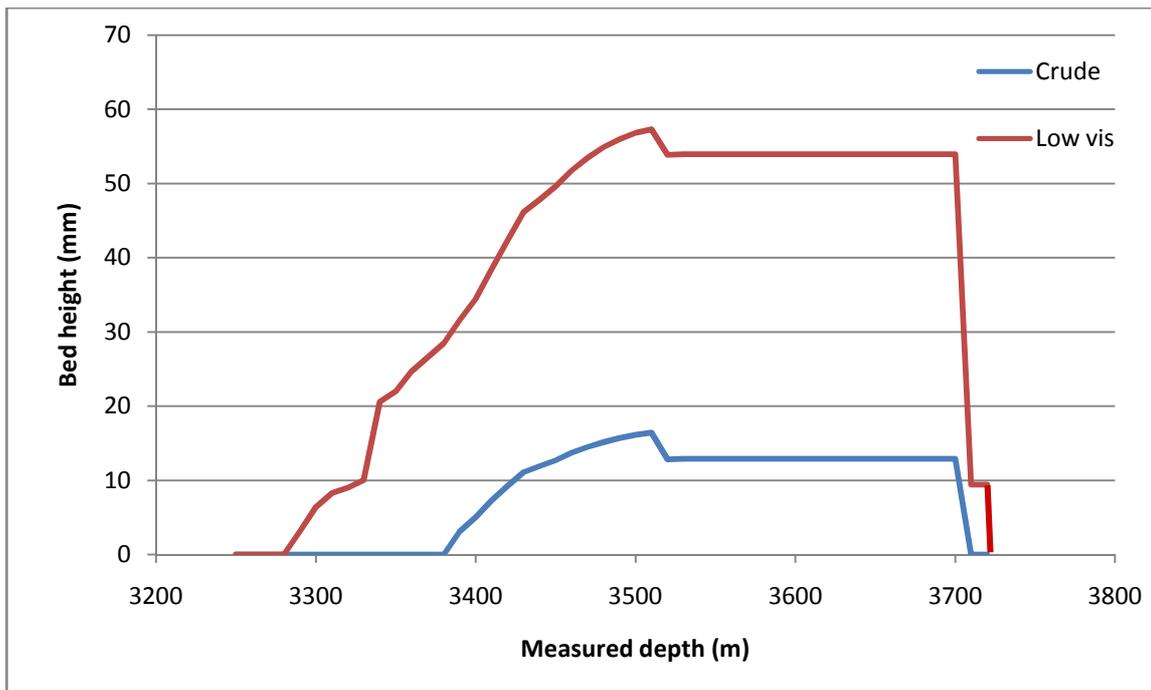


Figure 87 : Epaisseur du lit en fonction de la profondeur avec type du fluide de forage variable.

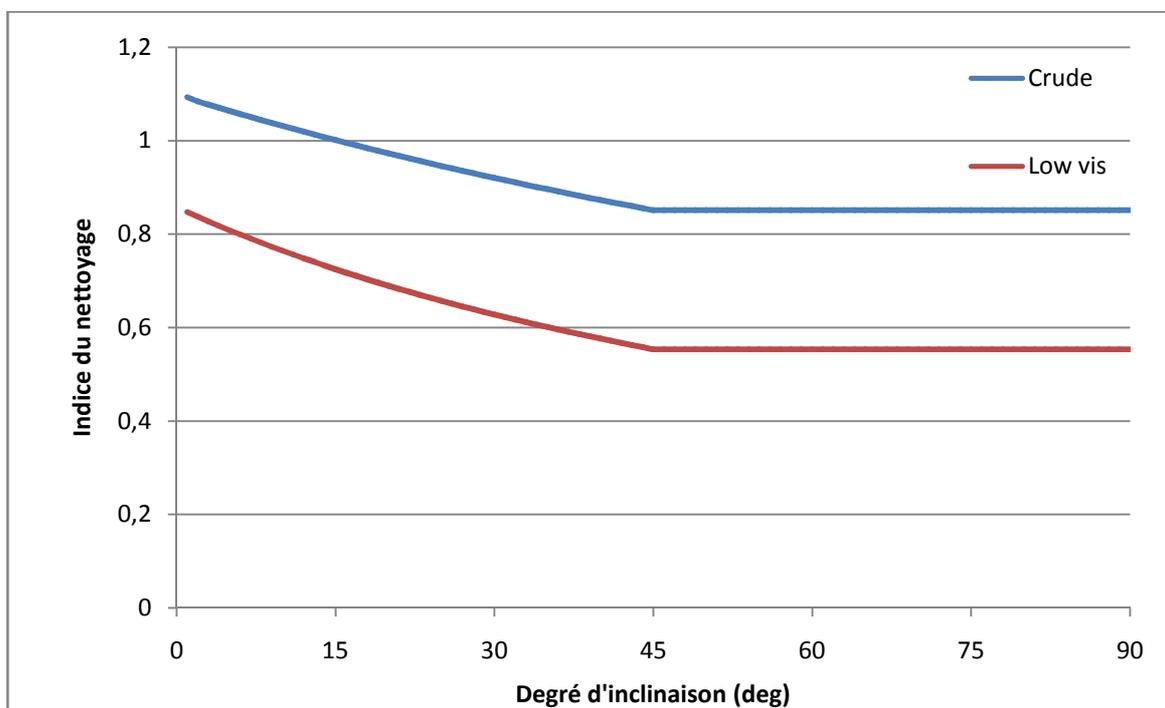


Figure 88 : Indice du nettoyage en fonction du degré d'inclinaison avec type du fluide variable.

On remarque d'après les figures précédentes que pour le même débit d'injection l'indice du nettoyage du fond du puits est plus grand dans le cas où on utilise le pétrole brut comme un fluide de forage par rapport au cas où on utilise la boue émulsionnée qui est la cause d'un énorme dépôt des cuttings dans la partie du drain horizontal entre 3280 m et 3720 m.

## IX.2. Optimisation des paramètres de forage :

Sur la base des formules des vitesses du modèle du Rubiandini et la fonction SOLVEUR sur Microsoft Office EXCEL on réalise cette optimisation :

### a- La fonction objective :

Indice du nettoyage ( $I$ ) = (la vitesse annulaire du fluide ( $V_{ann}$ )/ la vitesse critique du nettoyage ( $V_{crit}$ ))

Cette optimisation consiste à augmenter l'indice du nettoyage jusqu'au 1.

### b- Les variables :

- Le débit (Q) ;
- La vitesse d'avancement (ROP) ;
- La vitesse de rotation (RPM) ;

### c- Les contraintes :

Rotary :

- $100\text{gpm} < Q < 250\text{ gpm}$  ;
- $\text{ROP} > 27\text{ ft/hr}$ ;
- $20\text{ rpm} < \text{RPM} < 50\text{ rpm}$  ;

Sliding :

- $100\text{gpm} < Q < 250\text{ gpm}$  ;
- $\text{ROP} > 20\text{ft/hr}$ ;

### d- Les résultats :

Les résultats d'optimisation sont présentés dans les tableaux suivants :

Rotary	
ROP (ft/hr)	39,28
RPM (rpm)	50
Q (gal/min)	250

Tableau 24 : Résultats d'optimisation (rotary).

Sliding	
ROP (ft/hr)	36,75
RPM (rpm)	0
Q (gal/min)	250

Tableau 25 : Résultats d'optimisation (sliding).

La solution de la fonction objective et les différentes étapes pour faire une optimisation en utilisant la fonction SOLVEUR sur EXCEL sont détaillées ci-dessous :

	A	B	C	D	E	F	G	H					
1	les variables		<h1>Rotary</h1>			les contraintes							
2	ROP (ft/hr)	39,2753879									contr Q	100	250
3	RPM (rpm)	50									contr ROP	27	
4	Q (gal/min)	250									contr RPM	20	50
5	Dh (in)	6											
6	Dp (in)	3,5											
7	Vsv (ft/sec)	0,7052											
8	df (ppg)	6,8431											
9	Vcut (ft/sec)	1,37428572											
10	Vs (ft/sec)	2,92787345											
11	Vmin(ft/sec)	4,30215917											
12	Vann(ft/sec)	4,30215892											
13	IND	0,99999994											
14	les résultats												
15	ROP (ft/hr)	39,8047552											
16	RPM (rpm)	60											
17	Q (gal/min)	250											

**Paramètres du solveur**

Cellule cible à définir:  Résoudre

Égale à:  Max  Min  Valeur:  Fermer

Cellules variables:  Proposer

Contraintes:

\$B\$2 >= \$G\$3  
 \$B\$3 <= \$H\$4  
 \$B\$3 >= \$G\$4  
 \$B\$4 <= \$H\$2  
 \$B\$4 >= \$G\$2

Ajouter

Modifier

Supprimer

Options

Rétablir

Aide

Figure 89 : L'interface EXCEL de l'optimisation pour le mode "Rotary".

