

Université KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des
Sciences de la Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage

Présenté par :

RAHMANI MOHAMED AIMEN

BOUZERARA CHIHAB EDDINE

BOUHADID MERWAN

Thème

**Etude et Optimisation des Paramètres
Hydrauliques Affectant le Nettoyage d'un Puits
Dévié, dans le Champs de Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement le : 07 / 06 / 2022

Devant le jury:

M. ABIDI SAAD AISSA	MCA	Président	UKMO
Mme. HADJADA SOUAD	Dr	Examinatrice	UKMO
M. REZAIGUIA ISSAM	Pr	Encadreur	UKMO

Année Universitaire: 2021/2022

Remerciement :

Nous remercions Dieu, Tout Puissant, de nous avoir donné la force et le courage de terminer la réalisation de ce modeste travail.

Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien et leurs appréciables conseils durant nos années d'études.

Nous tenons à exprimer vivement nos vifs remerciements au Dr Rezaiguia Issam pour nous avoir encadré durant ce travail de la meilleure manière qui soit et d'avoir favorisé, par son sérieux, son dynamisme, sa compétence et ses conseils un milieu de travail agréable et encourageant.

Nous remercions tous les profs de l'université, en particulier ceux de domaine d'hydrocarbure pour leur aide sur le plan scientifique et humain.

Nous remercions chaleureusement tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué pour la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

A mes très chers parents, source de vie, d'amour et d'affection

A mes chers frères et leurs enfants, source de joie et de bonheur

A toute ma famille, source d'espoir et de motivation

A tous mes amis, tout particulièrement

Chère amie avant d'être binôme

A vous cher lecteur

Résumé :

Le nettoyage du puits est l'une des fonctions principales dans le forage d'un puits pétrolier, particulièrement les puits déviés où un lit stationnaire de déblais (cuttings) se développe et peut causer divers problèmes tels que le couple élevé, les frottements et même le coincement de la garniture de forage.

Il devient impératif de s'intéresser au nettoyage correct du puits en optimisant les paramètres hydrauliques (la vitesse annulaire de fluide et la perte de charge dans l'espace annulaire, la densité de fluide).

L'objectif de ce travail est l'analyse des problèmes du mauvais nettoyage du puits et aussi l'optimisation des paramètres hydrauliques affectant le nettoyage de la partie inclinée de la phase ($8^{1/2}$). Un programme informatique sur l'analyse hydraulique a été développé par des formules théoriques et empiriques, au forage dirigé avec une application sur le puits MDZ#671 dans le champ de Hassi Messaoud.

Enfin, les résultats obtenus confirment la réussite de l'opération de nettoyage de puits quand le débit utilisé est supérieur au débit optimal avec une vitesse annulaire requise de la boue

Mots clés : Forage dirigé, nettoyage, paramètres hydrauliques, optimisation.

Abstract:

The hole cleaning is one of the principal functions in the oil wells drilling, particularly the deviated wells where a stationary bed (cuttings) develops and cause various problems such as the high torque, frictions and even the wedging of the drilling trimming.

It becomes imperative to be interested in correctly the hole cleaning by optimizing the hydraulics parameters (the annular speed of fluid and the pressure loss in annular space, the density of fluid).

The objective of this work is to analysis of the problem of bad hole cleaning and to optimize the hydraulics parameters affecting the cleaning of tilted part ($8^{1/2}$). A computer program for hydraulic analysis was developed by theoretical and empirical formulas, with

directional drilling. An application was realized on the well MDZ#671 in the Hassi Messaoud field.

Lastly, the results obtained confirm the success of the hole cleaning operation when the used flow is higher than the optimal flow to a necessary annular speed of the mud.

الملخص:

يعد تنظيف البئر إحدى الوظائف الرئيسية في حفر بئر النفط، خاصة في الآبار الموجهة حيث تتطور طبقة ثابتة من القطع ويمكن أن تسبب مشاكل مختلفة مثل ارتفاع عزم الدوران والاحتكاك وحتى توقف سلسلة الحفر.

يصبح من الضروري الاهتمام بالتنظيف الصحيح للبئر عن طريق تحسين العوامل الهيدروليكية (سرعة السائل الحلقي وانخفاض الضغط في الفراغ الحلقية، كثافة السائل).

الهدف من هذا العمل هو تحليل مشاكل التنظيف السيئ للبئر وكذلك تحسين المعلمات الهيدروليكية التي تؤثر على تنظيف الجزء المائل من المرحلة (8½) تم تطوير برنامج كمبيوتر حول التحليل الهيدروليكي بواسطة الصيغ النظرية والتجريبية ، مع الحفر الموجه مع تطبيق على بئر MDZ # 671 في حقل حاسي مسعود.

أخيرًا ، تؤكد النتائج التي تم الحصول عليها نجاح عملية تنظيف البئر عندما يكون معدل التدفق المستخدم أكبر من معدل التدفق الأمثل مع السرعة الحلقية المطلوبة للوحل.

Sommaire

Introduction	1
Chapitre I:Généralité Sur Le Forage Dirigé	2
I.1.introduction du forage dirigé	3

I.2.Définition du forage directionnel :.....	3
I. 3.Différents Profils du forage dirigé.....	3
I. 4.Applications du forage dirigé	5
I.4.1 Forages dirigés réalisés pour l'exploration.....	6
I.4.2 Forages dirigés réalisés pour d'développement.....	7
I. 5.Termes utilisés au forage dirigé.....	8
Chapitre II : Les Fluide de Forage.....	9
II. Introduction.....	10
II.1. Généralités sur les fluides de forage.....	10
II.2. Définition d'un fluide de forage	11
II.3. Les fonctions du fluide de forage.....	11
II.4. Circulation du fluide de forage.....	12
II.5. Classification des fluides de forage.....	13
II.5.1. Les fluides à base d'huile	13
II.5.2. Les fluides à base d'eau.....	13
II.5.3. Les fluides de forage gazeux	14
II.6. Composition des fluides de forage	14
II.6.1. Les composants de la boue et leur rôle.....	14
II.6.2. Formulation des boues de forage.....	15
II.6.3. Contrôle et caractérisation des propriétés.....	16
II.6.4. Paramètres physiques et chimiques	17
Chapitre III : Nettoyage du puits.	23

III.1. Définition.....	24
III.2. Les Facteurs Affectant Le Nettoyage des Puits dévié.....	24
III.2.1.paramètres contrôlables.	25
III.2.2. paramètres incontrôlables.....	26
III.2.3. paramètres ajustable.....	27
III.3. Guide pratique pour le nettoyage des puits.....	28
III.3.1-Bouchons de Nettoyage	28
III.4. Les cuttings et l'inclinaison d'accumulation.....	29
III.5.Différent problèmes résultant d'un mauvais nettoyage du puits.....	30
III.5.1.Augmentation des torques, drags avec perte de couple (en rotary) et de WOB (en sliding) successive.....	30
III.5.2 Difficultés de mouvement de la garniture et risque decoincement...31	
III.5.3.Instabilité du puits et pertes de circulation.....	31
III.5.4.Les mauvaises cimentations.....	32
III.5.5.Difficultés de contrôle du puits.....	32
III.5.6.Bourrage de l'outil.....	32
III.5.7.Influence sur le mode d'écoulement.....	33
Chapitre IV: Etude du puits MDZ 671.....	34
IV.1. Présentation de Champ de Hassi Messaoud	35
IV.2. Forage horizontal à Hassi Messaoud	39
IV.3. Description du puits.....	39
IV.4. Programme forage.....	41

V.5. Calcul et analyse des paramètres hydrauliques.....	44
IV.6. Calcul des paramètres rhéologique	45
IV.6.1. Calcul hydraulique au niveau de l’outil	49
IV.6.2. L’organigramme de calcul des paramètres hydrauliques.....	50
IV.7. Résultat.....	53
IV.8. Détermination pratique du débit optimum en forage.....	54
IV.8.1 Sections verticales.....	54
IV.8.2. Sections inclinées.....	55
IV.8.3. Optimisation du nettoyage.....	56
IV.8.4. Application de la méthode.....	57
IV.9. Calcul du temps minimum avant une manœuvre	59
IV.9.1. Calcul du volume de circulation.....	59
Conclusion.....	62
Recommandation.....	63
Bibliographie.....	64

Listes des Figures

Chapitre I : Généralité sur le forage horizontale

Figure I.1 Types de forage horizontal.....4

Figure I.2 les cas de forage dirigé réalisé pour l'exploitation.....6

Figure I.3 les cas de forage dirigé réalisé pour d'développement.....8

Chapitre II : Les Fluide de forage

Figure II.1 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage.....12

Chapitre III. Nettoyage des puits

Figure III.1: Influence de la densité sur l'ECD.....26

Figure III.2: Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire.....27

Figure III.3 : Risque de coincement.....31

Figure III.4: Influence de modes d'écoulement33

Chapitre IV. Etude de puits MDZ 671

Figure IV.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)35

Figure IV.2 : Coupe lithologique.....38

Figure IV.3 : la trajectoire théorique des puits.....41

Figure IV.4 : Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 8 1/2".....54

Figure IV.5: Forage 8-1/2":Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement....55

Liste Tableaux

Tableau II.1: Les catégories des composants utilisés dans les fluides de forage.....	15
Tableau III.1 : Différents facteurs affectant le nettoyage du puits dévié.....	24
Tableau IV.1 : Les données du puits MDZ #671.....	36
Tableau IV.2 : la densité de fluide de forage pour chaque phase.....	42
Tableau IV.3 : les dimensions de chaque section.....	43
Tableau IV.4 : Résultat des paramètres affectant sur le nettoyage.....	51
Tableau IV.5 : Valeurs du facteur d'angle pour différents valeur d'angles du trou.....	56
Tableau IV.6 : Facteur de longueur de la section pour différents angles	57
Tableau IV.7 : Résultat de Longueur effective de chaque section pour différents angles..	58

Liste des symboles

P_h :	Pression hydrostatique	[kPa]
Z :	Profondeur	[m]
d :	Densité de la boue	[lb/gal]
Df :	densité du fluide de forage	[ppg]
V :	volume filtré de liquide	[cm ³ /s]
K :	perméabilité du cake	[1 darcy = 1μm ²]
t :	temps mesuré du début de la filtration	[s]
ΔP :	pression	[Kgf/cm ²]
μ :	viscosité	[cP]
V :	volume filtré pendant un temps	[cm ³ /s]
e :	épaisseur du cake après un temps	[cm]
t :	temps	[cm]
K :	perméabilité du cake	[1 darcy = 1μm ²]
YP :	yield point (contrainte seuil)	[lb/100 ft ²]
VP :	La viscosité plastique	[cp]
Q :	Débit de fluide	[gal/min]
DI :	Diamètre intérieur de casings	[in]
DE :	Diamètre extérieur des tiges	[in]
DT :	diamètre du trou en pouce	[in]
V_a :	Vitesse annulaire de fluide	[ft/min]
μ_{ea} :	Viscosité effective annulaire de la boue	[cP]
L :	longueur (profondeur) d'une section	[ft]
L_i :	longueur (profondeur) d'une section i	[ft]

P_{ai} : Perte de charge dans une section i	[psi]
Pa_T : Pertes de charge totales	[psi]
ECD : Equivalent circulation densité	[ppg]
P_b : Perte de charge dans l'outil	[psi]
V_{cr} : la vitesse critique	[ft/min]
Q_{cr} : Débit critique	[gal/min]
HP_b : Puissance hydraulique	[hp]
D_d : Diamètre des duses	[1/32 in]
D_b : Diamètre d'outil	[in]
V_n : Vitesse de fluide dans les duses	[ft/min]
IF : Force d'impact	[kgf]
TVD : Profondeur vertical totale	[ft]
ROP : Vitesse d'avancement	[ft/hr]
γ_b : Taux de cisaillement de la couche limite	[s ⁻¹]
γ_p : Taux de cisaillement de particules	[s ⁻¹]
Ca : Concentration des cuttings dans l'annulaire	[%].
L_{600} : Lecteur fann 600.	
L_{300} : Lecteur fann 300.	
L_{200} : Lecteur fann 200.	
L_{100} : Lecteur fann 100.	
Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).	
Re_a : Nombre de Reynolds dans l'espace annulaire	
Re_L : Nombre de Reynolds pour le régime Laminaire.	
Re_T : Nombre de Reynolds pour le régime Turbulent.	
f_a : Coefficient de friction	
τ : Contrainte de cisaillement	

τ_c : Yield value

k : Indice de consistance

n : Indice de comportement

$\dot{\gamma}$: Vitesse de déformation

[ft/min]

INTRODUCTION

Introduction:

Les besoins en énergie incitent continuellement l'être humain à rechercher et développer plusieurs ressources. Les hydrocarbures (huile et gaz naturel) restent désormais les sources d'énergie les plus prisées de nos jours, et leur découverte depuis le 18ème siècle a connu une véritable révolution.

L'industrie du forage pétrolier tout comme les autres domaines de l'industrie a vécu des obstacles énormes tout au long de son évolution, cependant elle a pu s'abattre plus ou moins face à eux. Le forage d'un puits pétrolier nécessite une suite de plusieurs opérations, et un suivi rigoureux et quotidien, surtout le forage dévié ou horizontal qui est souvent confronté à des défis d'ordre naturels ou techniques. Parmi ces obstacles, il y a le problème de nettoyage du puits dévié, un nettoyage du trou inadéquat peut entraîner des incidents coûteux tels que le coincement, l'usure prématuré de garniture, le forage lent, la fracturation de la formation, un couple excessif sur le train de tiges, des difficultés dans les opérations de diagraphies et cimentation. Des nombreuses études ont été menées afin de mieux comprendre l'intérêt du nettoyage de trou dans le forage directionnel de puits. Des travaux d'expérimentaux ont démontré que le forage à un angle d'inclinaison supérieur à environ 30 ° de la verticale possède problèmes dans l'enlèvement des déblais de forage qui ne sont pas rencontrés dans des puits verticaux. Dans ce travail on a mis en évidence les principales causes du problème et ensuite on a proposé une optimisation du nettoyage du puits pour voir si le débit requise est approprié ou non. Le travail est divisé en quatre chapitres :

Le premier et le deuxième chapitre sont consacrés aux généralités sur le forage et le forage horizontal, puis on donnera en chapitre trois et quatre un aperçu sur les boues de forage et la rhéologie , ensuite, nous traitons les paramètres qui affectent le nettoyage, les problèmes liés à la formation de cuttings-bed et les mesures préventives pour éviter la formation de ce dernier, finalement, dans la dernière partie, on a fait une étude sur le puits MDZ#671, qu'elle nous permettra de faire une évaluation du nettoyage du drain horizontal et déterminer les paramètres optimums (en utilisant un programme Matlab) pour assurer la bonne évacuation des cuttings et le bon nettoyage de trou.

Chapitre I

Généralité Sur

Le Forage Dirigé

I. 1-Introduction au forage dirigé:

Le forage directionnel est devenu un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Le facteur économique a dicté la nécessité du forage directionnel. Probablement, l'aspect le plus important du forage dirigé commandé est qu'il permet aux producteurs, partout dans le monde, de développer les réserves qui ne pourraient jamais être économiquement atteintes de n'importe quelle autre façon [1].

I.2-Définition du forage directionnel:

Le forage directionnel est la science et l'art de la déviation d'un puits d'une trajectoire prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible, tous les deux sont définis avec un système de coordonnées préétablies.

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans l'espace (la surface) à un autre point dans l'espace (la cible) [1].

I. 3-Différents Profils du forage dirigé:

La forme d'un puits entre la surface et les cibles est appelée profil du puits. Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation des profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut. Ses profils sont [2]:

- Puits en J
- Puits en S
- Puits horizontaux
- Puits inclinés dès la surface

Puits en J:

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne.

Puits en S:

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale le plus souvent pour des considérations de production (installation de la pompe).

Puits horizontaux:

Cette terminologie couvre les puits où le réservoir est percé par une section horizontale or sub-horizontale (80 à 100 degrés).

Trois variantes peuvent être considérées selon le gradient de montée et donc le rayonde courbure:

- Long rayon (gradients de 1° à 2° /10m)
- Moyen rayon (gradients de 3° à 10° /10m)
- Court rayon (gradients $< 10^\circ$ /m)

Ils peuvent être:

- à montée unique
- à montées multiples, séparées par des sections rectilignes (dites tangentielles) (voir la figure I.1).

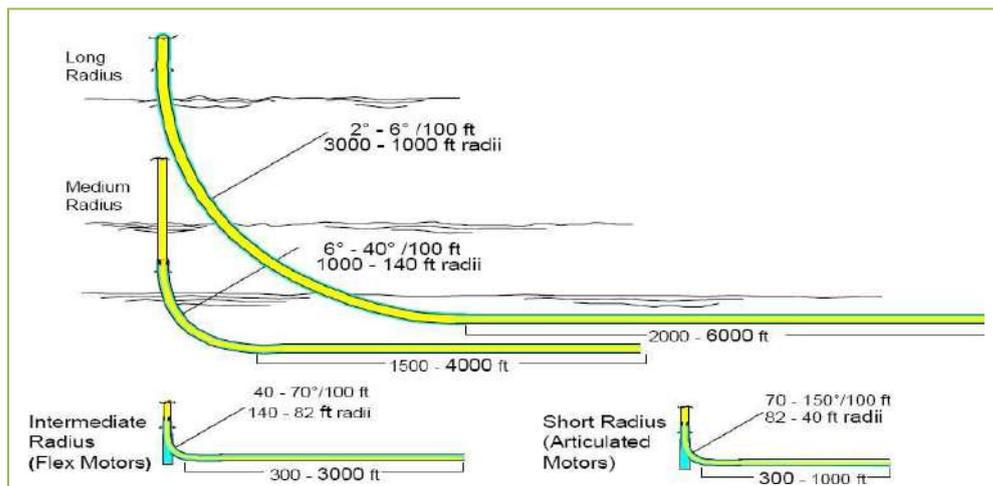


Figure I.1 : Types de forage horizontal [3].

Puits inclinés (tilt ou slant wells):

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial.

Entre autres utilisations cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu profonds.

I. 4-Les applications du forage dirigé :

Ce type de forage est utile pour résoudre plusieurs problèmes rencontrés en cas d'un forage vertical. On peut regrouper ses applications selon la nature du problème ou bien selon la nature du forage [4.3].

I.4.1 Forages dirigés réalisés pour l'exploration:

Le forage d'exploration est souvent vertical, sauf dans les cas particuliers suivants :

Objectif déporté (sites inadmissibles / inaccessible locations) : la cible peut être à la verticale, mais la mise en place d'un appareil de forage sera impossible du point de vue physique ou économique, dans les cas suivants :

- Forage sous une zone habitée
- Forage sous la mer depuis la cote (shoreline drilling)
- Forage sous une cote inhospitalière, depuis la mer
- Forage sous une montagne
- Forage auprès des dômes salés (Salt dome drilling), (voir la figure I.2).

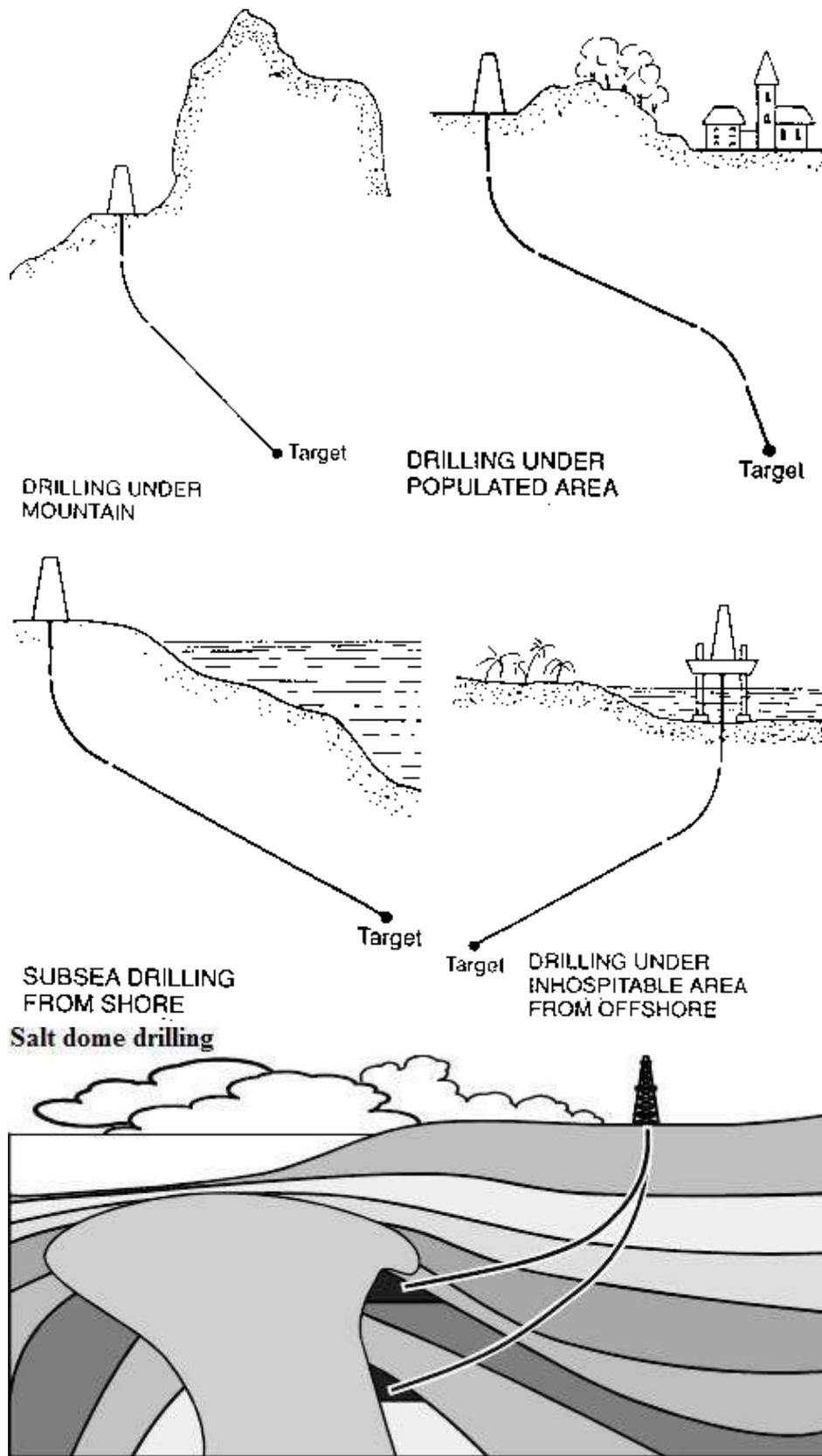


Figure I.2 les cas de forage dirigé réalisé pour l'exploitation [2].

Reprise d'un puits en forage dirigé pour des raisons géologiques (Sidetracking) : en cas de

- Une mauvaise implantation d'un appareil de forage
- Une erreur sur l'interprétation structurale.
- La présence d'une faille.
- La rupture de la garniture de forage. Seulement une section du puits sera reprise en forage dirigé, en abandonnant la portion inférieure.

Lors d'une réalisation d'une exploration complémentaire (en offshore), lorsqu'un développement est en cours, dont l'exécution du puits nécessite une déviation importante, par exemple :

- Utilisation d'une plate-forme existante pour explorer un objectif différent.
- Forage d'expertise en bordure d'un gisement, à partir d'une plateforme supportant déjà des puits de développement normalement déviés

I.4.2 Forages dirigés réalisés pour d'développement:

C'est le domaine parexcellence de ce type de forage.

- on l'appelle aussi le forage à partir d'un cluster, le but de cette technique est :
- la minimisation :
 - des investissements, cas des offshore,
 - des nuisances d'exploitation dans le cas des puits groupés en grappe pour des raisons d'impact sur le site, tels que :

Forage en zones urbaines (les têtes des puits et l'appareil de forage sont installés dans un immeuble) (voir la figure I.3).

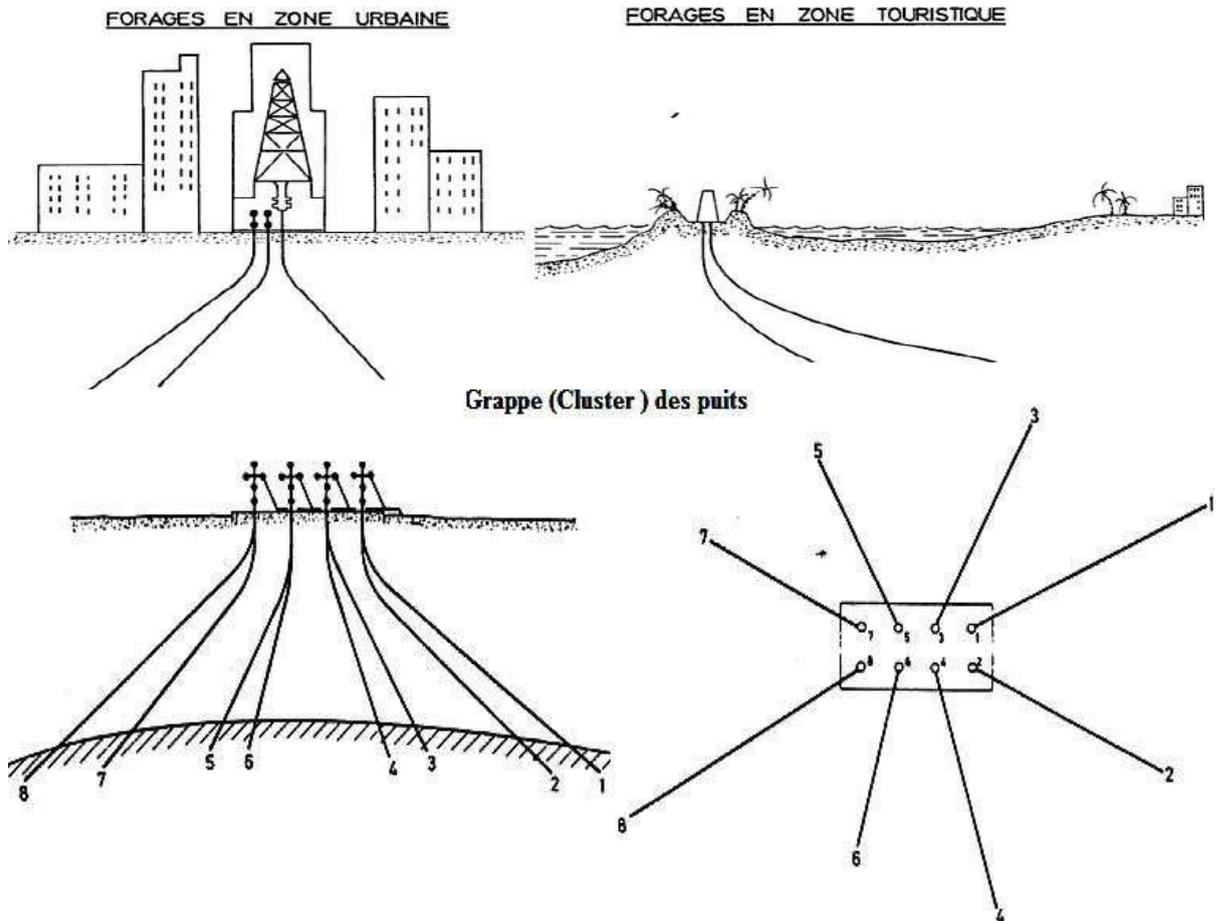


Figure I.3 Les cas de forage dirigé réalisé pour développements [2].