	A	B	C	D	E	F	G	H					
1	les variables		<h1>Sliding</h1>			les contraintes							
2	ROP (ft/hr)	36,7473145									contr Q	100	250
3	Q (gal/min)	250									contr ROP	20	
4													
5	Dh (in)	6											
6	Dp (in)	3,5											
7	Vsv (ft/sec)	0,7052											
8	df (ppg)	6,8431											
9	Vcut (ft/sec)	1,3357209											
10	Vs (ft/sec)	2,96643478											
11	Vmin(ft/sec)	4,30215568											
12	Vann(ft/sec)	4,30215892											
13	IND	1,00000075											
14	les résultats												
15	ROP (ft/hr)	36,7473145											
16	Q (gal/min)	250											
17	RPM (rpm)	0											

**Paramètres du solveur**

Cellule cible à définir:  Résoudre

Égale à:  Max  Min  Valeur:  Fermer

Cellules variables:  Proposer

Contraintes:

\$B\$2 <= \$H\$3  
 \$B\$2 >= \$G\$3  
 \$B\$3 <= \$H\$2  
 \$B\$3 >= \$G\$2

Ajouter

Modifier

Supprimer

Options

Rétablir

Aide

Figure 90 : L'interface EXCEL de l'optimisation pour le mode "Sliding".

### IX.3. Simulation des résultats d'optimisation :

Pour avoir l'apport de notre optimisation sur ce puits, on fait appel au simulateur WELLPLAN de nouveau, pour qu'on puisse évaluer le nettoyage en basant sur la variation d'épaisseur du lit des cuttings en fonction de la profondeur.

#### IX.3.1. Introduction des différents paramètres nécessaires à la simulation :

On injecte les résultats d'optimisation trouvé précédemment dans la case " Transport Analysis Data " du logiciel de la simulation pour les deux modes de forage.

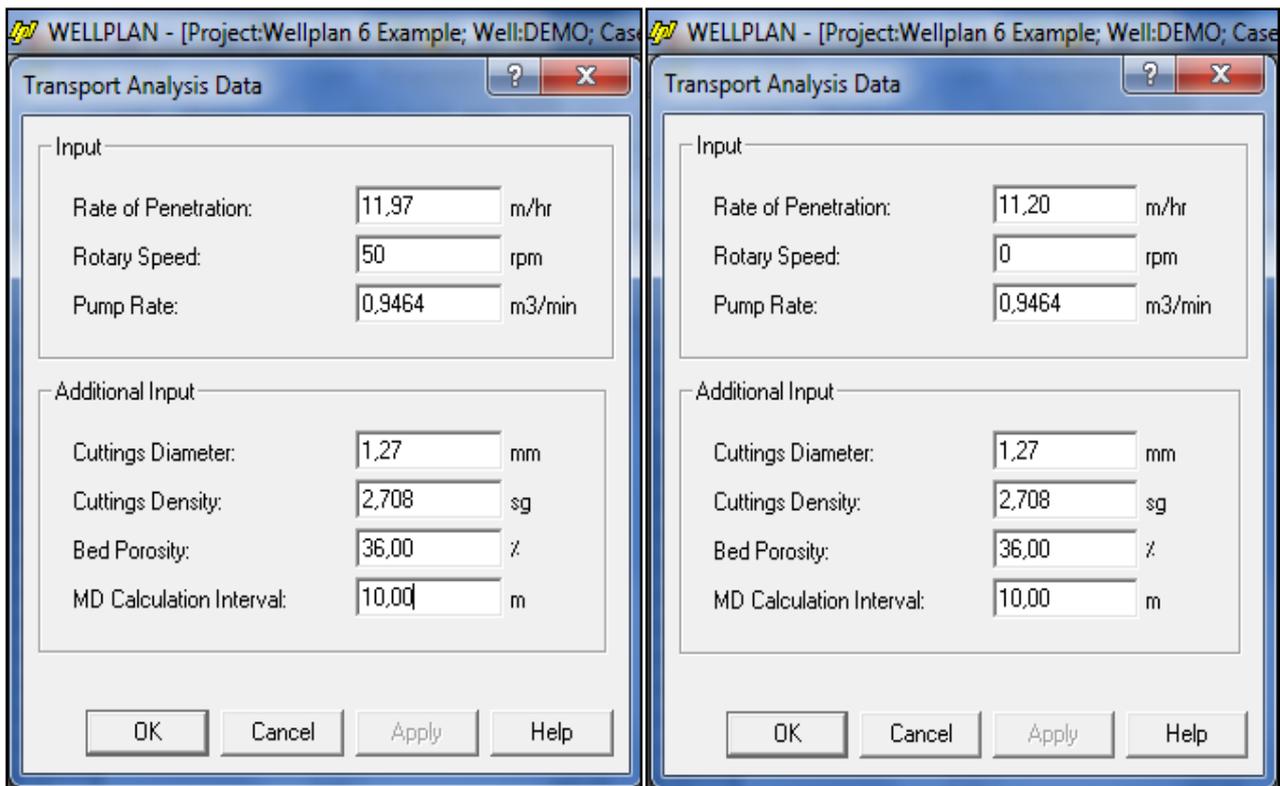


Figure 91 : La case "Transport Analysis Data" pour le Rotary.

Figure 92 : La case "Transport Analysis Data" pour le Sliding.

#### IX.3.2. Les résultats de la simulation :

La variation d'épaisseur du lit des cuttings en fonction de la profondeur mesurée est détaillée, dans les tableaux de la case "Hydraulics Cuttings Transport Opérationnel" illustrée dans les figures suivantes pour le mode "Rotary" et le mode "Sliding".

WELLPLAN - [Project:Wellplan 6 Example; Well:DEMO; Case: ...]

File Edit Modules Case Parameter View Tools

Mode: Hole Cleaning - Operational Wizard:

Hydraulics Cuttings Transport Operational

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
344	0,00	3430,01
345	0,00	3440,01
346	0,00	3450,01
347	0,00	3460,01
348	0,00	3470,01
349	0,00	3480,01
350	0,00	3490,01
351	0,00	3500,01
352	0,00	3510,01
353	0,00	3520,01
354	0,00	3530,01
355	0,00	3540,01
356	0,00	3550,01
357	0,00	3560,01
358	0,00	3570,01
359	0,00	3580,01
360	0,00	3590,01
361	0,00	3600,01
362	0,00	3610,01
363	0,00	3620,01
364	0,00	3630,01
365	0,00	3640,01
366	0,00	3650,01
367	0,00	3660,01
368	0,00	3670,01
369	0,00	3680,01
370	0,00	3690,01
371	0,00	3700,01
372	0,00	3710,01

Figure 93 : La case " Hydraulics Cuttings Transport " pour le Rotary.

WELLPLAN - [Project:Wellplan 6 Example; Well:DEMO; Case: ...]

File Edit Modules Case Parameter View Tools

Mode: Hole Cleaning - Operational Wizard:

Hydraulics Cuttings Transport Operational

	Bed Height	
	Bed Height(mm)	Measured Depth(m)
329	0,00	3280,01
330	0,00	3290,01
331	0,00	3300,01
332	0,00	3310,01
333	0,00	3320,01
334	0,00	3330,01
335	0,00	3340,01
336	0,00	3350,01
337	0,00	3360,01
338	0,00	3370,01
339	0,00	3380,01
340	0,00	3390,01
341	0,00	3400,01
342	0,00	3410,01
343	0,00	3420,01
344	0,00	3430,01
345	0,00	3440,01
346	0,00	3450,01
347	0,00	3460,01
348	0,00	3470,01
349	0,00	3480,01
350	0,00	3490,01
351	0,00	3500,01
352	0,00	3510,01
353	0,00	3520,01
354	0,00	3530,01
355	0,00	3540,01
356	0,00	3550,01
357	0,00	3554,00

Figure 94 : La case " Hydraulics Cuttings Transport " pour le Sliding.

Afin d'illustrer la forme et la géométrie du "cuttings bed", on a dressé les figures suivantes à partir des résultats de la simulation montrés dans les figures précédentes.

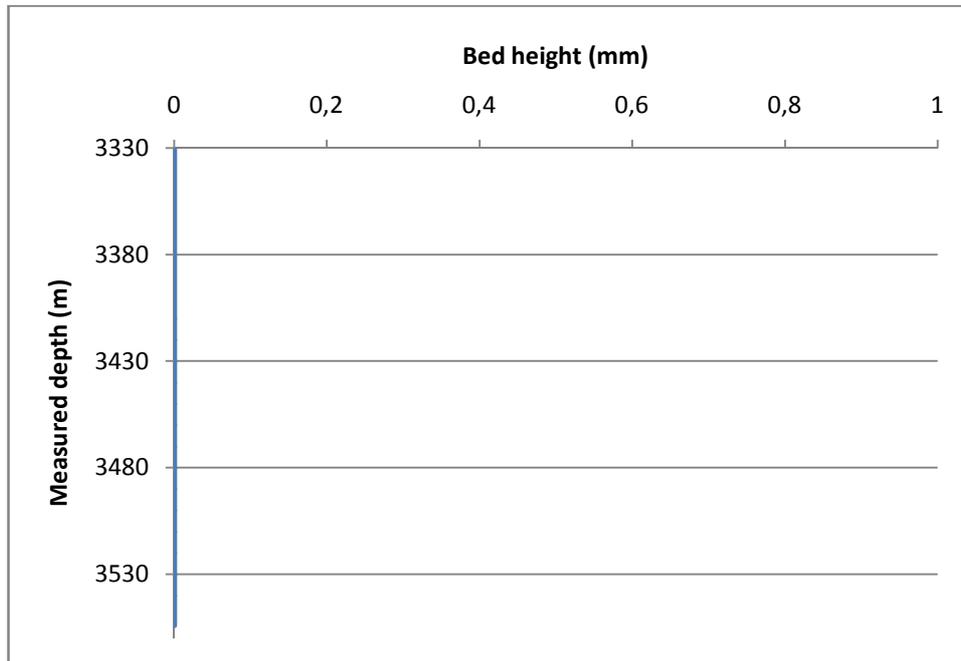


Figure 95 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur (forage en mode rotary).

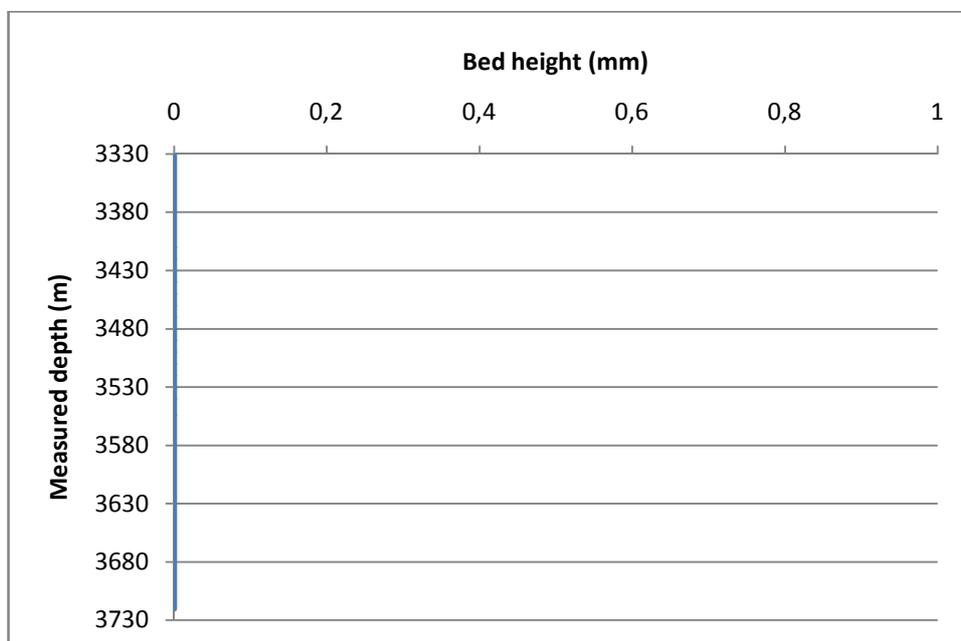


Figure 96 : Epaisseur du lit des déblais en fonction de la profondeur (forage en mode sliding).

Les deux graphes nous indiquent qu'il n'y aura aucun dépôt des déblais sur la partie de profondeur entre 3330 m et 3720 m ce qui n'est pas le cas avant l'optimisation.

#### IX.4. Calcul hydraulique :

Pour voir l'influence de l'application des paramètres optimisés et surtout le débit sur la variation de la densité équivalente de circulation ECD et par conséquent la pression dynamique de fond BHCP qui va affecter à son tour le Draw Down du travail fixé pour ce puits entre 7% et 9%, d'une part ; et d'autre part sur la puissance des pompes qu'il faut fournir pour réaliser ce forage, on a élaboré un code de calcul MATLAB (Voir annexe IX.2) basé sur les formulations suivantes<sup>[15]</sup> :

#### L'indice du comportement rhéologique :

$$n_p = 3.32 \log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

$$n_a = 0.5 \log \left( \frac{\theta_{300}}{\theta_3} \right)$$

#### Le coefficient de consistance :

$$k_p = \frac{5.11 * \theta_{600}}{1022^{n_p}}$$

$$k_a = \frac{5.11 * \theta_{300}}{5.11^{n_a}}$$

#### La vitesse du fluide :

$$v_p = \frac{0.408Q}{d_p^2}$$

$$v_a = \frac{0.408Q}{d_1^2 - d_2^2}$$

#### La viscosité effective

$$\mu_{e_p} = 100k_p \left( \frac{96v_p}{d_p^2} \right)^{n_p-1}$$

$$\mu_{e_a} = 100k_a \left( \frac{144v_a}{d_2 - d_1} \right)^{n_a-1}$$

#### Le nombre de Reynold :

$$Rec_p = \frac{928v_p d_p \rho}{\mu_{e_p} \left( \frac{3n_p+1}{4n_p} \right)^{n_p}}$$

$$Rec_a = \frac{928v_a (d_2 - d_1) \rho}{\mu_{e_a} \left( \frac{2n_a+1}{3n_a} \right)^a}$$

**Le régime d'écoulement et le nombre de Reynold critique :**

- Le régime laminaire :

$$Rec < 3470 - 1370n$$

- Le régime transitoire :

$$3470 - 1370n \leq Rec \leq 4270 - 1370n$$

- Le régime turbulent :

$$Rec > 4270 - 1370n$$

**Le facteur de friction :**A l'intérieur des tiges :

1- Ecoulement laminaire :

$$f_p = \frac{16}{Re_p}$$

2- Ecoulement transitoire :

$$f_p = \left[ \frac{Re_p - (3470 - 1370n_p)}{800} \right] * \left[ \frac{a}{(4270 - 1370n_p)} - \frac{16}{(3470 - 1370n_p)} \right] + \left[ \frac{16}{(3470 - 1370n_p)} \right]$$

Avec :

$$a = \frac{\log n_p + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log n_p}{7}$$

3- Ecoulement turbulent :

$$f_p = \frac{a}{Re_p^b}$$

Avec :

$$a = \frac{\log n_p + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log n_p}{7}$$

Dans l'espace annulaire :

1- Ecoulement laminaire :

$$f_a = \frac{24}{Re_a}$$

2- Ecoulement transitoire :

$$f_a = \left[ \frac{Re_a - (3470 - 1370n_a)}{800} \right] * \left[ \frac{a}{(4270 - 1370n_a)} - \frac{24}{(3470 - 1370n_a)} \right] + \left[ \frac{24}{(3470 - 1370n_a)} \right]$$

Avec :

$$a = \frac{\log n_a + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log n_a}{7}$$

3- Ecoulement turbulent :

$$f_a = \frac{a}{Re_a^b}$$

Avec :

$$a = \frac{\log n_a + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log n_a}{7}$$

**Les pertes de charges :**

A l'intérieur des tiges :

$$p_p = \frac{f_p v_p^2 \rho L_p}{25.81 d_p}$$

Dans l'espace annulaire :

$$p_{ai} = \frac{f_a v_a^2 \rho L_{ai}}{25.81 (d_{2i} - d_{1i})}$$

**La densité équivalente de circulation :**

$$ECD = \frac{\sum p_{ai}}{0.052 TVD} + \rho$$

**La pression dynamique de fond :**

$$BHCP = ECD * TVD$$

**Hydraulique d'outil :**

La vitesse de jet :

$$v_{jet} = 0.32086 \frac{Q}{TFA}$$

Force d'impact de jet :

$$IF = \frac{v_{jet} Q \rho}{1930}$$

Les pertes de charge dans les duses de l'outil :

$$p_{co} = \frac{Q^2 \rho}{10870.75 TFA^2}$$

La puissance hydraulique de l'outil :

$$HP = \frac{p_{co} Q}{1714}$$

La puissance hydraulique totale de la pompe :

$$HPT = \frac{p_{ct} Q}{1714}$$

Avec :

$$p_{ct} = p_p + p_a + p_{co}$$

Les résultats de calcul sont détaillés dans le tableau ci-joint :

	La phase forée en sliding	La phase forée en rotary
La profondeur mesurée(m)	3554	3720
ECD(ppg)	7,027	7,0354
BHCP (psi)	4116,9	4125
HPT(HP)	1571,4	1643
Draw down(%)	7,4848	7,3039

Tableau 26 : Résultats de calcul hydraulique.

D'après le tableau :

- ❖ Une légère variation de la densité équivalente de circulation ECD qui ne présente pas un risque d'être en dehors d'intervalle du Draw Down c'est-à-dire la pression de fond est toujours inférieur à la pression du réservoir (4450 psi) qui est confirmé par les valeurs de BHCP;
- ❖ La puissance des pompes disponible au niveau du chantier est suffisante (deux pompes 12P160 en parallèle (2\*1600HP)).

### IX.5. Délimitation de la zone de travail :

On a réussi à ploter les deux graphes ci-dessous à partir d'un script (Voir annexe IX.3) qu'on a programmé sur la base du modèle de Rubiandini et les formules de calcul hydraulique citées précédemment afin de connaître l'influence du débit sur le nettoyage et le pourcentage d'Under balance (Draw Down) simultanément :

❖ Le nettoyage :

- Le nettoyage est bon si  $I \geq 1$ ;
- Le nettoyage est acceptable si  $0.98 < I < 1$ ;
- Mauvais nettoyage si  $I < 0.98$

❖ Le Draw Down :

- Il est limité entre :  $7\% < DD < 9\%$  ;

❖ Le débit :

- le débit est limité entre :  $100 \text{ gpm} < Q < 250 \text{ gpm}$  ;