Ces développements simplifient également l'infrastructure de collecte de l'effluent produit.

I.5-Termes utilisés au forage dirigé:

Cible : Le point visé en sous sol.

Direction de la cible: L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible.

Référence de profondeur : l'origine de mesure de profondeur.

Trajectoire: Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.

Kick-off point: Le point où le puits quitte la verticale.

Profondeur mesurée: La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire.

Profondeur verticale: La distance verticale entre le plan horizontal contenant un

point du puits et le plan de la référence de profondeur.

Inclinaison: L'angle du puits par rapport à la verticale.

Azimet: La direction du puits par rapport au nord.

Déplacement horizontal: Distance horizontale entre un point de puits et la projection verticale de la tête de puits.

Montée en inclinaison (build-up):Section de puits où l'inclinaison augmente.

Gradient de montée (build-uprate):Croissance de l'inclinaison par unité de longueur Exprimé positivement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.

Chute d'inclinaison (drop-off):Section du puits où l'inclinaison diminue.

Gradient de chute (drop-off rate) : Décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg/10m, deg /30m ou deg/100ft [3]

Chapitre II
Les Fluides De
Forage

II. Introduction :

Le forage pétrolier fait partie de l'ensemble des opérations nécessaires pour localiser et extraire de la roche réservoir les hydrocarbures présents dans le sous-sol. Plusieurs forages sont nécessaires pour aboutir à l'exploitation d'un gisement : forages d'exploitation pour confirmer la présence d'hydrocarbures, forages d'évaluation qui permettent d'estimer la viabilité économique du développement, et enfin les puits de développement qui aboutissent à la mise en production [5].

Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs dont le choix du fluides de forage lesquels sont classés dans la famille des fluides complexes du fait de leur nature même (ces fluides peuvent être des émulsions/suspensions de divers constituants) dont les fonctions sont multiples (refroidir et lubrifier l'outil au cours du forage, maintenir les parois du puits, maintenir les déblais en suspension, assurer la remontée des déblais, ...). La connaissance et le contrôle des propriétés rhéologiques des fluides de forage ont donc une incidence majeure sur le bon déroulement d'une opération de forage. Ces fluides appelés classiquement « boues » présentent un comportement non newtonien ; ils sont habituellement rhéofluidifiants, thixotropes et fortement thermo dépendants, et ceci à différents niveaux suivant le type de boue et les conditions d'utilisation [5] [6].

II.1. Généralités Sur les fluides de forage :

Depuis le siècle dernier, le développement des exploitations pétrolières s'avère d'une grande importance d'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite plusieurs opérations : [6]

- Localisation de la roche réservoir et confirmation de la présence des hydrocarbures.
- Evaluation de la viabilité économique du développement.
- Le forage et la mise en production des puits de pétrole et de gaz.

Par ailleurs, le succès d'une opération de forage est assuré en grande partie par le bon choix du fluide de forage. Dans ce chapitre, nous présenterons les principaux rôles et caractéristiques des fluides de forage.

II.2. Définition d'un fluide de forage :

Un fluide de forage ou boue de forage est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile, ...), gazeuses (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments, ...). C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent thixotrope [7].

II.3. Les fonctions du fluide de forage :

La plupart des manuels de fluide de forage listent entre 10 à 20 fonctions que le fluide de forage exécute tout en forant un puits [8]. En général, les principaux rôles du fluide de forage sont :

Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface grâce à la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire.

Maintenir les déblais en suspensions lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais grâce à la nature thixotropique du fluide afin de redémarrer le forage sans coincement.

Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.

Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement qui est en général supérieure à la pression des formations forées, ce qui permet d'empêcher la déstabilisation des terrains et de contrôler la venue des fluides de formation traversée.

Du fait de cette différence de pression, le fluide va filtrer dans les formations perméables et dépose un film sur la paroi appelé «cake de filtration». Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation à moins que ce film ne devienne pas épais afin d'éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil.

Remonter les informations géologiques sur les formations traversées lors du forage en raison de l'évolution des propriétés physico-chimiques du fluide (température, pH, teneur en gaz, chlore,...).

Enfin, la boue ne doit pas être corrosive ni abrasive pour l'équipement, ni toxique ou dangereuse pour le personnel et ne risque pas de provoquer des incendies.

II.4.Circulation du fluide de forage :

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans les bacs à boues ; il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit divers traitements, (tamisage, dilution, ajout de produit,

...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques et rhéologiques par rapport aux valeurs importantes (avant injection) [9] (voir la figure II.1.)

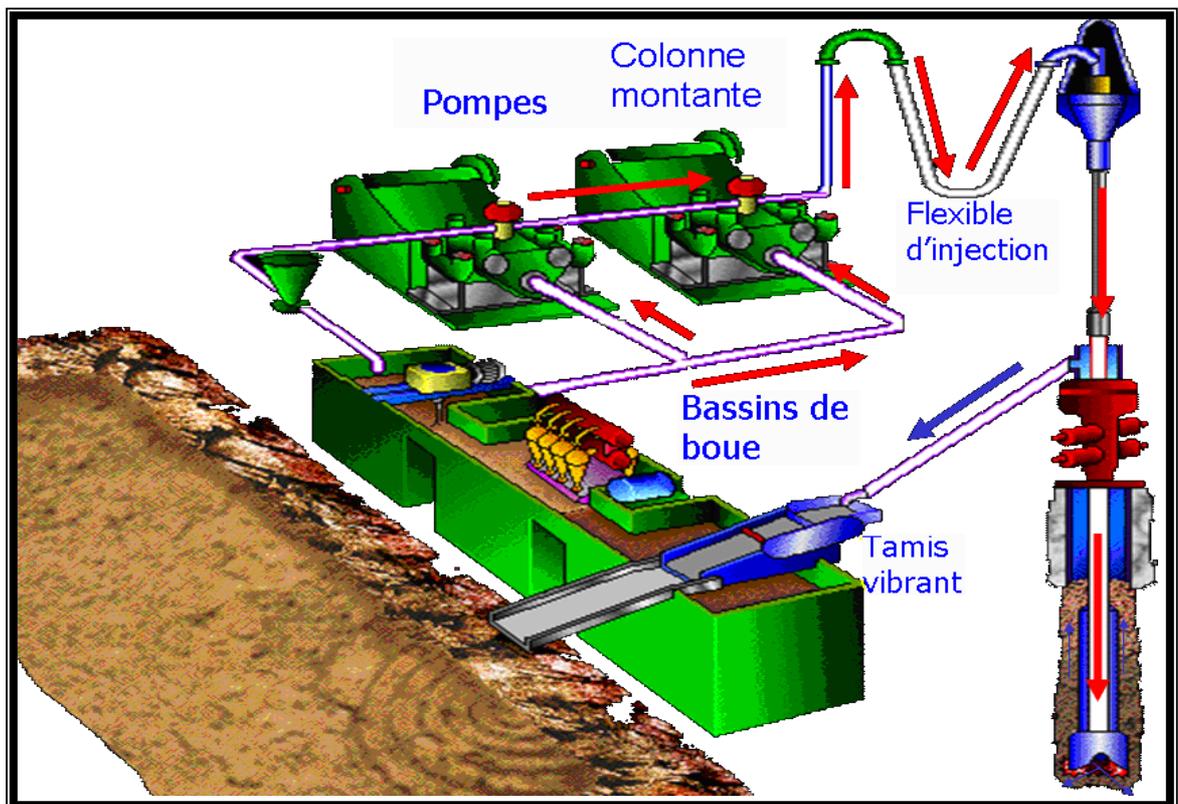


Figure II.1 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage [9].

II.5. Classification des fluides de forage :

Traditionnellement, les fluides de forage sont classés en trois catégories en accord avec le fluide de base utilisé dans leur préparation. C'est à dire: l'air, l'eau et l'huile. [8]

II.5. 1. Les fluides à base d'huile :

Les boues à l'huile sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits, bien qu'elles aient des propriétés particulières, il est difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau, leur utilisation occasionnent quelques difficultés, tels que la manipulation spéciale et les problèmes environnementaux. [8]

Les boues à base d'huile sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe constituée par l'huile [12]. Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissant sont alors additionnés. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés ainsi que les fluides à base d'eau.

II.5. 2. Les fluides à base d'eau :

Ces fluides sont les plus utilisés dans le domaine du forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite, ...), des solides inertes (carbonates, ...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane, ...). Des réducteurs de filtrat entre également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques) [9].

Ces fluides sont moins coûteux et moins polluants; cependant, la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur.

Pour le bon déroulement d'une opération de forage (domaine de stabilité thermique du xanthane 120 °C – 138 °C).

Il est possible de classer ce type de fluides en trois catégories :

- Boues douces (boues bentonitiques).
- Boues salées.
- Boues salées saturées.

II.5. 3. Les fluides de forage gazeux :

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutés intentionnellement. Le gaz peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard [11].

II.6. Composition des fluides de forage :

Le choix de la formulation à utiliser va dépendre de la formation rocheuse à traverser, des contraintes environnementales et économiques ainsi que des possibilités d'approvisionnement sur place des produits à boue. Différentes formulations peuvent être utilisées sur un même forage selon les couches géologiques traversées. Les boues à l'huile donnent généralement de meilleurs résultats (meilleures lubrifications, minimisation de l'endommagement des formations productrices, résistances aux hautes températures) mais sont généralement plus chères et posent des problèmes écologiques.

II.6.1. Les composants de la boue de forage et leur rôle :

Les propriétés que l'on exige des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires. Les boues doivent, par exemple, être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de diminuer les pertes de charge dues à l'écoulement et éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multi- à la boue pour obtenir les fonctions sont donc ajoutés propriétés désiré

Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories [13]

Représentées dans le **tableau II.1** :

Tableau II.1: Les catégories des composants utilisés dans les fluides de forage [13].

1	Contrôleur d'alcalinité	11	Lubrifiant
2	Bacéricides	12	«Décoiçant »
3	Anti-calcium	13	Inhibiteur de gonflement des argiles
4	Inhibiteur de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
5	Anti-mousse	15	Stabilisateur haute température
6	Agent moussant	16	Défloculant
7	Emulsifiant	17	Viscosifiant
8	Réducteur de filtrat	18	Alourdissant
9	Floculant	19	Fluide de base aqueux (saumure)
10	Colmatant	20	Fluide de base oléagineux

On peut trouver, par exemple, dans la famille des viscosifiants des argiles (Bentonites, organophiles) et de polymères : PAC, HEC, Bio polymères (Xanthine, Guar) ; pour les alourdissant : de la baryte ($BaSO_4$) ou de Carbonate ($CaCO_3$), pour les réducteurs de filtrat (servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le filtrat) : des amidons, des CMC ou des résines, pour les inhibiteurs de gonflement : des argiles, du KCl, du Glycérol et divers polymères, et enfin, pour les colmatant, il est possible de trouver des additifs exotiques comme des granuleux (Coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, Canne à sucre), des lamellaires (Coquilles d'huîtres, céréales) [14][15].

II.6.2. Formulation des boues de forage.

Les boues de forage sont donc des formulations extrêmement complexes comprenant des additifs de fonctions multiples. Pour éviter des problèmes de reproductibilité sur chantier, la profession a normalisé la préparation et la caractérisation des fluides de forage par les normes éditées par l'API (American Petroleum Institute), pour la formulation sur site et au laboratoire pour la caractérisation des propriétés. La formulation proprement dite de la boue est optimisée (généralement par le fournisseur des produits), le temps et l'ordre d'agitation de chaque produit étant défini. Au laboratoire, sont utilisés des agitateurs normalisés (exemple, Hamilton Beach mixer pour les boues à base d'eau) alors que sur site, le mélange se fait dans des bacs à boues soumis à agitation.

Chaque formulation spécifique est caractérisée et optimisée en laboratoire avant d'être utilisée, toutefois, la boue subit, au cours de sa circulation dans le puits, de nombreuses

contraintes et peut être affectée par des événements liés au forage (venues d'eau, venues de gaz...) ; il est donc important de contrôler les propriétés en cours de forage et en particulier les propriétés rhéologiques, à savoir, la viscosité et la yield point.

II.6.3. Contrôle et caractérisation des propriétés.