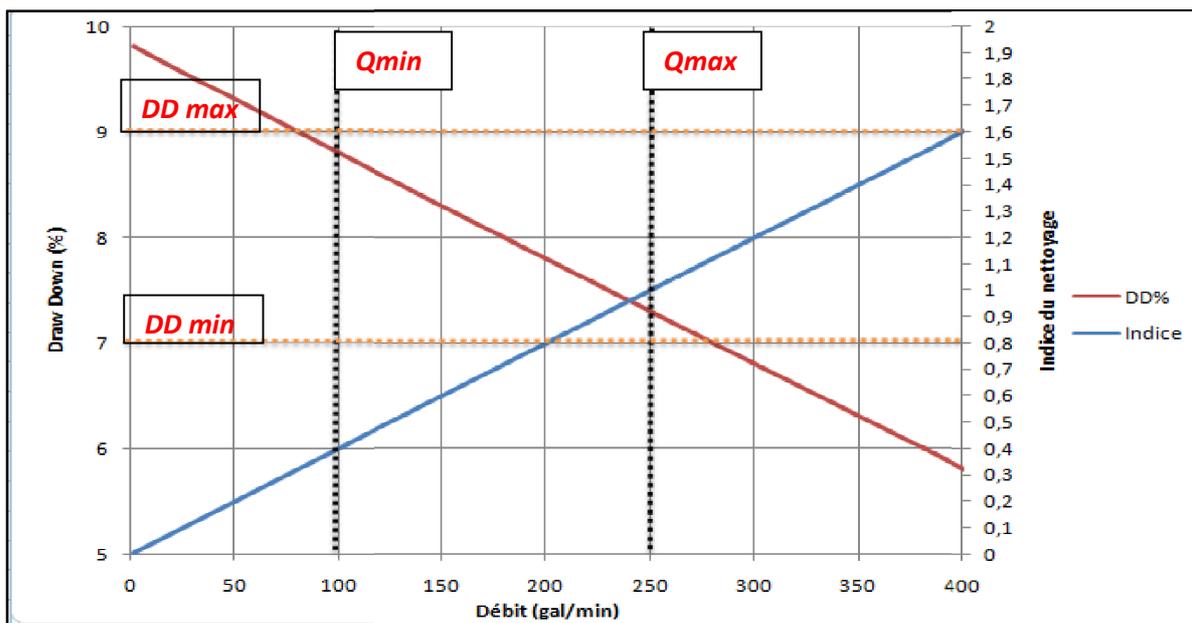


Figure 97 : Draw Down et indice de nettoyage en fonction du débit (forage en mode rotatif).

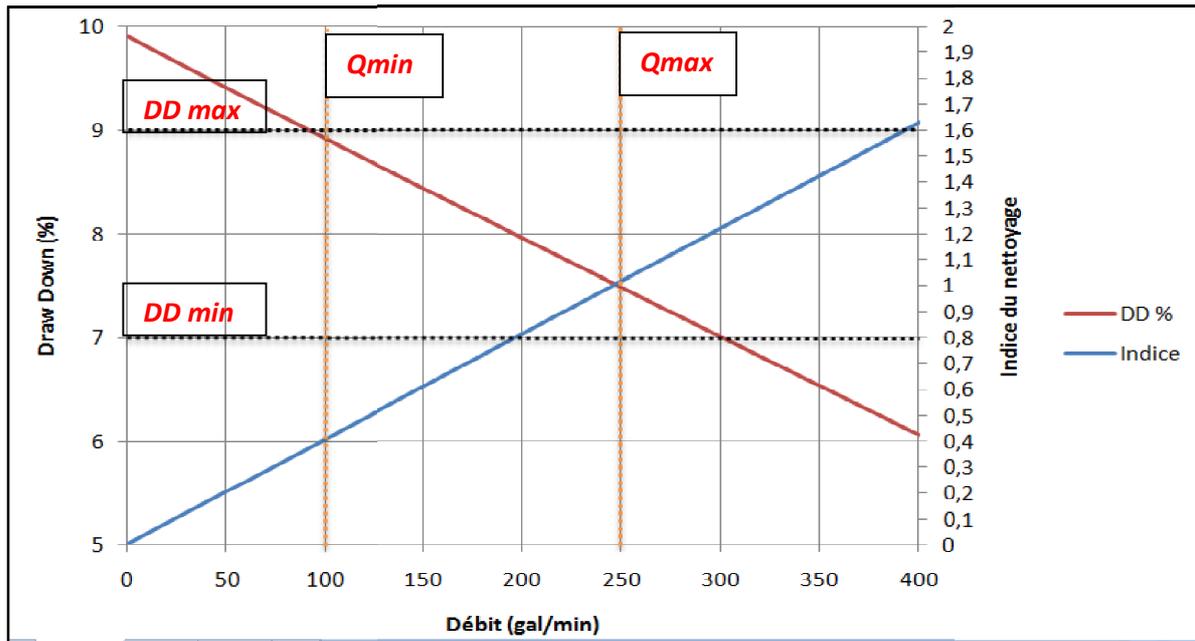


Figure 98 : Draw Down et indice de nettoyage en fonction du débit (forage en mode sliding).

Les deux graphes confirment que pour un débit de 250 gal/min, le nettoyage est bon ( $I = 1$ ) et même le Draw Down est entre ses deux limites (7% et 9%).

Donc on peut dire qu'on a réussi à augmenter la valeur de la vitesse d'avancement d'une valeur de 8 m/h jusqu'à 11.97 m/h pour le rotary et de 6m/h jusqu'à 11 m/h pour le sliding et celle du débit de 190 gal/min jusqu'à 250 gal/min pour atteindre une valeur d'indice de nettoyage supérieur à 0.98, sans une influence remarquable sur le Draw Down.

## IX.6. Nomenclature :

- $n_p$  : L'indice du comportement rhéologique à l'intérieur des tiges ;
- $n_a$  : L'indice du comportement rhéologique dans l'espace annulaire ;
- $k_p$  : Le coefficient de consistance à l'intérieur des tiges ( $\text{lb}\cdot\text{s}^n/\text{ft}^2$ ) ;
- $k_a$  : Le coefficient de consistance dans l'espace annulaire ( $\text{lb}\cdot\text{s}^n/\text{ft}^2$ ) ;
- $v_p$  : La vitesse du fluide à l'intérieur des tiges (ft/s) ;
- $v_a$  : La vitesse du fluide dans l'espace annulaire (ft/s) ;
- $d_p$  : Diamètre intérieur des tiges de forage (in) ;
- $d_2$  : Diamètre du puits (Open Hole) (in) ;
- $d_1$  : Diamètre extérieur des tiges de forage (in) ;
- $\mu e_p$  : La viscosité effective à l'intérieur des tiges (cp) ;
- $\mu e_a$  : La viscosité effective dans l'espace annulaire (cp) ;
- $Rec_p$  : Le nombre de Reynold à l'intérieur des tiges ;
- $Rec_a$  : Le nombre de Reynold dans l'espace annulaire ;
- $f_p$  : Le facteur de friction à l'intérieur des tiges ;
- $f_a$  : Le facteur de friction dans l'espace annulaire ;
- $p_p$  : Les pertes de charges à l'intérieur des tiges (psi) ;
- $p_a$  : Les pertes de charges dans l'espace annulaire (psi) ;
- $ECD$  : La densité équivalente de circulation (Equivalent Circulating Density) (ppg) ;
- $BHCP$  : La pression dynamique de fond (Bottom Hole Circulating Pressure) (psi) ;
- $v_{jet}$  : La vitesse de jet (ft/s) ;
- $IF$  : Force d'impact de jet (lb) ;
- $p_{co}$  : Les pertes de charge l'outil (psi) ;
- $HP$  : La puissance hydraulique de l'outil (HP) ;
- $HPT$  : La puissance hydraulique totale de la pompe (HP) ;
- $p_{ct}$  : Les pertes de charge totales (psi).

# RECAPITULATIF DES RESULTATS

## RECAPITULATIF DES RESULTATS

Dans le chapitre VII de notre étude on a évalué l'état du nettoyage du puits par la simulation du lit des cuttings. On a appliqué deux modèles sur le puits ONIZ40, l'un est expérimental et l'autre est mécanistique, pour comparer entre les deux et choisir le plus adapté pour l'étude du nettoyage du drain horizontal. Dans le chapitre VIII on a étudié l'influence des paramètres du forage sur le transport des déblais du fond du puits vers la surface, ces différents paramètres vont être optimisés pour qu'on puisse réaliser un meilleur avancement avec des bonnes conditions du nettoyage et d'Under balance, dans le chapitre IX.

La simulation avec le software «WELLPLAN», en utilisant les paramètres réels du forage de la phase 6", nous a conduit à constater qu'on a un mauvais nettoyage dans l'intervalle de profondeur entre 3330 m et 3710 m ; à partir des résultats suivants :

- La section critique du puits est la partie correspondante à une inclinaison de  $65.2^\circ$  et 3510 m de profondeur où la valeur maximale d'épaisseur du lit était enregistrée pour les deux méthodes de forage (16.44 mm pour le rotary et 20.22 mm pour le sliding).
- Un lit des déblais plus ou moins épais était créé lors du forage en mode rotary, d'une longueur de 300 m et une épaisseur moyenne 11.68 mm pour une vitesse d'avancement de 8 m/h et un débit d'injection de 720 l/min. En mode sliding la longueur du lit était 210 m et l'épaisseur moyenne est 11.56 mm pour une vitesse d'avancement de 6 m/h et un débit d'injection de 720 l/min.

On s'est basé sur les deux modèles précédemment cités et sur les différents paramètres du forage pour la prévision du débit requis pour le transport des cuttings, qui sont les suivants ;

- Selon le modèle du Rubiandini le débit critique est de l'ordre de 843.16 l/min pour le cas du forage rotary et 783.01 l/min en cas du sliding.
- Selon l'autre modèle le débit critique calculé pour les deux modes de forage est 544 l/min.