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API. Là aussi, il faut employer un appareillage spécifique et des protocoles particuliers. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres, selon le coût et les possibilités du forage (taux de gaz, alcalinité). Sur site, un responsable boue (appelé le « boueux ») est chargé du contrôle de la qualité de la boue. A partir des mesures réalisées et de ses connaissances, il corrige, si nécessaire, la composition de la boue en

« temps réel » en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. Les outils disponibles pour contrôler sur site la rhéologie de la boue sont de deux types : tout d'abord, un outil encore très largement utilisé est le viscosimètre Marsh ; le deuxième type d'appareil utilisé sur chantier est un rhéomètre rotatif FANN 35 réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils. A partir de ces mesures, les normes API imposent de calculer trois paramètres correspondant à un modèle de Bingham : VP (viscosité plastique), YP (contrainte seuil) et VA (viscosité apparente). Deux autres mesures sont réalisées afin de caractériser la « thixotropie » de la boue : Gel0 et Gel10 qui sont des mesures de contrainte à très faible vitesse normalisée après, respectivement, 10 secondes et 10 minutes de repos. Ces mesures sont nécessaires et doivent être réalisées si on envisage une application au chantier pour une formulation de boue. Les conditions existantes sur site doivent être prises en compte lors du contrôle des propriétés et posent des difficultés supplémentaires. Deux exemples peuvent être donnés : tout d'abord, l'information tirée de la mesure est une information « retardée ». En effet, la boue circule dans le puits et une modification éventuelle de la rhéologie du fluide dans le puits ne sera détectée qu'au moment de la mesure en surface, il faut donc prendre en compte ce temps de remontée de la boue.

D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température. Il est donc nécessaire de mesurer ou de prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions [7].

II.6.4. Paramètres physiques et chimiques :

La viscosité est la principale propriété des boues de forage, mais la densité est la seconde. Dans l'opération de forage, la pression au fond du trou doit être contrôlée soigneusement. La pression dans le puits doit excéder la pression des formations géologiques et ne doit pas aller au-dessus de la pression de rupture des différentes roches forées. En dessous de cette gamme de pression, les venues de fluide ou de gaz peuvent endommager l'opération de forage, et au-dessus d'elle, les pertes de boue ou l'instabilité mécanique du puits pourrait se produire. Un produit sous forme de poudre (barytine ou calcaire) est ainsi employé comme matière de charge. Le mélange ou la dilution permet une commande précise de sa valeur.

A cause de cette pression de contre-balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration appelée cake est formée sur les parois du trou foré. Ce film doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé quand les opérations de cimentage ou d'accomplissement se produisent [15].

a). La densité :

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et pour ne pas avoir une perte de boue au cours de sa circulation.

La boue exerce une pression sur les parois du puits donnée par l'expression suivante [16]

$$P = hd/10$$

II. 1

Où :

P : Pression de la formation ; en Kgf/cm²

h : Profondeur de la couche (m)

d : Densité de la boue.

10 : Pesanteur.

b). La filtration :

b).1. Principe fondamental de la filtration :

Les fluides de forage sont des suspensions composées d'une phase liquide et des particules solides. La filtration se réfère à la phase liquide du fluide de forage forcé à traverser la formation perméable causé par la différence de pression. Durant ce processus les particules solides sont retenues à la surface de la paroi, formant un cake de filtration. La perméabilité c'est la capacité d'un fluide à s'écouler a travers une formation poreuse.

Les systèmes de boue doivent être conçus pour sceller les zones perméables aussi vite que possible avec des cakes lisses et minces. Dans les formations de haute perméabilité avec de larges pores, toute la boue pourrait envahir la formation (selon la taille des particules solides de la boue). Dans de telles situations des agents de liaisons doivent être utilisés pour arrêter les pertes de boue. La taille des agents de liaisons doit être la moitié de la taille des pores de la formation. On peut citer dans cette gamme, les carbonates de calcium, les dérivées de la cellulose et une large variété d'autres matériaux réducteurs de filtrat.

Deux sortes de filtrations ont lieu pendant le forage : la filtration statique pendant arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide qui entraîne une érosion du cake formé. Le volume du filtrat est fonction :

De la nature de la formation ;

- Du temps;
- De la pression différentielle;
- De la viscosité du fluide;
- De la température;
- De la distribution en taille des particules.

Les propriétés de filtration des fluides de forage sont évaluées et contrôlées par des tests API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre presse standardisé. Ces testes peuvent être réalisées à hautes pressions et hautes températures.

De nombreux travaux et études ont été sur la filtration et l'évolution de ses paramètres sous différentes conditions inhérentes au forage.

•La filtration statique :

Le processus de filtration statique des suspensions classiques des particules solides dans

un liquide est d'une manière générale bien connu ; (Fergusson et Klotz, 1954), (Glen et Slussers, 1957) ont étudié plus particulièrement le cas des boues de forage.

Fergusson et Klotz ont montré que la filtration de ces fluides ne suit qu'en partie la théorie classique résumée comme suit :

$$V = K.t^{1/2} \quad \text{II.2}$$

V : volume filtré de liquide (cm³/s);

K : perméabilité du cake (1 darcy = 1μm²);

t : temps mesuré du début de la filtration (s).

Equation de la filtration.

Lors de la filtration statique, le cake s'épaissit continuellement au cours du processus. D'après la loi de Darcy, la vitesse de filtration à travers un cake de porosité donnée par approximation est de la forme suivante :

$$dV/dt = K.\Delta P/\mu.e.A \quad \text{II.3}$$

Ou:

ΔP : pression (Kgf/cm²); **A** : surface (cm²);

μ : viscosité (cP);

V : volume filtré pendant un temps (cm³/s) ;

e : épaisseur du cake après un temps (cm) ;

t : temps (s);

K:perméabilité du cake (1 darcy = 1μm)

La filtration dynamique.

La filtration dynamique est nettement différente de la filtration statique, souvent avec des taux de filtration plus considérables. Il n'existe aucune corrélation directe entre les mesures de filtration statique API, HTHP et la filtration dynamique.

Aussitôt que le trépan est en contact avec une roche perméable, que la filtration dynamique débute [16].

b).2. Rôle du filtrat.

Le filtrat est d'une importance capitale dans le forage d'un puits ; il doit être suffisamment élevée pour augmenter la vitesse d'avancement, suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses et pour éviter les coulages du matériel tubulaire en face des zones perméables (calcaire, dolomie, grès, etc.). Il ne doit pas envahir les Formations productives, car il peut occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ses formations et fixer le filtrat que doit posséder la boue est un problème délicat qui nécessite une grande connaissance des problèmes et des objectifs de forage.

c).Le pH.

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle possède toujours une plus ou moins grande quantité, d'ions H^+ et OH^- dissociés.

Pratiquement, le pH des boues de forage couramment utilisées varie entre 6 et 13,5. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé.

Le pH est mesuré :

- soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés);
- soit par une méthode électrométrique (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre.

d) L'alcalinité.

La mesure du pH est insuffisante pour permettre un bon contrôle des propriétés de la boue de forage. Elle est d'ailleurs parfois difficilement à contrôler, surtout aux pH élevés, car elle manque de sensibilités.

Une mesure complémentaire s'avère nécessaire, c'est celle des alcalinités, Lorsque le Ph apporte la concentration en ions H^+ (ou OH^-) libres, la mesure des alcalinités donne les

concentrations en bases solubles ou insolubles. Dans les boues de forages, ces bases sont principalement des carbonates, bicarbonates et hydroxydes et à un degré moindre, les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques.

Trois alcalinités sont mesurées en pratique : pb, pf, Mf ; où b signifie boue, f filtrat, p phénolphtaléine, M méthylorange ; le virage à la phénolphtaléine se produit à pH égale à 8,2 et celui du méthylorange est de 4,2.

- **L'alcalinité pb.**

C'est la quantité d'acide H_2SO_4 , N/50 nécessaire pour neutraliser 1 cm^3 de boue, diluer avec de l'eau distillée. Le dosage doit être très rapide, car ce dosage a pour but de déterminer la teneur de la boue en $Ca(OH)_2$, souvent, en présence de carbonates.

- **L'alcalinité pf et Mf.**

Elle est déterminée de la même façon que l'alcalinité pb, sauf qu'on utilise 1 cm^3 de filtrat de la même boue. Une boue à l'amidon, à pH élevé, doit effectivement contenir des ions OH^- . C'est une garantie contre la fermentation de l'amidon.

d). Paramètres rhéologiques.

La connaissance du comportement rhéologique des boues de forage est d'une importance capitale pour bien cerner tout son écoulement et pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est elle régie. La loi la plus simple du comportement est représentée par le modèle dit newtonien, tandis que les autres types de fluides sont qualifiés de non newtoniens. Les caractéristiques les plus recherchées par l'étude rhéologiques sont :

e).1. La viscosité plastique (VP).

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue. Une augmentation de viscosité plastique ne pourra être donc combattue que par l'élimination des solides. Par ailleurs, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules, et à leur forme.

$$VA = L_{600} / 2 \text{ (cP)} \quad VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad \text{II.4}$$

e).2. La contrainte seuil ou « Yield value » (YP) :

Les solides présents dans la boue de forage influencent un autre paramètre autre que la viscosité plastique ; c'est la contrainte seuil plus connus sous le nom de yield value ou yield point. La contrainte seuil est la mesure de résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de la surface des particules. C'est une mesure dynamique. La contrainte seuil dépend des types des solides présents, de leurs charges de surface, respectives, de la concentration de ces solides, du type et la concentration des autres ions ou sels qui peuvent être présents.

$$YP = L_{300} - VP \text{ (lb/100ft}^2\text{)} \quad \text{II.5}$$

L_{600} et L_{300} sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN 35.

e).3. Gels :

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

Le caractère thixotropique d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos de la boue de 10 min, ce qui est appelé le gel 10.

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

- **Le gel 0.** Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre du type FANN35 à une vitesse de 3 tr/min. il est exprimé en lb/100ft².

- **Le gel 10.** Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes, la mesure est faite de la même manière que pour le gel 0. Il est exprimé en lb/100ft².

Chapitre III

Nettoyage Des Puits

III.1.DEFINITION:

Le nettoyage du puits est l'évacuation des déblais et solides de forage hors du trou. Il est évidemment primordial dans les puits déviés où la difficulté augmente avec l'inclinaison. Les déblais ont tendances à s'accumuler sur la partie basse du trou en formant des "lits". Une des fonctions du fluide est d'évacuer ces déblais mais aussi d'éviter la formation et le développement des lits de déblais.

III .2. LES FACTEURS AFFECTANT LE NETTOYAGE D'UN PUIITS DÉVIÉ:

a. Les facteurs fixes:

Ce sont des paramètres fixe on modifiés légèrement

b. Les facteurs ajustables:

Ce sont les facteurs qu'on peut changer en fonction de la situation du puits

c. Facteurs inconnus : Il y a également plusieurs facteurs inconnus, à savoir:

- Tensions tectoniques
- Lavages fréquents

On peut résumer ces facteurs dans le tableau ci-après :

Tableau III.1 : Différents facteurs affectant le nettoyage du puits dévié [17,18].

	Variables contrôlables	Variables incontrôlables
Profil et géométrie de puits	<ul style="list-style-type: none"> • l'angle de trou (inclinaison). • Diamètre de trou-casing et de garniture de forage. 	<ul style="list-style-type: none"> • Excentricité de tige de forage.
Cuttings et Caractéristiques de lit de déblais	<ul style="list-style-type: none"> • Densité • Dimension et forme des particules • Réactivité avec la boue 	<ul style="list-style-type: none"> • Propriétés de la boue encours de forage

Caractéristiques d'écoulement	<ul style="list-style-type: none"> • Vitesse annulaire • Profil annulaire de vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> • Régime d'écoulement
Propriétés de la boue	<ul style="list-style-type: none"> • densité de boue(ECD) • Viscosité, particulièrement à bas taux de cisaillement 	<ul style="list-style-type: none"> • Forces de gel • Inhibiteurs
Paramètres de forage avant l'injection	<ul style="list-style-type: none"> • Type d'outil • Taux de pénétration 	<ul style="list-style-type: none"> • Différence de pression • Rotation du train

III.2. 1. Les paramètres contrôlables:

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

• Angle d'inclinaison:

Dans un profil de puits allant de 0 à 90° par rapport à la verticale, on peut identifier trois angles critiques : $0 \leq \alpha < \beta < \gamma < 90$. Les valeurs de ces angles dépendent d'un certain nombre de paramètres [19].

Pendant le choix du profil du puits; on devrait : Eviter d'avoir une longue section inclinée (slanthole) avec une inclinaison comprise entre les angles critiques β et γ , surtout si cette section sera suivie d'un drop-off, car les cuttings risque de s'accumuler par avalanche. Dans la mesure du possible, il faut essayer de monter en inclinaison de β à γ le plus bas possible et le plus vite possible afin de minimiser 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 ($d = \text{densité boue} - \text{densité cuttings}$) est un paramètre déterminant dans l'évacuation des cuttings (voir la figure III.1)

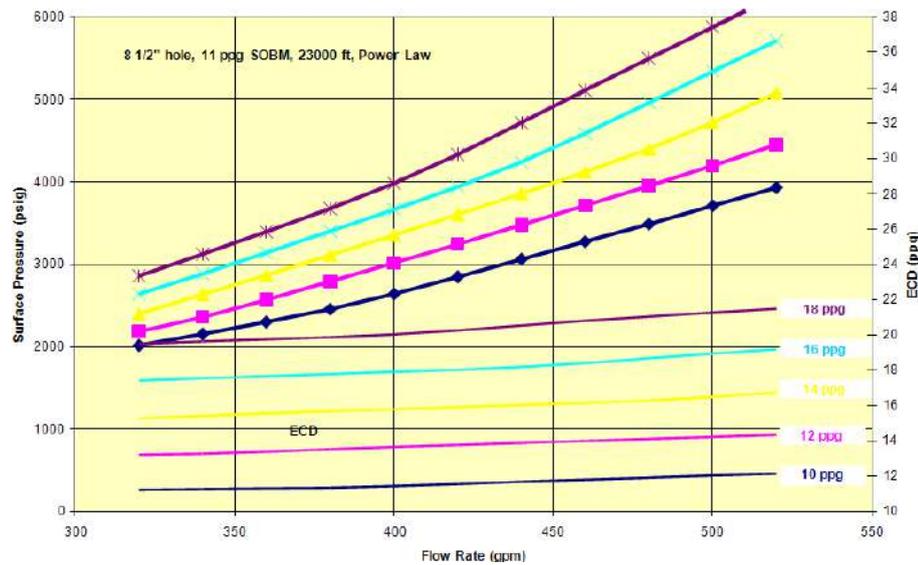


Figure III.1: Influence de la densité sur l'ECD

Plus la d_{boue} est grande, plus Δd plus la capacité de transport des cuttings est importante [20].