D'après l'analyse et la comparaison entre les résultats réalisés suite à l'application de ces deux modèles sur le puits ONIZ40, le modèle du Rubiandini était choisi pour l'étude de l'influence des paramètres du forage sur l'indice du nettoyage et le débit critique, qui nous a permis d'avoir les résultats suivants :

- La partie inclinée du puits d'une inclinaison entre  $45^\circ$  et  $90^\circ$  correspond aux valeurs maximales du débit critique.

- Pour avoir un forage avec un indice du nettoyage égal à 1, pour un débit d'injection de 720 l/min, il faut qu'on avance avec une vitesse de 15 ft/h en sliding et 16 ft/h en rotary.
- La rhéologie du pétrole brut est la mieux adaptée pour le nettoyage par rapport aux autres boues telles que la high et la low viscosity.
- Pour avoir un indice du nettoyage de l'ordre de 1 en avançant avec une vitesse de 8 m/h en rotary, il faut qu'on injecte avec un débit de 844 l/min.
- Pour avoir un indice du nettoyage de l'ordre de 1 en avançant avec une vitesse de 6 m/h en sliding, il faut qu'on injecte avec un débit de 787 l/min.

L'application des paramètres optimisés à l'aide de la fonction SOLVEUR d'EXCEL sur le puits nous a donné les résultats suivants :

- La vitesse moyenne d'avancement a augmenté de la valeur de 8 m/h à 11.97 m/h pour le rotary et de 6 m/h à 11.20 m/h pour le sliding.
- Le lit des cuttings est totalement éliminé.
- La nouvelle valeur d'ECD calculée est 7.0354 ppg pour le rotary et 7.027 pour le sliding.
- La pression de fond de circulation est 4116.9 psi en appliquant le sliding et 4125 psi en appliquant le rotary.
- Le pourcentage d'Under balance « Draw Down » est 7.30 % en cas du rotary et 7.48% en cas du sliding.

# CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

## CONCLUSION

L'utilisation de simulateur constitue un moyen très utile pour le contrôle du nettoyage du puits, parce qu'il nous permet d'avoir une idée de ce qui se passe au fond du puits.

D'après notre étude on peut conclure que les modèles mathématiques restent un moyen d'approche et ne reflètent pas exactement la réalité du puits foré. La méthode expérimentale reste le moyen le plus fiable pour donner le vrai visage du nettoyage du puits. Cette méthode permet de faire un bilan massique concernant les solides qui ont évacués hors du puits et ceux qui forment un lit dans le drain.

Le fluide de forage joue un rôle très important, puisqu'il représente le moyen essentiel pour faire face à ce problème. Pour cela, tous les paramètres rhéologiques et hydrauliques doivent être bien choisis.

On a montré que la vitesse annulaire requise constitue un sujet d'études pour plusieurs chercheurs et on a utilisé leurs modèles pour la détermination des débits requis pour un puits réel. Mais, La simulation reste toujours un moyen d'approche, et ne constitue pas la réalité du puits à forer malgré qu'on ait obtenu de bons résultats.

## **RECOMMANDATIONS**

- Nous recommandons dans le futur de faire une étude plus détaillée qui met en considération tous les paramètres de forage et surtout ceux qui ont été négligés par le modèle de Rubiandini pendant ses expériences tels que la longueur du drain et l'excentricité de la garniture dans le puits.
- Nous recommandons de choisir des moteurs de fond qui supportent des grands débits pour pouvoir circuler avec des vitesses d'écoulement annulaire plus grandes.
- Nous recommandons d'optimiser la vitesse d'avancement ROP selon les paramètres de forage utilisés pour éviter les problèmes liés au mauvais nettoyage et avoir un meilleur avancement à la fois.
- Nous recommandons de minimiser l'utilisation du mode sliding parce qu'il est caractérisé par une difficulté de nettoyage et réduire le ROP.
- Nous recommandons de faire un compromis entre la rhéologie de boue qui permet de transporter les cuttings dans le drain et celle qui permet de les garder en suspension pendant les arrêts de circulation.
- Nous recommandons de faire de Wiper trips après le forage d'une longue distance.
- Nous recommandons de pomper des bouchons Low-vis, High-vis à intervalle régulier afin d'augmenter la capacité de transport et de suspension des cuttings dans la boue de forage.
- Nous recommandons d'utiliser des produits spéciaux (liquides) compatibles avec le pétrole brut utilisé comme fluide de forage pour varier ses caractéristiques rhéologiques, sans procéder à chaque fois à pomper des bouchons Low-vis ou High-vis, pour assurer la continuité du pompage, gagner plus de temps et protéger le circuit UBD contre les produits solides.
- Il est fortement recommandé pendant les manœuvres, de déplacer le brut dans l'espace annulaire jusqu'au sabot par une boue émulsionnée à forte rhéologie pour maintenir les déblais en suspension, la chose qui n'est pas réalisable par le brut à cause de sa faible rhéologie.
- Nous recommandons de faire des mesures des quantités de cuttings récoltés en surface et de faire un bilan massique, pour voir l'efficacité de transport des cuttings lors de l'application des données de forages. Comme nous suggérons de faire aussi une étude de granulométrie des cuttings récoltés en surface.

# BIBLIOGRAPHIE

**BIBLIOGRAPHIE**

1. **H. Askri, A. Belmecheri.** *Géologie de l'Algérie*. 1993. Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.
2. **SONATRACH.** Rapport d'implantation du puits ONIZ40. Octobre 2015.
3. **Jean-Paul Szezuka, ENSPM.** *Forage dirigé, ingénierie et méthodes*. juin 2005.
4. **ENSPM, IFP Training.** *Le forage underbalanced*. 2006.
5. **SONATRACH & WEATHERFORD.** Programme UBD du puits ONIZ40. Novembre 2015.
6. **Schlumberger.** *Hole cleaning in directional wells*. 2007
7. **Schlumberger.** *Drillers Stuck Pipe Manual*. 1997.
8. **R. Rubiandini, R. Sindu, Indra Gunawan.** *Determining cutting transport parameter in horizontal coiled tubing underbalanced drilling operation*. Bandung Institute of Technology, Indonesia, 2002. (SPE 101937-STU).
9. **L. Zhou.** *Hole cleaning during underbalanced drilling in horizontal and inclined wellbore*, SPT Group, 2008. (IADC/SPE 98926 21–23).
10. **Roozbeh Ranjbar.** *Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore*. Faculty of Science and Technology, University of Stavanger, 2010. MASTER'S THESIS.
11. **SONATRACH.** Programme de forage du puits ONIZ40. Octobre 2015.
12. **SONATRACH & BASP.** Mud program ONIZ40. Novembre 2015.
13. **LANDMARK group.** *WELLPLAN manual*. 2000.
14. **SPT group.** *Drill bench hydraulic user guide*. 2011.
15. **Baker Hughes.** *Drilling Fluids Reference Manual*. 2006.
16. **National Oilwell Varco.** *NOV motors handbook*. Mai 2011.
17. Les rapports journaliers de l'ingénieur de boue (**BASP**, Mars 2016).
18. Les rapports journaliers de l'ingénieur de déviation (**WEATHERFORD**, Mars 2016).
19. Les rapports journaliers de l'ingénieur MWD (**WEATHERFORD**, Mars 2016).
20. Les rapports journaliers de mud logging (**ENSP**, Mars 2016).
21. Les rapports journaliers de superviseur de Forage (**SONATRACH**, Mars 2016).
22. Slide sheet de deviation (**WEATHERFORD**, Mars 2016).
23. Mémoires de fin d'études (FHC UMBB).
24. Cours Matlab 2015.

# ANNEXES

## Annexes de chapitre VI :

## Annexe VI.1 : programme de déviation détaillé

MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	N.Offset (m)	E.Offset (m)	DLS (°/30m)	T.Face (°)	B.Rate (°/30m)	T.Rate (°/30m)	CL (m)
2770	0,58	133,67	2769,87	-15,95	10,05	0	0	0	0	0
2781,43	0,41	145,2	2781,3	-16,02	10,12	0,52	155,81	-0,46	30,26	11,43
2793,56	0,49	293,75	2793,43	-16,04	10,1	2,14	162,84	0,2	367,39	12,13
2808,39	1,57	299,35	2808,25	-15,91	9,86	2,19	8,13	2,18	11,33	14,83
2827,07	3,11	304,12	2826,92	-15,5	9,22	2,49	9,6	2,47	7,66	18,68
2838,35	3,93	305,91	2838,18	-15,1	8,65	2,2	8,53	2,18	4,76	11,28
2853,4	4,86	306,49	2853,18	-14,42	7,72	1,86	3,03	1,85	1,16	15,05
2867,47	5,23	312,76	2867,2	-13,63	6,77	1,41	59,29	0,79	13,37	14,07
2879,2	5,25	314,09	2878,88	-12,9	5,99	0,31	81,31	0,05	3,4	11,73
2895,28	4,71	320,1	2894,9	-11,88	5,04	1,4	138,95	-1,01	11,21	16,08
2910,5	3,9	320,24	2910,07	-11	4,31	1,6	179,33	-1,6	0,28	15,22
2924,49	3,58	321,42	2924,03	-10,29	3,73	0,71	167,06	-0,69	2,53	13,99
2939,1	2,99	318,47	2938,62	-9,65	3,2	1,26	194,52	-1,21	-6,06	14,61
2953,63	2,94	319,44	2953,13	-9,09	2,7	0,15	135,38	-0,1	2	14,53
2966,32	3,06	320,2	2965,8	-8,58	2,27	0,3	18,72	0,28	1,8	12,69
2978,36	3,36	316,95	2977,82	-8,07	1,83	0,87	327,13	0,75	-8,1	12,04
2995,47	3,52	317,49	2994,9	-7,32	1,13	0,29	11,72	0,28	0,95	17,11
3010,42	4,52	318,57	3009,82	-6,54	0,43	2,01	4,87	2,01	2,17	14,95
3023,48	5,4	318,84	3022,83	-5,69	-0,31	2,02	1,65	2,02	0,62	13,06
3039,61	6,55	318,54	3038,87	-4,43	-1,42	2,14	358,3	2,14	-0,56	16,13
3053,47	7,46	320,2	3052,63	-3,15	-2,52	2,02	13,37	1,97	3,59	13,86
3067,48	8,22	321,48	3066,51	-1,66	-3,73	1,67	13,57	1,63	2,74	14,01
3082,01	9,18	320,03	3080,87	0,04	-5,12	2,03	346,41	1,98	-2,99	14,53
3097,05	10,31	319,75	3095,69	1,98	-6,76	2,26	357,46	2,25	-0,56	15,04
3111,55	11,07	321,06	3109,94	4,06	-8,47	1,65	18,38	1,57	2,71	14,5
3125,42	12,33	318,82	3123,52	6,21	-10,29	2,9	339,08	2,73	-4,84	13,87
3138,61	13,46	318,02	3136,38	8,41	-12,24	2,6	350,63	2,57	-1,82	13,19
3154,51	14,98	317,79	3151,79	11,31	-14,86	2,87	357,76	2,87	-0,43	15,9
3168,39	16,35	317,44	3165,15	14,07	-17,38	2,97	355,89	2,96	-0,76	13,88
3182,72	17,64	317,19	3178,86	17,15	-20,22	2,7	356,64	2,7	-0,52	14,33
3196,49	18,4	317,65	3191,95	20,29	-23,11	1,68	10,82	1,66	1	13,77
3211,61	19,21	318,25	3206,27	23,91	-26,37	1,65	13,71	1,61	1,19	15,12
3225,13	20,19	317,84	3218,99	27,3	-29,42	2,2	351,78	2,17	-0,91	13,52
3240,65	21,35	318,16	3233,51	31,39	-33,1	2,25	5,74	2,24	0,62	15,52
3256,09	22,87	317,95	3247,81	35,71	-36,98	2,96	356,93	2,95	-0,41	15,44
3269,68	24,14	318,05	3260,27	39,74	-40,61	2,8	1,84	2,8	0,22	13,59
3283,81	24,83	318,01	3273,13	44,09	-44,53	1,47	358,61	1,46	-0,08	14,13
3297,45	26,73	318,06	3285,41	48,5	-48,49	4,18	0,68	4,18	0,11	13,64
3311,35	28,6	318,39	3297,72	53,32	-52,79	4,05	4,83	4,04	0,71	13,9
3331,63	30,81	318,85	3315,34	60,86	-59,43	3,29	6,09	3,27	0,68	20,28

3349,76	36,05	318,38	3330,46	68,35	-66,04	8,68	356,97	8,67	-0,78	18,13
3364,75	39,97	316,75	3342,27	75,15	-72,27	8,1	344,99	7,85	-3,26	14,99
3384,29	45,1	318,27	3356,66	84,9	-81,18	8,03	11,89	7,88	2,33	19,54
3395,48	48,21	319,09	3364,34	91,01	-86,55	8,49	11,14	8,34	2,2	11,19
3409,79	51,91	319,02	3373,53	99,29	-93,74	7,76	359,15	7,76	-0,15	14,31
3423,02	53,51	318,67	3381,55	107,22	-100,67	3,68	350,02	3,63	-0,79	13,23
3437,97	56,93	317,29	3390,07	116,34	-108,89	7,23	341,27	6,86	-2,77	14,95
3451,3	59,03	317,05	3397,14	124,62	-116,57	4,75	354,4	4,73	-0,54	13,33
3466,53	60,66	317,13	3404,79	134,27	-125,54	3,21	2,45	3,21	0,16	15,23
3481,82	60,85	316,97	3412,26	144,03	-134,63	0,46	323,65	0,37	-0,31	15,29
3497,76	64,38	316,27	3419,59	154,32	-144,35	6,75	349,85	6,64	-1,32	15,94
3519	70,06	318,67	3427,81	168,75	-157,57	8,61	21,76	8,02	3,39	21,24
3528	76,94	318,48	3430,37	175,22	-163,28	22,94	358,46	22,93	-0,63	9
3536,6	83,11	318,64	3431,86	181,56	-168,88	21,53	1,48	21,52	0,56	8,6
3547,1	86,77	319,48	3432,78	189,46	-175,73	10,73	12,92	10,46	2,4	10,5
3556	87,06	321,73	3433,26	196,33	-181,37	7,64	82,71	0,98	7,58	8,9
3575	88,5	320	3434	211,05	-193,36	3,55	309,76	2,27	-2,73	19

## Annexes de chapitre VII :

### Annexe VII.1 : Le programme MATLAB du modèle de Rubiandini

```

% les inputs
Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage
(in) ');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr)');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique(cp)');
YP=input('Introduire la valeur de la contrainte seuil de cisaillement (yield
value)(lb/100ft²) ');
RPM=input('Introduire la valeur de la vitesse de rotation (rpm) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');
Qpump=input('introduire la valeur du débit des pompes de forage (gal/min) ');

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vsl=0.1;
n=0;
vsv=0.2;

while (abs(vsv-vsl)>0.001)
n=n+1;
Vmin=vcut+vsl;
Dl=Dhole-Dpipe;
Cl=(5*YP*Dl)/Vmin;
u=PV+Cl;
Re= (928*df*Dcut*vsl)/u;
if (Re<3)
f=40/Re;
elseif ((Re>3)&(Re<300))
f=22/sqrt(Re);
else
f=1.54;
end
vsv=f*(sqrt(Dcut*((ds-df)/df)));
vsl=((vsv+vsl)/2);
end

for i= (1:90)
ang(i)=i;
if (ang(i) <= 45)
vs = vcut+(1+ (ang(i)*(600-RPM)*(3+df)/202500))*vsv;
else
vs= vcut+((1+(3+df)*(600-RPM)/4500))*vsv;
end
Vmin(i)= vcut+vs;
Qmin(i)= Vmin(i)*(Dhole^2-Dpipe^2)*2.44;
ind(i)=(0.4087050972401*Qpump/(Dhole^2-Dpipe^2))/Vmin(i);
end;

plot(ang,Qmin)
title('Flow rate vs Angle')
xlabel('Angle (deg)')
ylabel('Flow rate (gpm)')

```

## Annexes de chapitre VIII :

### Annexe VIII.1 : Indice de nettoyage en fonction de la vitesse de pénétration

```

Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage (in)
');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique(cp) ');
YP=input('Introduire la valeur de la contrainte seuil de cisaillement (yield
value)(lb/100ft²) ');
RPM=input('Introduire la valeur de la vitesse de rotation (rpm) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');
Qpump=input('introduire la valeur du débit des pompes de forage (gal/min) ');

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
vsv=0.7052;

for i=(1:50)
    ROP(i)=i;
    Cconc(i)=i;
    vcut(i)=i;
    Vmin(i)=i;
    Qmin(i)=i;
    ind(i)=i;
Cconc(i)=(0.01778*ROP(i))+0.505;
vcut(i)=(ROP(i)/(36*a*Cconc(i)));
vs = vcut(i)+(1+(45*(600-RPM)*(3+df)/202500))*vsv;
Vmin(i)= vcut(i)+vs;
Qmin(i)= Vmin(i)*(Dhole^2-Dpipe^2)*2.44;
ind(i)=(0.4087050972401*Qpump/(Dhole^2-Dpipe^2))/Vmin(i);
end;
plot(ang,Qmin)

```

### Annexe VIII.2 : Nombre de Reynolds en fonction de la viscosité plastique

```

Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage (in)
');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vs=0.7052;
YP=0;
for i=(1:10)
    PV(i)=i;
    Rel(i)=i;
Vmin=vcut+vs;
Dl=Dhole-Dpipe;
Rel(i)= (928*df*Dcut*vs)/(PV(i)+((5*YP*Dl)/Vmin));
end
plot(PV,Rel);

```

### Annexe VIII.3 : Nombre de Reynolds en fonction de la yield point

```
Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage (in) ');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vs=0.7052;
PV=2;
for i=(1:20)
    YP(i)=i;
    Re(i)=i;
Vmin=vcut+vs;
Dl=Dhole-Dpipe;
Re(i)=(928*df*Dcut*vs)/(PV+((5*YP(i)*Dl)/Vmin));
end
plot(YP,Re);
```

### Annexe VIII.4 : Indice de nettoyage en fonction du débit de circulation

```
Dpipex2=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage (in) ');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr) ');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique(cp) ');
YP=input('Introduire la valeur de la contrainte seuil de cisaillement (yield value)(lb/100ft²) ');
RPM=input('Introduire la valeur de la vitesse de rotation (rpm) ');
MW=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');

Dtot=Dpipex2/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vs1=0.1;
n=0;
vsv=0.2;

while (abs(vsv-vs1)>0.001)
n=n+1;
Vmin=vcut+vs1;
Dl=Dhole-Dpipex2;
C1=(5*YP*Dl)/Vmin;
u=PV+C1;
Re=(928*MW*Dcut*vs1)/u;
if (Re<3)
f=40/Re;
elseif ((Re>3)&(Re<300))
f=22/sqrt(Re);
else
f=1.54;
```

```

end
vsv=f*(sqrt(Dcut*((ds-MW)/MW)));
vs1=((vsv+vs1)/2);
end
vs = vcut+((1+(45*(600-RPM)*(3+MW))/202500))*vsv;
Vmin= vcut+vs;

for i=(100:250)
    Q(i)=i;
    Ind(i)=(((0.4087050972401*Q(i))/(Dhole^2-Dpipex2^2))/Vmin);
end
plot(Q,Ind);