• Géométrie du puits:

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

III.2.2. Les paramètres incontrôlables:

- Excentricité de la garniture
- Dimensions, forme et densité effective des cuttings encours de forage.

• Excentricité de la garniture:

La centralisation de la garniture améliore nettement le nettoyage du trou. Quand l'inclinaison est entre β et 90° , 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 [19] (voir la figure III.2).

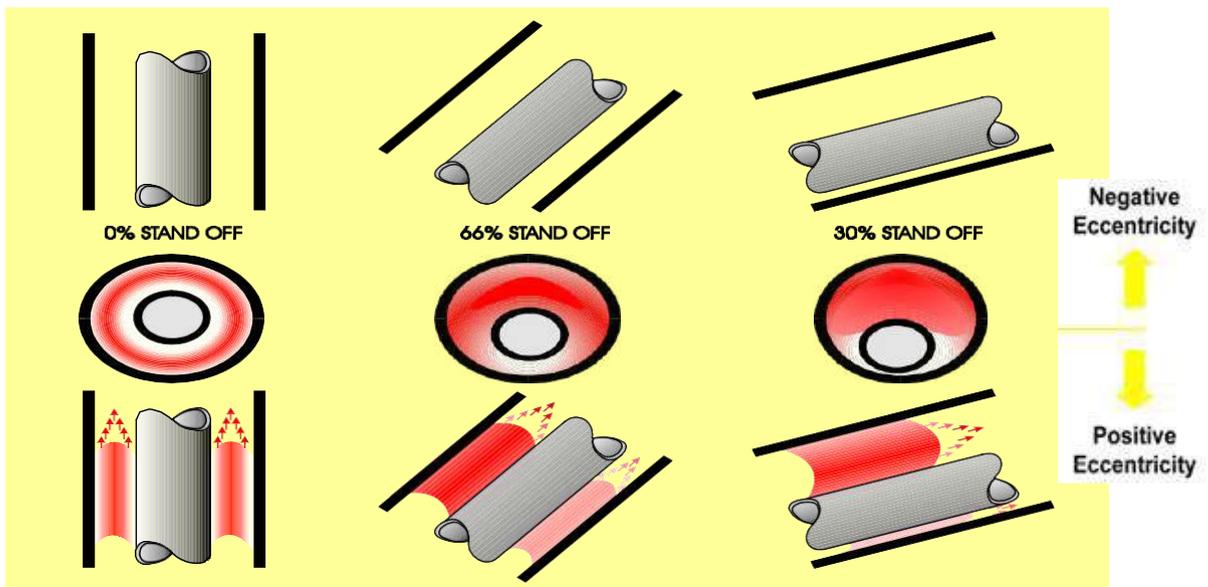


Figure III.2: Influence de l'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse Annulaire

• **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 et moins dense, plus il est facile de s'élever dans l'annulaire. Ce phénomène peut être accentué en diminuant leur densité effective.

Les cuttings en forme de disque ou copeaux s'élèvent plus facilement que ceux en forme de sphère ou grain, plus les fragments sont importants, plus il leur est difficile de monter dans l'annulaire. Toute tendance des cuttings à s'agglutiner (boue insuffisamment ou pas inhibée) aura un effet négatif sur leur enlèvement: bourrage de l'outil et de la BHA, solides plus volumineux, bouchage de l'annulaire [20].

III.2.3. Les paramètres ajustables:

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

- Le débit de fluide de forage,
- Taux d'avancement [ROP],
- La rotation de la garniture [RPM],
- La rhéologie de la boue de forage (le type de comportement rhéologique,...).

III.3.GUIDE PRATIQUE POUR LE NETTOYAGE DU PUIITS [21]:

- Nettoyer le trou aussi vite que sa progression.
- S'assurer que les caractéristiques de la boue sont conformes aux spécifications.
- La rhéologie est très importante pour le nettoyage. Redéfinir les spécifications si de façon évidente les propriétés de la boue sont inadéquates pour forer la section encours.
- Avant une manœuvre, circuler jusqu'à ce que le puits soit propre. Les bottoms-up n'assurent pas un bon nettoyage. Vérifier toujours sur les tamis vibrants qu'il ne remonte plus de cuttings avant de remonter la garniture de forage.
- Réciproquer et maintenir la garniture en rotation continuellement pendant les circulations. Les mouvements de la garniture perturbent les lits de cuttings. Si la réciprocité n'est pas possible, la rotation du train de tiges doit être impérativement très lente pour éviter la formation de key seats ou de dog legs.
- Planifier et exécuter régulièrement des wiper trips.

Outre le contrôle du découvert, les wiper trips aident à remuer les lits de cuttings formés plus haut. Ces contrôles seront faits à intervalles réguliers fixés par les conditions locales de forage.

A ces contrôles trips réguliers prévus par le programme / procédures de forage, il faudra évidemment procéder à des contrôles additionnels en fonction des conditions de trou (augmentation des frottements, faible récupération de cuttings sur les tamis, etc.).

- Garder en bon état de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides. Suivant les conditions du puits, remonter au sabot et réparer les équipements vitaux (spécialement les pompes) plutôt que de continuer à forer avec une capacité insuffisante de nettoyage.

Remarque :

Ces étapes pratiques pour le nettoyage ne sont pas fixes et permanent, il existe nombreux cas où on peut utiliser même des moteurs de fond dans certain cas.

III.3.1-Bouchons de Nettoyage:

Bien que les sections horizontales ou très déviées soient forées en régime turbulent, il est souvent nécessaire de pomper à intervalles réguliers des bouchons pour optimiser l'efficacité du nettoyage (élimination des cuttings qui sédimentent dans les longues sections horizontales). Il peut s'agir de bouchons de viscosité très élevée, ou de bouchons de fluides pseudo-plastiques (ayant la propriété de se fluidifier au cisaillement), ou encore de bouchons

successifs de rhéologies contrastées. Circuler beaucoup plus longtemps avant l'arrêt des pompes pour éviter le coincement mécanique.

➤ **Optimisation du YP et VP [22] [19]:**

Conditions statiques:

En fonction de la viscosité de la boue et de l'inclinaison:

- YP > 15 lbs/100 ft² á 45°
- YP > 20 lbs/100 ft² á 60°
- YP > 28 lbs/100 ft² á 85°
- YP > 30 lbs/100 ft² á 90°

Conditions dynamiques-Régime turbulent:

Le rapport YP/VP détermine:

- Le débit requis pour un régime turbulent
- Les forces de frottement
- L'efficacité du transport YP/PV > 1
- Le transport des solides en turbulent est fonction de
- La densité différentielle boue/cuttings -
- L'inertie de la boue (= résistance au déplacement)

III.4. les cuttings et les inclinaisons d'accumulation :

Le nettoyage du trou (retrait des cuttings) est fonction de l'inclinaison du puits. On peut distinguer trois intervalles:

a) Inclinaison < ± 40°

Le puits se comporte comme un puits vertical. Un régime d'écoulement laminaire combiné à une valeur de débit classique assure un nettoyage satisfaisant du puits et l'élimination des cuttings.

b) ± 40° < Inclinaison < ±65°

Les cuttings ont tendance à s'accumuler sur la paroi inférieure du puits et à former ainsi un lit instable qui peut subitement glisser vers le bas lorsque l'on arrête les pompes. Cet intervalle est extrêmement difficile à nettoyer et nécessite des vitesses annulaires de 60-70 m/min. Les

régimes laminaire et turbulent donnent des résultats plus ou moins semblables. En régime turbulent, les formations fragiles ou peu consolidées s'érodent, aussi peut-on préférer un régime laminaire assisté du pompage régulier de bouchons de faible viscosité en turbulent (une viscosité faible favorise localement un régime turbulent).

c) Inclinaison > $\pm 65^\circ$

Les cuttings s'accumulent sur la paroi inférieure du puits en un lit stable qui ne glisse pas vers le bas. Les cuttings les plus gros sédimentent les premiers et sont difficiles à enlever. Le régime turbulent combiné à la rotation des tiges constitue le moyen le plus efficace pour disperser le lit de cuttings et nettoyer le puits. Le contrôle (idéalement l'empêchement) des accumulations de cuttings est absolument essentiel. Une fois que le lit de cuttings commence à se former, le contrôle des solides dans la boue devient alors une difficulté majeure parce que les cuttings auront tendance à être broyés en fines particules. Ces "fines" accroissent le pourcentage de LGS (low gravity solids) et donc la viscosité. Pour combattre l'augmentation de viscosité, il y a deux solutions : diluer la boue (onéreux) et accroître le degré de contrôle des solides. Il faut réagir promptement et efficacement dès les premiers symptômes de cette situation : cela prend toujours du temps et de l'argent, mais la prévention est toujours plus aisée (moins douloureuse) que la guérison.

III.5. différents problèmes résultant au mauvais nettoyage du puits:

Les problèmes liés au mauvais nettoyage du puits sont de plusieurs ordres, les plus importants sont :

III.5.1. 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 un rôle primordial dans l'augmentation des torques et drags pendant le forage des puits fortement déviés et horizontaux. 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.

III.5.2. Difficultés de mouvement de la garniture et risque de coincement:

L'accumulation des déblais 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 (voir la figure III.3).

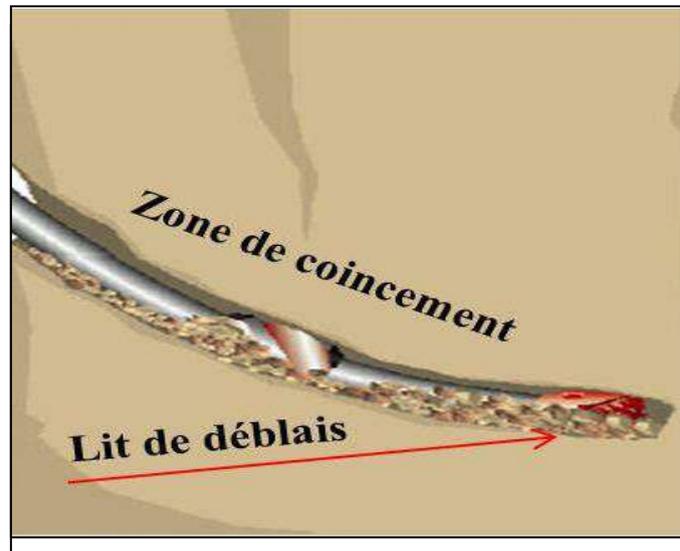


Figure III.3 : Risque de coincement.

III.5.3. Instabilité du puits et pertes de circulation:

En plus de la pression hydrostatique de la colonne de boue, la descente et la remontée 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 l'ECD (Equivalent circulating density).

III.5.4. 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 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.

III.5.5. 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 devenue.

III.5.6. Bourrage de l'outil:

Il 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 des cuttings forés mènent au bourrage de l'outil, qui est fonction de la composition de la boue, du ROP et du 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).

III.5.7. Influence sur le mode d'écoulement:

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 (voir la figure III.4).

Cette figure représente le pourcentage des cuttings en fonction de vitesse

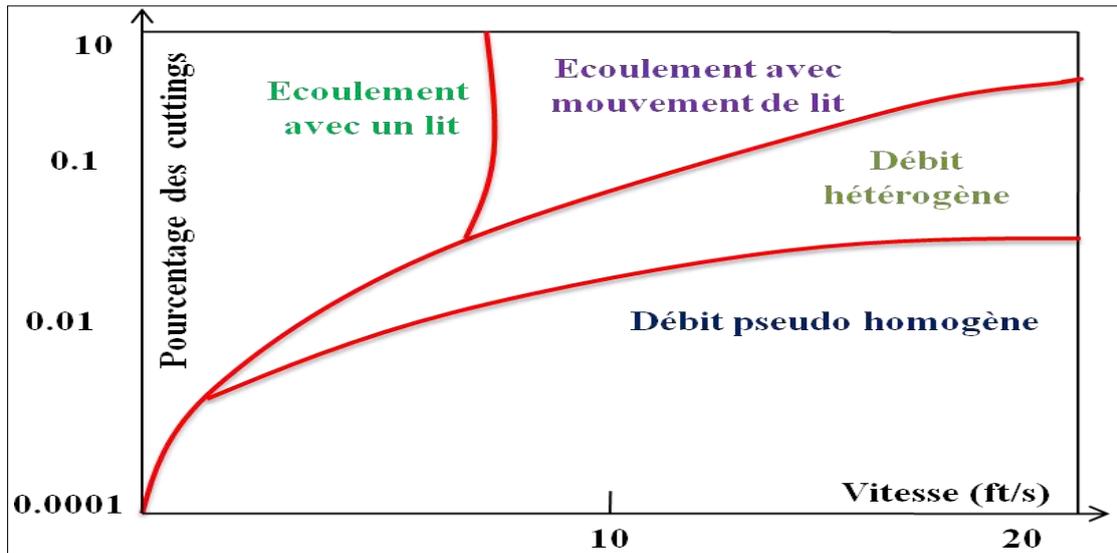


Figure III.4: Influence de modes d'écoulement sur le nettoyage

Chapitre IV
Etude De Puits
(MDZ 671)

IV.1. Présentation de Champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, Il contribue plus de 50% de production en Algérie. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, se situe à environ 850 km au Sud-est d'Alger, 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et 80km à l'EST d'Ouargla (voir la figure IV.1). Il s'étend sur une superficie de 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km² avec une pression de gisement varie de 120 à 400 Kg F/cm², une température de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 1 –2 mDarcy.