```

### Annexe VIII.5 : Indice de nettoyage en fonction du nombre de Reynolds

```

Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage (in)
');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits(in) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr) ');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique (cp) ');
YP=input('Introduire la valeur de la contrainte seuil de cisaillement (yield
value)(lb/100ft²) ');
RPM=input(' Introduire la valeur de la vitesse de rotation (rpm) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide (ppg) ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings(in) ');
Qpump=input('introduire la valeur du débit des pompes de forage (gal/min) ');

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));

for i=(1:400)
    Re(i)=i;
    if (Re(i)<3)
        f(i)=40/Re(i);
    elseif ((Re(i)>3)&(Re(i)<300))
        f(i)=22/sqrt(Re(i));
    else
        f(i)=1.54;
    end
    vsv(i)=f(i)*(sqrt(Dcut*((ds-df)/df)));
    vs(i) = vcut+(1+(45*(600-RPM)*(3+df))/202500))*vsv(i);
    Vmin(i)= vcut+vs(i);
    Qmin(i)= Vmin(i)*(Dhole^2-Dpipe^2)*2.44;
    Ind(i)=(0.4087050972401*Qpump/(Dhole^2-Dpipe^2))/Vmin(i);
end;
plot(Re,Ind)

```

## Annexe VIII.6 : Indice de nettoyage en fonction de la vitesse de rotation

```

Dpipe=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage ');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration ');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique ');
YP=input('Introduire la contrainte seuil de cisaillement (yield value) ');
df=input('Introduire la valeur de la densité du fluide ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings ');
Dcut=input('Introduire la valeur du diamètre des cuttings ');
Q=input('Introduire la valeur du débit des pompes ')

Dtot=Dpipe/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vs1=0.1;
n=0;
vsv=0.2;

while (abs(vsv-vs1)>0.001)
n=n+1;
Vmin=vcut+vs1;
Dl=Dhole-Dpipe;
Cl=(5*YP*Dl)/Vmin;
u=PV+Cl;
Re= (928*df*Dcut*vs1)/u;
if (Re<3)
f=40/Re;
elseif ((Re>3)&(Re<300))
f=22/sqrt(Re);
else
f=1.54;
end
vsv=f*(sqrt(Dcut*((ds-df)/df)));
vs1=((vsv+vs1)/2);
end

for i= (1:120)
RPM(i)=i;
vs = vcut+(1+ (45*(600-RPM(i))*(3+df)/202500))*vsv;
Vmin(i)= vcut+vs;
Qmin(i)= Vmin(i)*(Dhole^2-Dpipe^2)*2.44;
Ind(i)=(((0.4087050972401*Q)/(Dhole^2-Dpipe^2))/Vmin(i));
end;
plot(RPM,Ind)

```

## Annexes de chapitre IX :

**Annexe IX.1** : les caractéristiques des boues Low vis et High vis

Les lectures Fann pour les différents fluides de forage à la température 65.55 °C :

Les lectures Fann	Le pétrole brut	La boue Low vis	La boue High vis
Lec 600	4	10	39
Lec 300	2	8	29
Lec 200	1	6	26
Lec 100	1	5	21
Lec 6	0	4	11
Lec 3	0	3	10

## Annexe IX.2 : Le programme MATLAB du calcul hydraulique

```

%Les inputs
teta600=input('Introduire la lecture Fann 600 (lec 600) ' );
teta300=input('Introduire la lecture Fann 300 (lec 300) ' );
teta3=input('Introduire la lecture Fann 3(lec 3) ' );
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ' );
Dpipex1=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage de
la première section (in) ' );
Dpipex2=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage de
la deuxième section (in) ' );
Dpipei=input('Introduire la valeur du diamètre intérieur des tiges de forage
(in) ' );
MW=input('Introduire la valeur de la densité du fluide de forage (ppg) ' );
TFA=input('Introduire la valeur de Total Flow Area (in²) ' );
Q=input('Introduire la valeur du débit des pompes de forage(gal/min) ' );
MD1=input('Introduire la valeur de la profondeur mesurée MD de la première
section (ft) ' );
MD2=input('Introduire la valeur de la profondeur mesurée MD de la deuxième
section (ft) ' );
TVD=input('Introduire la valeur de la profondeur verticale TVD (ft) ' );
Pg=input('Introduire la valeur de la pression du gisement (psi) ' );
HPTD=input('Introduire la valeur de la puissance disponible des pompes (HP)
' );
DDWmin=input('Introduire la valeur minimale du Draw Down (%) ' );
DDWmax=input('Introduire la valeur maximale du Draw Down (%) ' );

L1=MD1-MD2;
L2=MD2;

na1=0.5*log(teta300/teta3);
ka1=(5.11*teta300)/(5.11^na1);

na2=0.5*log(teta300/teta3);
ka2=(5.11*teta300)/(5.11^na2);

PV=teta600-teta300;
YP=teta300-PV;

Va1=(0.408*Q)/(Dhole^2-Dpipex1^2);
Va2=(0.408*Q)/(Dhole^2-Dpipex2^2);

Uea1=100*ka1*((144*Va1)/(Dhole-Dpipex1))^(na1-1);
Rea1=(928*Va1*(Dhole-Dpipex1)*MW)/((Uea1*((2*na1+1)/(3*na1))^na1));

Uea2=100*ka2*((144*Va2)/(Dhole-Dpipex2))^(na2-1);
Rea2=(928*Va2*(Dhole-Dpipex2)*MW)/((Uea2*((2*na2+1)/(3*na2))^na2));

Rela1=3470-1370*na1;
Retal=4270-1370*na1;

Rela2=3470-1370*na2;
Retal=4270-1370*na2;

if Real<=Relal
    fal=24/Real;
elseif Relal<Real&&Real<=Retal
    fal=((Real-Relal)/800)*(((log(na1)+3.93/50)/(Retal^((1.75-log(na1))/7)))-
(24/Relal))+(24/Relal);
else
    fal=((log(na1)+3.93)/50)/(Real^((1.75-log(na1))/7));

```

```

end

if Rea2<=Rela2
    fa2=24/Rea2;
elseif Rela2<Rea2&&Rea2<=Reta2
    fa2=((Rea2-Rela2)/800)*(((log(na2)+3.93/50)/(Reta2^((1.75-log(na2))/7)))-
(24/Rela2))+(24/Rea2);
else
    fa2=((log(na2)+3.93)/50)/(Rea2^((1.75-log(na2))/7));
end

Pa1=(fa1*Va1^2*MW*L1)/(25.81*(Dhole-Dpipex1));
Pa2=(fa2*Va2^2*MW*L2)/(25.81*(Dhole-Dpipex2));
Pa=Pa1+Pa2;

np=3.32*log(teta600/teta300);
kp=(5.11*teta600)/(1022^np);

Vp=(0.408*Q)/(Dpipei^2);
Uep=100*kp*((96*Vp)/Dpipei)^(np-1);
Rep=((928*Vp*Dpipei)*MW)/((Uep*((3*np+1)/(4*np))^np));

Relp=3470-1370*np;
Retp=4270-1370*np;

if Rep<=Relp
    fp=16/Rep;
elseif Relp<Rep&&Rep<=Retp
    fp=((Rep-Relp)/800)*((log(np)+3.93/50)/Retp-(16/Relp))+(16/Relp);
else
    fp=((log(np)+3.93)/50)/(Rep^((1.75-log(np))/7));
end

Pp=(fp*Vp^2*MW*MD1)/(25.81*Dpipei);

Pco=((Q^2*MW)/(10870.75*TFA^2));
HP=(Pco*Q)/1714;
Vn=Q/(3.117*TFA);
Fi=(MW*Q*Vn)/1932;

Pct=Pa+Pp+Pco;
HPT=(Pct*Q)/1714;
ECD=(Pa/(0.052*TVD))+MW;
BHCP=(ECD*TVD*0.052);
DD=((Pg-BHCP)/Pg)*100;

disp('Bottom Hole Pressure (psi) ');
disp(BHCP);
disp('Equivalent Circulating Pressure (ppg) ');
disp(ECD);

disp('La puissance exigée est (HP) ');
disp(HPT);
if HPT<HPTD
    disp('La puissance disponible des pompes est suffisante');
else
    disp('La puissance disponible des pompes n"est pas suffisante');
end

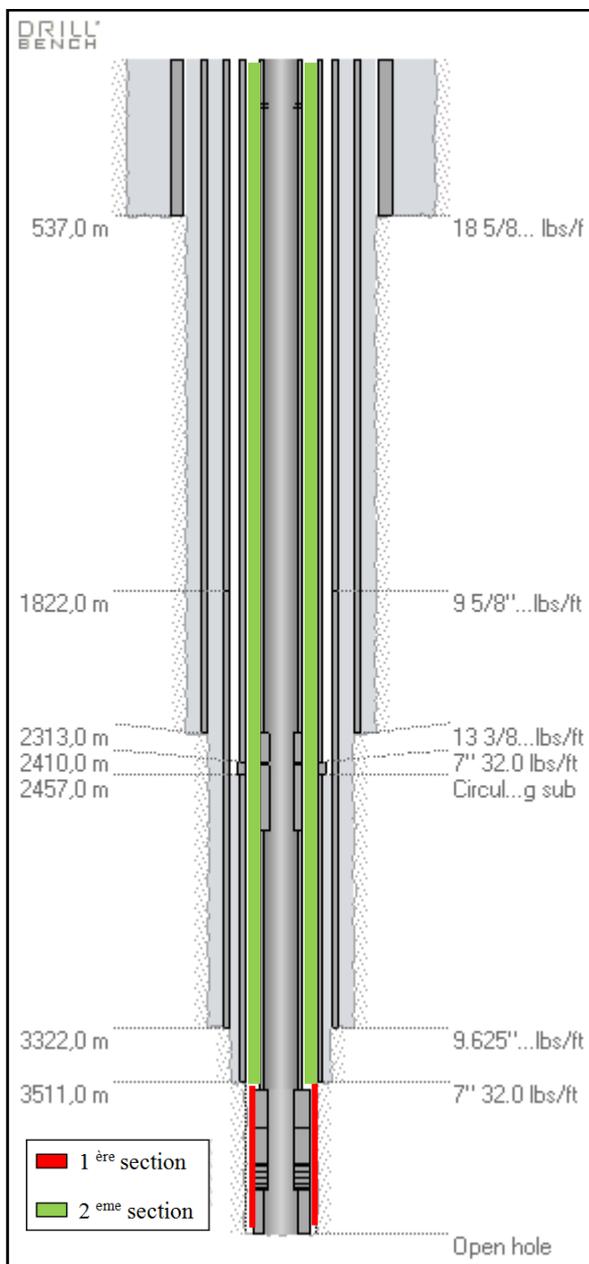
disp('Le Draw Down est (%) ');