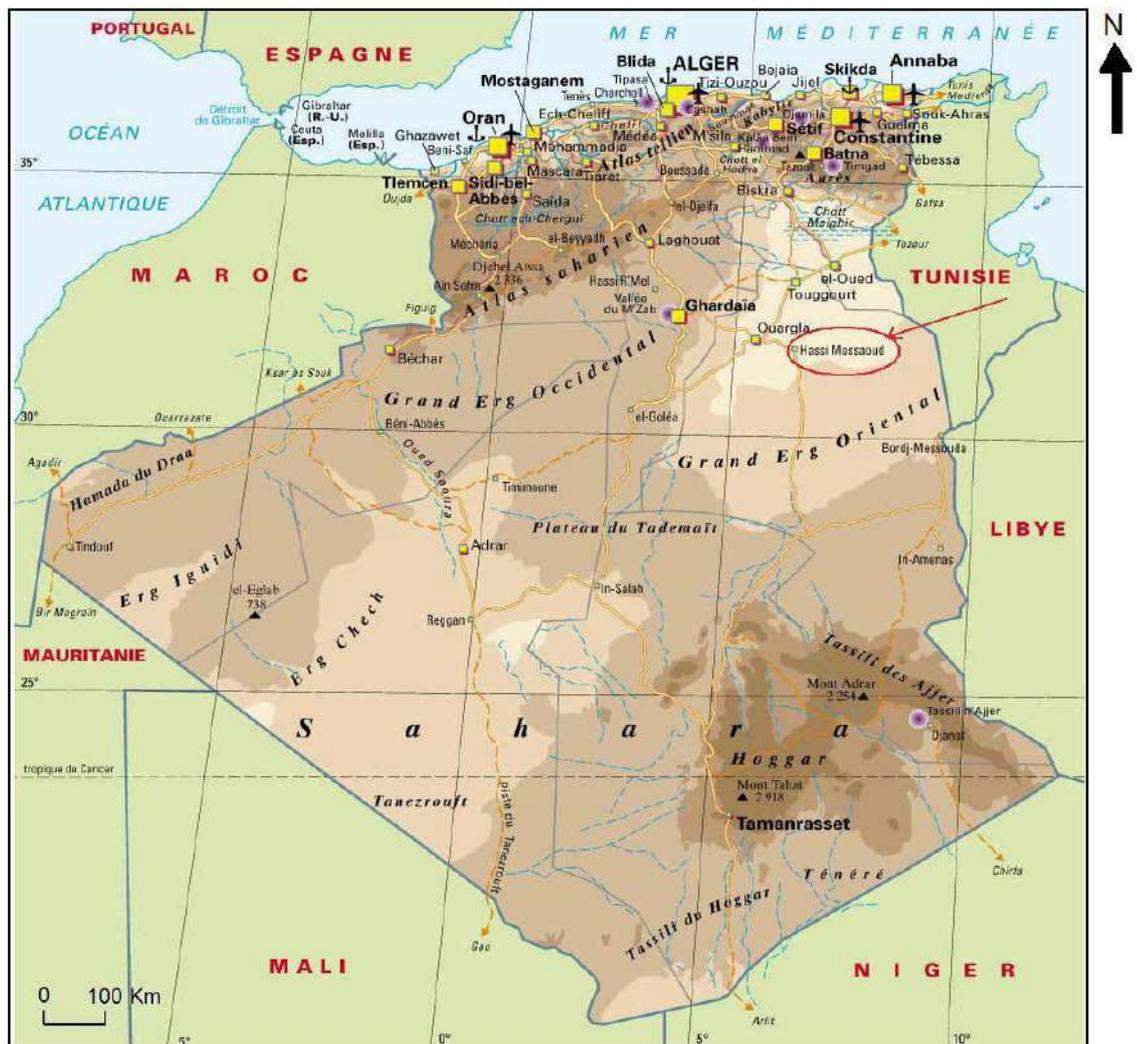


Figure IV.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007).

IV.2. Forage horizontal à Hassi Messaoud

Les périphéries de zones, les interzones et les hors-zones sont des régions de faibles caractéristiques pétro physiques. Leur développement n'est concevable que par la mise en place de moyens non conventionnels : forages horizontaux ou reprises en short radius.

La perméabilité horizontale moyenne est très faible (± 2 mD) et la perméabilité verticale très mauvaise. C'est la raison pour laquelle les puits medium radius ne sont pas des puits rigoureusement horizontaux, mais des puits inclinés à $\pm 87^\circ$, qui traversent le réservoir sur toute son épaisseur.

L'objectif d'un puits horizontal medium radius à Hassi Messaoud est de réaliser un drain d'environ 1000 mètres, traversant toute l'épaisseur des réservoirs Ri, Ra et R2 ou seulement Ri ou Ri et Ra, perpendiculairement à l'orientation générale de l'anisotropie, avec une inclinaison moyenne de 83° à 87° , de façon à traverser sub-horizontalement les différentes unités de part en part.

IV.3. Description du puits

MDZ671 est puits de développement horizontal (fig.IV.2) foré à la région de Hassi Messaoud.

Pour la production de l'huile, l'objectifs est à la profondeur du puits sont indiqués dans Tableau IV.1, pour exploiter le réservoir Cambrien, Ri-D2 (horizontal **drain of +/-550m**).

Le tableau ci-dessous nous décrit les données du puits :

Tableau IV.1 : Les données du puits MDZ #671

Puits	MDZ671	
Région	HASSI MESSAOU	
Classification	Développement	
Operateur	SONATRACH	
Contacteur	ENTP	
Appareil de forage	TP223	
Surface de location	LSA	X = 799331,88m, Y=12 6043,58 m
	Latitude	N 31° 41' 21,38

CHAPITRE IV: ETUDE DE PUIT (MDZ 671)

	Total VS	700
	Longitude	E 05° 51' 21,83"
	UTM Zone 31	X = 770 735,996m
		Y = 3 509 273,013 m
Elévations	Ground Level	146.77 m above Mean Sea Level (MSL)
	Rotary Table Elévation	10.58 m above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elévation	157.35 m above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	TVD / TMD	3384 m/ 3958 m
Kop	TVD / TMD	3060 m/ 3060 m
Landin Point	TVD / TMD / INC	3467.93 m/ 3379 m/ 89.45°

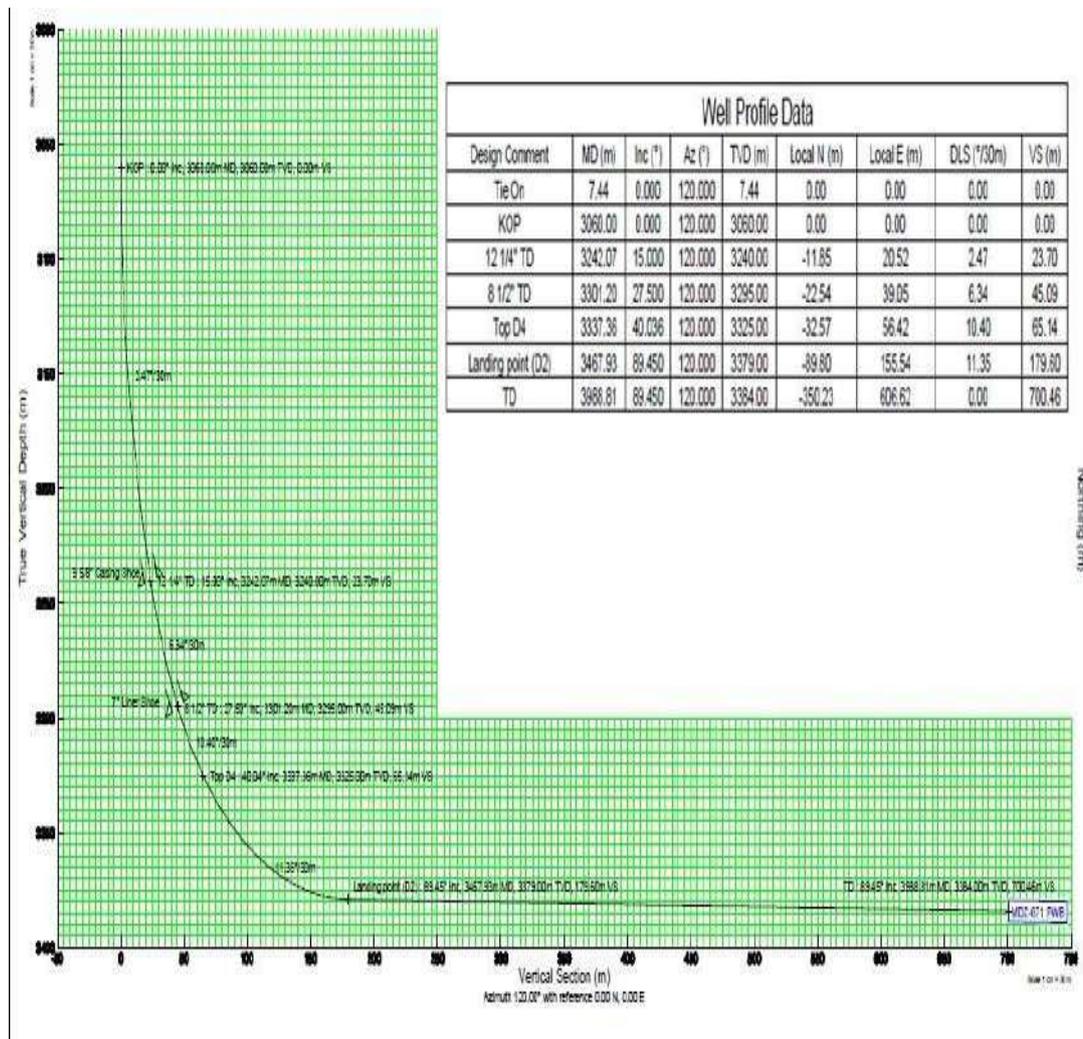


Figure IV.2 : la trajectoire théorique de puits

IV.4. Programme de forage

Le programme du forage **MDZ 671** est un programme lourd réalisé en cinq phases : voir la figure de coupe lithologique figure IV.3)

1. Phase 26''

Après la pose du tube guide à 30m.

- Le début de Forage est vertical jusqu'à pénétration du Sénonien anhydrique (la côte est 476m) ;
- Tubage avec le 18 5/8 '', cimenté jusqu'à la surface.

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
30-476	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	1-25	80-130	2500-3500

2. Phase 16''

- Forage est vertical jusqu'à pénétration du Dogger lagunaire à la côte 2360m ;
- Tubage avec le 13 3/8 '', cimenté jusqu'à la surface.

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
476-2360	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	5-23	90-230	2800-3400

3. Phase 12''^{1/4}

- Forage vertical jusqu'à la côte du KOP 3060m ;
- Forage Build Up à 3240m (3242m) avec une inclinaison de 15°.

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
2360-3242	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	10-18	90-150	1900-2850

4. Phase 8''^{3/8}

- Forage en Build Up jusqu'à atteindre l'inclinaison 27.5° ;
- Tubage avec un liner 7'' le liner est ancré à la côte 2459 m Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
3242-3301	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	4-10	80-130	2000-2300

5. Phase 6''

- Forage en Build Up jusqu'à atteindre l'inclinaison finale 88.17° ;
- Forage droit avec une inclinaison constant jusqu'à la côte finale 4256m c'est la phase du drain horizontal ;
- Complétion en Open hole (Trou ouvert).

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
3301-3988	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	2-7	Rotary+moteur	750-950

Tableau IV.2 : la densité de fluide de forage pour chaque phase

Hole Size	Intervalle (m)	Mud Density (sg)	Type of Fluid
26	30-476	1.05-1.07	SpudMud
16"	476-2360	1.05-1.25	INVERMUL (Diesel OBM)
12 1/4"	2360-3242	2.02-2.20	INVERMUL (Diesel OBM)
8 3/8"	3242-3301	1.45-2.02	INVERMUL (Diesel OBM)
6"	3301-3988	0.91	INVERMUL (Diesel OBM)

IV.5. Calcul et analyse des paramètres hydrauliques :

Soit les données :

- lecture viscosimètre Fan600 trs/min θ_{600}
- lecture viscosimètre Fan300 trs/min θ_{300}
- lecture viscosimètre Fan200 trs/min θ_{200}
- lecture viscosimètre Fan100 trs/min θ_{100}
- lecture viscosimètre Fan6 trs/min θ_6
- lecture viscosimètre Fan3 trs/min θ_3

⇒ Pour le calcul numérique on considérera la phase 6" avec :

$\Phi_{100}=6$ et $\Phi_3= 3,25$; $Q=740$ l/min (196.88 GPM)

$D_T=6''$

Tableau IV.3 : les dimensions de chaque section

Section N°	L (ft)	Diamètre du puits (in)	Diamètre extérieur des tiges (in)	inc (°)	Inc(°) Moy
1	7950,656	8,535	5	0	0
2	116,929	8,535	3,5	0	0
3 (kop)	1971,784	6,094	3,5	0	0
4	597,342	6,094	3,5	15	7.5
5	193,996	6,094	3,5	27,5	21.25
6 (top D4)	118,635	6	3,5	40,04	33.77
7	178,051	6	3,5	60,69	50,365
8	121,62	6	3,5	74,67	67,68
9 (D2)	128,707	6	3,5	89,45	82,06
10 (Td)	1708.92	6	3.5	89,45	89,45

IV.6 Calcul des paramètres rhéologique

On calcule la vitesse et la perte de pression pour chaque section annulaire avec les paramètres utilisée sur le chantier : La boue utilisée répond au modèle de Herschel-bulkley, qui est appliquée le plus souvent aux boues de forage car ce modèle rend bien compte des résultats expérimentaux. Théoriquement, l'équation de l'écoulement est donnée par [23] Le modèle H- B exige trois paramètres comme indiqué dans l'équation suivante:

$$\tau = \tau_c + k\dot{\gamma}^n \quad \text{VI.1}$$

Avec :

τ Contrainte de cisaillement

τ_c Yield value

k Indice de consistance

n Indice de comportement

$\dot{\gamma}$ Vitesse de déformation

Pour le calcul de l'ECD, on utilise les corrélations API RP 13D (c'est une version améliorée au modèle de loi en puissance établi par l'American Petroleum Institute, en suivant les étapes suivantes [23]):

Etape 1 : calcul de « n » et de « K »

$$n = * \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right) 0.65 \quad \text{VI.2}$$

$$K = \frac{5.11 * \theta_3}{5.11^n} \quad \text{VI.3}$$

$$\text{AN : } n=0,17 \text{ et } K=1 \quad \text{VI.4}$$

n et K : Coefficients de consistance et indice de comportement rhéologique dans l'espace annulaire respectivement

Etape 2 : calcul de la vitesse du fluide dans l'espace annulaire.

$$V_{fea} = \frac{24.51 * Q}{(D_I^2 - D_E^2)} \quad \text{VI.5}$$

Avec :

V_{fea} : Vitesse du fluide dans l'espace annulaire en (ft/min)

Q : Le débit en gpm.

Etape 3 : Calcul de la viscosité effective dans l'annulaire

$$\mu_{ea} = 100 * k \left[\frac{2.4 * V_{fea}}{D-d} \right]^{n-1} \left[\frac{3n+1}{2n} \right]^n \quad \text{VI.6}$$

Etape 4 : Calcul du nombre de Reynolds

$$R_{ea} = \frac{15.467 * V_{ea} * (D-d) * \rho}{\mu_{ea}} \quad \text{VI.7}$$

Calcul du nombre de Reynolds pour les régimes Laminaires R_{el}

$$R_{el} = 3470 - 1370 * n \quad \text{VI.8}$$

Calcul du nombre de Reynolds pour les régimes turbulents ReT

$$R_{et} = 4270 - 1370 * n \quad \text{VI.9}$$

Etape 5 : Calcul du facteur de friction dans l'espace annulaire F_a

On détermine le régime d'écoulement :

$R_{ea} < R_{el}$ Le régime est laminaire et nous avons

$$F_a = \frac{24}{R_{ea}} \quad \text{VI.10}$$

$R_{el} < R_{ea} < R_{et}$ Le régime est transitoire et le facteur de friction F_a sera :

$$F_a = \left[\frac{R_{ea} - R_{el}}{800} \right] \left[\frac{[\log(n) + 3.93]/50}{R_{et}^{[(1.75 - \log(n))/7]}} - \frac{24}{R_{el}} \right] \quad \text{VI.11}$$

$R_{ea} > R_{et}$ Le régime est turbulent, on calcule le facteur de friction f_a par la formule

$$F_a = \left[\frac{[\log(n) + 3.93]/50}{R_{et}^{[(1.75 - \log(n))/7]}} \right] \quad \text{VI.12}$$

Etape 6 : Calcul des pertes de pression dans l'espace annulaire

$$P_{a_i} = \frac{(F_{a_i}) * (V_{ea_i})^2 * \rho}{92916 * (D_i - d_i)} * L_i \quad \text{VI.13}$$

L_i Longueur de Section i

On calcule la perte de charge annulaire par la somme des pertes de pression

$$P_{at} = \sum p_i \quad \text{VI.14}$$

Etape 7 : Calcul de l'ECD

$$ECD = \frac{P_{at}}{0.052 * TVD} + \rho \quad \text{VI.15}$$

Etape 8 : Calcul de V_{cr} et Q_{cr}

$$V_{cr} = \left[\frac{100 * R_{el} * K * \left[\frac{2.4 * 2 * n + 1}{D - d * 3 * n} \right]^n}{37.1208 * \rho} \right]^{\frac{1}{2 - n}} \quad \text{VI.16}$$

$$Q_{cr} = \frac{V_{cr} * (D - d)}{24.5} \quad \text{VI.17}$$

Etape 9 : Calcul de la vitesse de sédimentation et concentration de cuttings

D'après le régime d'écoulement, nous avons :

➤ pour le régime laminaire

$$\tau_p = 7.9 * \sqrt{0.4 * D_c * (20.8 - \rho)} \quad \text{VI.18}$$

$$\gamma_b = \frac{109}{D_c \sqrt{\rho}} \quad \text{VI.19}$$

$$\gamma_p = \left[\frac{\tau_p}{k} \right]^{\frac{1}{n}} \quad \text{VI.20}$$

Si $\gamma_p < \gamma_b$ alors $V_s = 1.7 * \tau_p * \sqrt{\frac{\gamma_p * D_c}{\sqrt{\rho}}}$ VI.21

Pour le régime turbulent (et $\gamma_p > \gamma_b$)

$$V_s = \frac{17.72 * \tau_p}{\sqrt{\rho}} \quad \text{VI.22}$$

Etape 10 : calcul de l'efficacité de transport de cuttings

$$E = \left(1 - \frac{V_s}{V_a * \cos(\theta)} \right) * 100 \quad \text{VI.23}$$

Etape 11 : calcul de la concentration des cuttings

$$C_a = \left(\frac{1.66 * ROP * D_b^2}{(D^2 - d^2)(V_a * \cos(\theta) - V_s)} \right) \quad \text{VI.24}$$

IV.6.1. Calcul hydraulique au niveau de l'outil

- Le calcul hydraulique dans l'outil consiste à déterminer :
- Les pertes de pression dans les duses de l'outil.
- La puissance hydraulique de la boue de forage.
- La vitesse de fluide aux duses de l'outil.
- La force d'impact de jet de fluide

a. Calcul des pertes de pression dans les duses de l'outil (psi)

On calcule les pertes de pression P_b pour un débit Q de fluide de densité ρ par

$$P_b = \frac{156 \cdot \rho \cdot Q^2}{(6 \cdot D_d^2)^2} \quad \text{VI.25}$$

b. Calcul de la puissance hydraulique HP_b (hp)

La puissance hydraulique de fluide de forage est calculée par la formule suivante :

$$HP_b = \frac{P_b \cdot Q}{1714} \quad \text{VI.26}$$

$$HP_b / \text{in}^2 = \frac{1.27 \cdot HP_b}{D_b^2} \quad \text{VI.27}$$

c. Calcul de la vitesse de fluide de jet (ft/s)

On calcule la vitesse de fluide dans les duses par la formule suivante

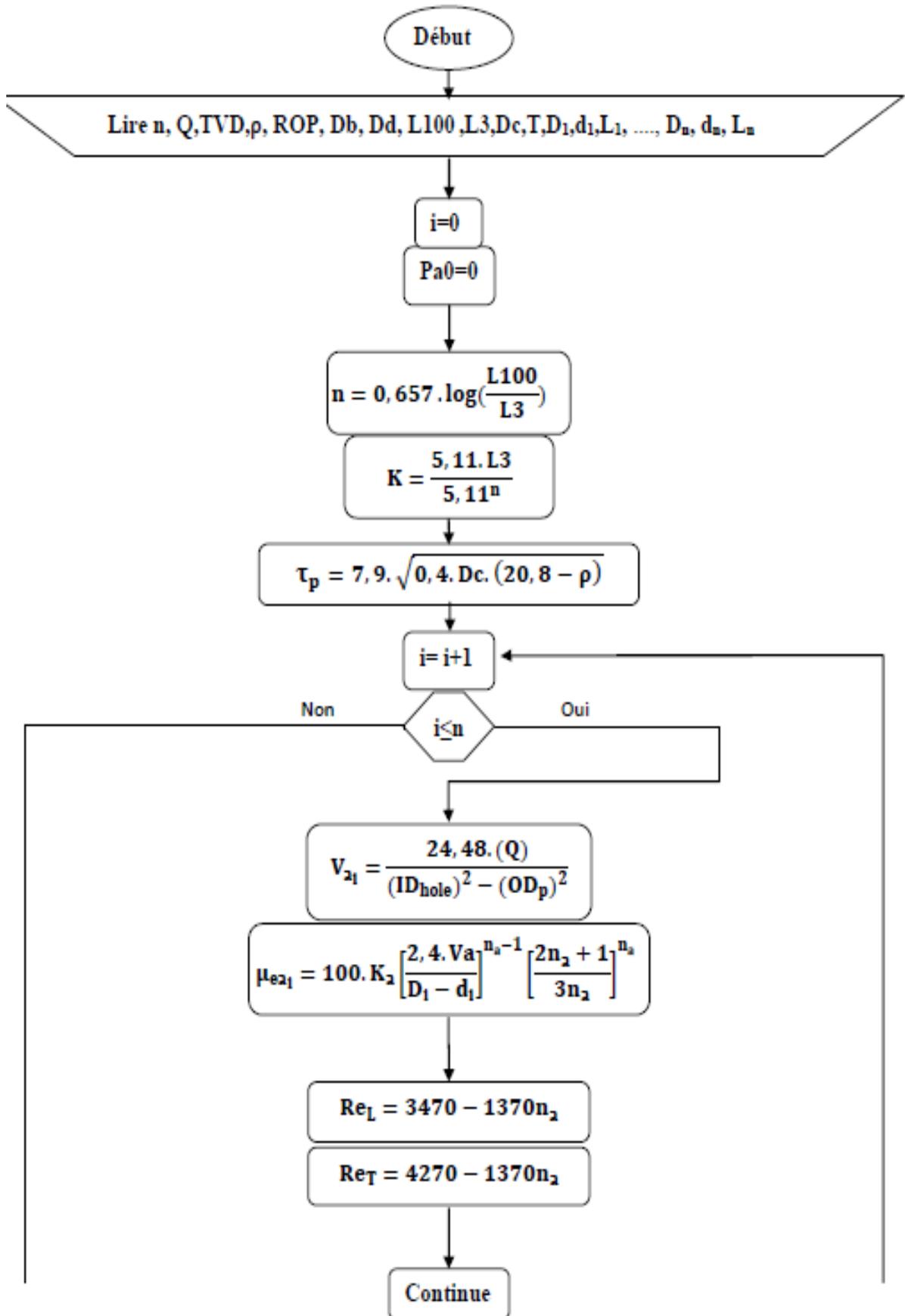
$$V_n = \frac{417.2 \cdot Q}{(6 \cdot D_d^2)} \quad \text{VI.28}$$

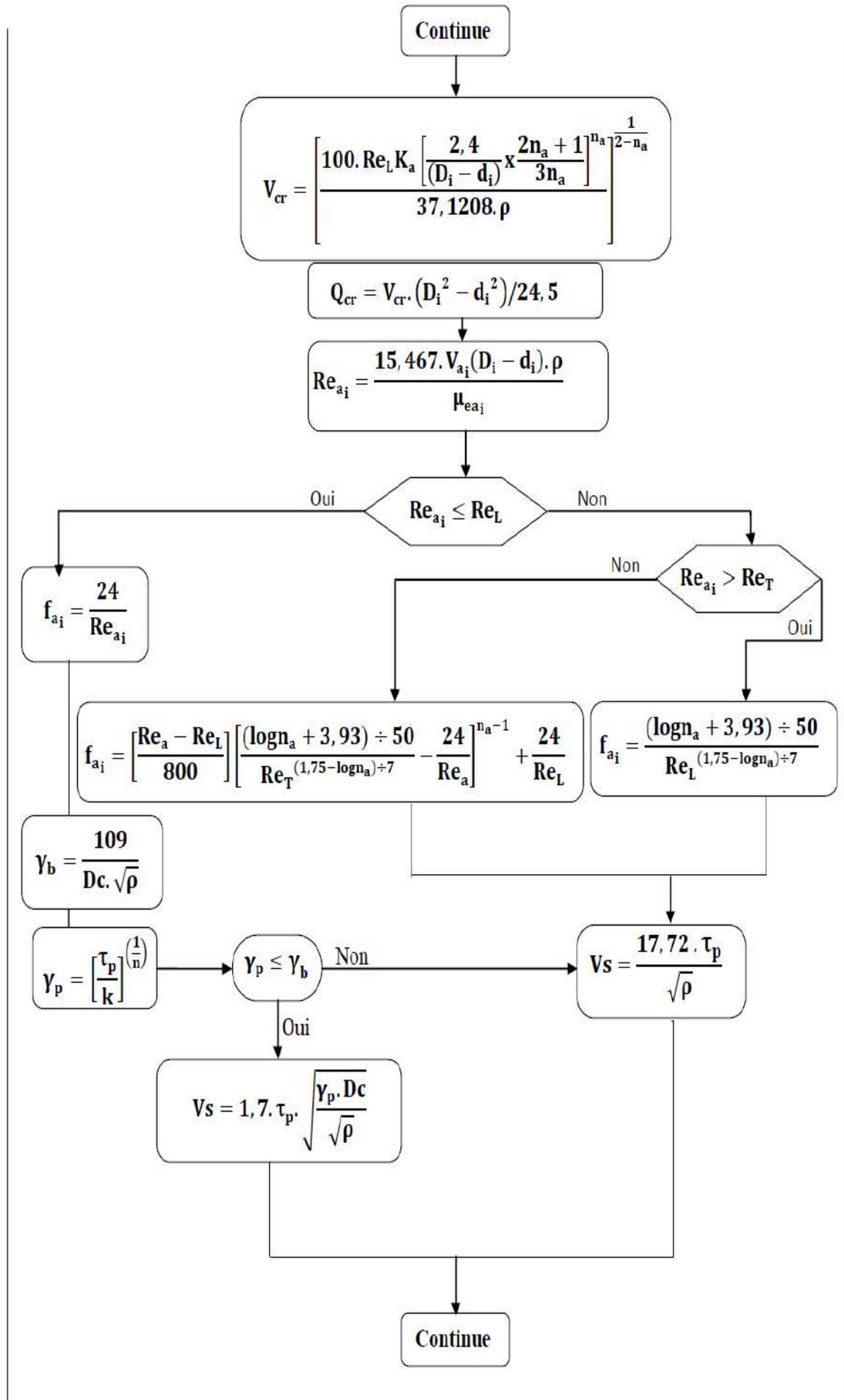
d. Calcul de la force d'impact de jet de fluide (lbf)