```

```

disp(DD);
if DD<=DDWmax && DD>=DDWmin
    disp('On est dans la marge acceptable du Draw Down');
else
    disp('On n"est pas dans la marge acceptable du Draw Down');
end

```



Schémas du puits montrant les deux sections annulaires du puits pour le calcul.

### Annexe IX.3 : Le programme MATLAB pour tracer les graphes de l'indice du nettoyage et de Draw Down en fonction du débit

```

%les input
teta600=input('Introduire la lecture Fann 600 (lec 600) ');
teta300=input('Introduire la lecture Fann 300 (lec 300) ');
teta3=input('Introduire la lecture Fann 3(lec 3) ');
Dhole=input('Introduire la valeur du diamètre du puits (in) ');
Dpipex1=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage de
la première section (in) ');
Dpipex2=input('Introduire la valeur du diamètre extérieur des tiges de forage de
la deuxième section (in) ');
Dpipei=input('Introduire la valeur du diamètre intérieur des tiges de forage
(in) ');
MW=input('Introduire la valeur de la densité du fluide de forage (ppg) ');
TFA=input('Introduire la valeur de Total Flow Area (in²) ');
MD1=input('Introduire la valeur de la profondeur mesurée MD de la première
section (ft) ');
MD2=input('Introduire la valeur de la profondeur mesurée MD de la deuxième
section (ft) ');
TVD=input('Introduire la valeur de la profondeur verticale TVD (ft) ');
Pg=input('Introduire la valeur de la pression du gisement (psi) ');
HPTD=input('Introduire la valeur de la puissance disponible des pompes (HP)
');
DDWmin=input('Introduire la valeur minimale du Draw Down (%) ');
DDWmax=input('Introduire la valeur maximale du Draw Down (%) ');
ROP=input('Introduire la valeur de la vitesse de pénétration (ft/hr) ');
PV=input('Introduire la valeur de la viscosité plastique(cp) ');
YP=input('Introduire de valeur de la contrainte seuil de cisaillement (yield
value)(lb/100ft²) ');
RPM=input('Introduire la valeur de la vitesse de rotation (rpm) ');
ds=input('Introduire la valeur de la densité des cuttings (ppg) ');
Dcut=input('Introduire la valeur de dimension des cuttings (in) ');

Dtot=Dpipex2/Dhole;
a=1-(Dtot)^2;
Cconc=(0.01778*ROP)+0.505;
vcut=(ROP/(36*a*Cconc));
vs1=0.1;
n=0;
vsv=0.2;

while (abs(vsv-vs1)>0.001)
n=n+1;
Vmin=vcut+vs1;
Dl=Dhole-Dpipex2;
Cl=(5*YP*Dl)/Vmin;
u=PV+Cl;
Re= (928*MW*Dcut*vs1)/u;
if (Re<3)
f=40/Re;
elseif ((Re>3)&(Re<300))
f=22/sqrt(Re);
else
f=1.54;
end
vsv=f*(sqrt(Dcut*((ds-MW)/MW)));
vs1=((vsv+vs1)/2);
end
vs = vcut+((1+(45*(600-RPM)*(3+MW))/202500))*vsv;

```

```

Vmin= vcut+vs;

L1=MD1-MD2;
L2=MD2;

na1=0.5*log(teta300/teta3);
ka1=(5.11*teta300)/(5.11^na1);

na2=0.5*log(teta300/teta3);
ka2=(5.11*teta300)/(5.11^na2);

PV=teta600-teta300;
YP=teta300-PV;

Rela1=3470-1370*na1;
Retal=4270-1370*na1;

Rela2=3470-1370*na2;
Retal=4270-1370*na2;

np=3.32*log(teta600/teta300);
kp=(5.11*teta600)/(1022^np);

Relp=3470-1370*np;
Retp=4270-1370*np;

for i=(1:500)
    Q(i)=i;
    BHCP(i)=i;
    Ind(i)=i;
    DD(i)=i;

    Ind(i)=((0.4087050972401*Q(i))/(Dhole^2-Dpipex2^2))/Vmin);
    Val(i)=(0.408*Q(i))/(Dhole^2-Dpipex1^2);
    Va2(i)=(0.408*Q(i))/(Dhole^2-Dpipex2^2);

    Uea1(i)=100*ka1*((144*Val(i))/(Dhole-Dpipex1))^(na1-1);
    Rea1(i)=(928*Val(i)*(Dhole-Dpipex1)*MW)/((Uea1(i)*((2*na1+1)/(3*na1))^na1));

    Uea2(i)=100*ka1*((144*Va2(i))/(Dhole-Dpipex2))^(na2-1);
    Rea2(i)=(928*Va2(i)*(Dhole-Dpipex2)*MW)/((Uea2(i)*((2*na2+1)/(3*na2))^na2));

    if Rea1(i)<=Rela1
        fa1(i)=24/Rea1(i);
    elseif Rela1<Rea1(i)&&Rea1(i)<=Retal
        fa1(i)=((Rea1(i)-Rela1)/800)*(((log(na1)+3.93/50)/(Retal^((1.75-
log(na1))/7)))-(24/Rela1))+(24/Rela1);
    else
        fa1(i)=((log(na1)+3.93)/50)/(Rea1(i)^((1.75-log(na1))/7));
    end

    if Rea2(i)<=Rela2
        fa2(i)=24/Rea2(i);
    elseif Rela2<Rea2(i)&&Rea2(i)<=Retal
        fa2(i)=((Rea2(i)-Rela2)/800)*(((log(na2)+3.93/50)/(Retal^((1.75-
log(na2))/7)))-(24/Rela2))+(24/Rela2);
    else
        fa2(i)=((log(na2)+3.93)/50)/(Rea2(i)^((1.75-log(na2))/7));
    end

Vp(i)=(0.408*Q(i))/(Dpipei^2);

```

```
Uep(i)=100*kp*((96*Vp(i))/Dpipei)^(np-1);
Rep(i)=((928*Vp(i)*Dpipei)*MW)/((Uep(i))*((3*np+1)/(4*np))^np);

if Rep(i)<=Relp
    fp(i)=16/Rep(i);
elseif Relp<Rep(i)&&Rep(i)<=Retp
    fp(i)=((Rep(i)-Relp)/800)*((log(np)+3.93/50)/Retp-(16/Relp))+(16/Relp);
else
    fp(i)=((log(np)+3.93)/50)/(Rep(i)^(1.75-log(np)/7));
end
Pp(i)=(fp(i)*Vp(i)^2*MW*MD1)/(25.81*Dpipei);
Pco(i)=((Q(i)^2*MW)/(10870.75*TFA^2));
Pal(i)=(fal(i)*Val(i)^2*MW*L1)/(25.81*(Dhole-Dpipex1));
Pa2(i)=(fa2(i)*Va2(i)^2*MW*L2)/(25.81*(Dhole-Dpipex2));
Pa(i)=Pal(i)+Pa2(i);

ECD(i)=(Pa(i)/(0.052*TVD))+MW;
BHCP(i)=(ECD(i)*TVD*0.052);
HP(i)=(Pco(i)*Q(i))/1714;
Vn(i)=Q(i)/(3.117*TFA);
Fi(i)=(MW*Q(i)*Vn(i))/1932;
Pct(i)=Pa(i)+Pp(i)+Pco(i);
HPT(i)=(Pct(i)*Q(i))/1714;
DD(i)=((Pg-BHCP(i))/Pg)*100;
end
plot(Q,DD,Q,Ind);
```