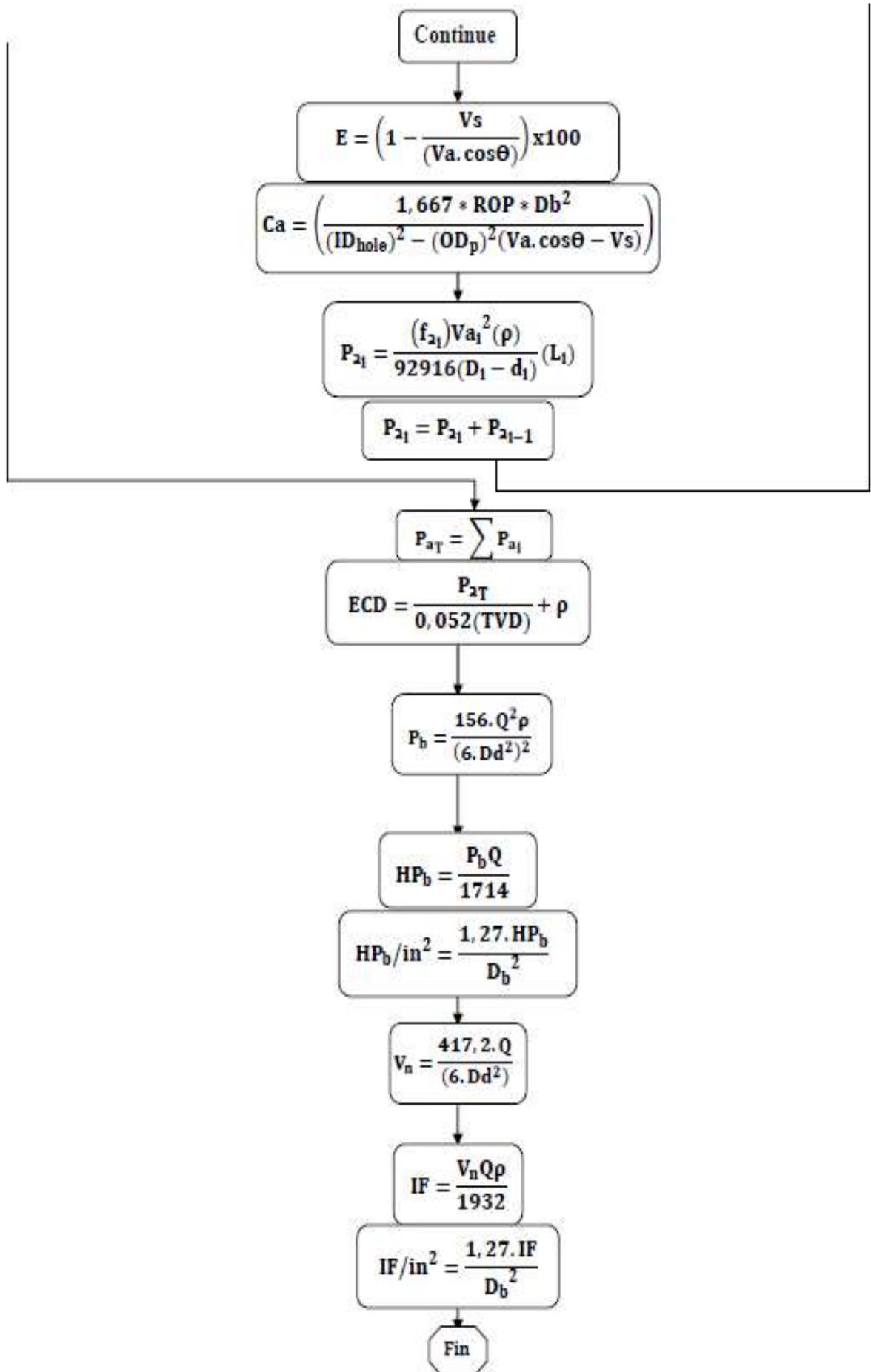
$$IF = \frac{V_n \cdot Q \cdot \rho}{1932} \quad \text{VI.29}$$

$$IF / \text{in}^2 = \frac{1.27 \cdot IF}{D_b^2} \quad \text{VI.30}$$

IV.6.2. L'organigramme de calcul des paramètres hydrauliques:







IV.7. Résultats :

Nous avons utilisé le programme que nous avons élaboré pour évaluer les pertes de pression et la vitesse pour chaque section annulaire ainsi que les paramètres hydraulique de l'outil comme suit :

Tableau IV.4 : Résultat des paramètres affectant sur le nettoyage

Section	Va (ft/min)	Rea	Fa	Pa (psi)	Vcr (ft/min)	Qcr (gpm)
1	100.7315	927.4	0.0259	48.2698	199.5881	389.7771
2	79.5367	641.0	0.0374	0.4495	192.9349	477.1887
3	193.6615	2896.3	0.0083	19.3045	205.5982	208.8444
4	193.6615	2896.3	0.0083	5.8491	205.5982	208.8444
5	193.6615	2896.3	0.0083	1.8996	205.5982	208.8444
6	202.9315	3134.0	0.0077	1.2231	206.3269	200.0107
7	202.9315	3134.0	0.0077	1.8357	206.3269	200.0107
8	202.9315	3134.0	0.0077	1.2539	206.3269	200.0107
9	202.9315	3134.0	0.0077	1.3269	206.3269	200.0107
10	202.9315	3134.0	0.0077	17.6190	206.3269	200.0107

Section	Vs (ft/min)	Et (%)	Ca (%)
1	0.0715	99.9290	0.0010
2	0.0715	99.9100	0.0010
3	0.0715	99.9631	0.0010

4	0.0715	99.9627	0.0010
5	0.0715	99.9604	0.0010
6	0.0715	99.9576	0.0012
7	0.0715	99.9576	0.0015
8	0.0715	99.9072	0.0025
9	0.0715	99.7448	0.0070
10	0.0715	96.3272	0.1045

Pat = 99.0341 psi	ECD = 7.5940 lb/gal	Pb = 44.6604 psi
$HP_b = 5.1300$ hp	$HP_p/in^2 = 0.1810$ hp/in ²	$V_n = 81.0043$ ft/min
IF = 62.6864 kgf	$IF/in^2 = 2.2114$ kgf/in ²	

D'après les résultats obtenus, on peut conclure que les valeurs de l'efficacité de transport de cuttings (E_t) > 90%, pour la concentration des cuttings (C_a) < 5%, et cela accorde avec les résultats expérimentaux [24].

IV.8. Détermination pratique du débit optimum en forage

Pour le calcul du nettoyage (débit et index de transport) d'une section donnée, il faut considérer l'angle d'inclinaison le plus élevé de cette section.

Si cette section est nettoyée efficacement, toutes les autres sections du puits le seront également.

Le nettoyage le plus difficile correspond aux inclinaisons $\pm 50-60^\circ$ (zone 3). Au-delà, comme nous l'avons, les inclinaisons posent moins de problèmes (voir le paragraphe III.4.b)

IV.8.1 Sections verticales

Nettoyer les sections verticales avec une boue d'YP et VP élevés.

Les trous de grands diamètres tout spécialement ne peuvent pas être nettoyés par la vitesse annulaire seule. Utiliser des bouchons de haute viscosité pour compléter le nettoyage.

IV.8.2. Sections inclinées

Nettoyer les puits inclinés avec une vitesse annulaire V_a élevée.

Utiliser une boue de faible viscosité pour induire un régime turbulent qui aide à nettoyer les sections horizontales ou fortement inclinées.

Les lits de cuttings peuvent être éliminés grâce des bouchons de faible viscosité immédiatement suivis de bouchons de densité et viscosité élevée. Il est important de maintenir la vitesse annulaire V_a constante lors du pompage de ces bouchons afin d'éviter le bouchage du puits lui-même.

Les débits doivent être augmentés avec l'inclinaison : un puits à 30° nécessite une vitesse annulaire 20 % supérieure à celle d'un puits vertical équivalent pour un nettoyage efficace; un puits à 60° requiert une vitesse annulaire double d'un puits vertical.

Rotation et réciprocaion sont essentielles pour un bon nettoyage dès que l'inclinaison dépasse 45° .

Utiliser les tableaux et abaques des pages suivantes pour calculer pour une section de diamètre donné le nettoyage et la vitesse de l'outil (ROP).

IV.8.3. Optimisation du nettoyage [25,26]

Les abaques montrent comment optimiser le nettoyage et la vitesse d'avancement ROP :

- 1) Augmenter le débit permet un nettoyage plus rapide.
- 2) Augmenter l'index de transport TI accroît la capacité de la boue à nettoyer le trou.

TI sera augmenté si on augmente :

- la densité SG
- le facteur rhéologique RF

- 3) Optimisation du nettoyage par le choix du débit

Les abaques montrent comment optimiser le nettoyage et la vitesse d'avancement **ROP** :

- 1) Augmenter le débit permet un nettoyage plus rapide ;
- 2) Augmenter l'index de transport (**TI**) accroît la capacité de la boue à nettoyer le trou.

TI sera augmenté si on augmente :

- la densité **SG**
- le facteur rhéologique **RF** (c'est-à-dire en augmentant **YP** et **PV**)

Il est évident que l'augmentation de l'un des paramètres ci-dessus affectera aussi les autres.

➤ **Pour la section 8-1/2"**

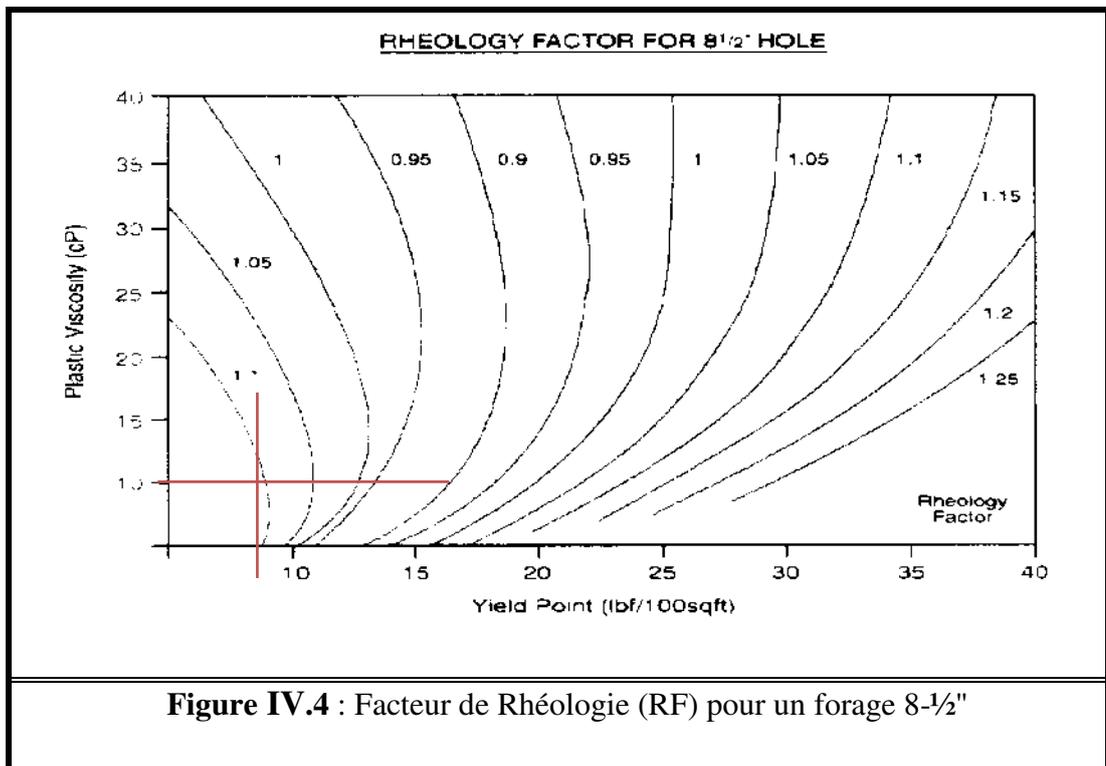


Figure IV.4 : Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 8-1/2"

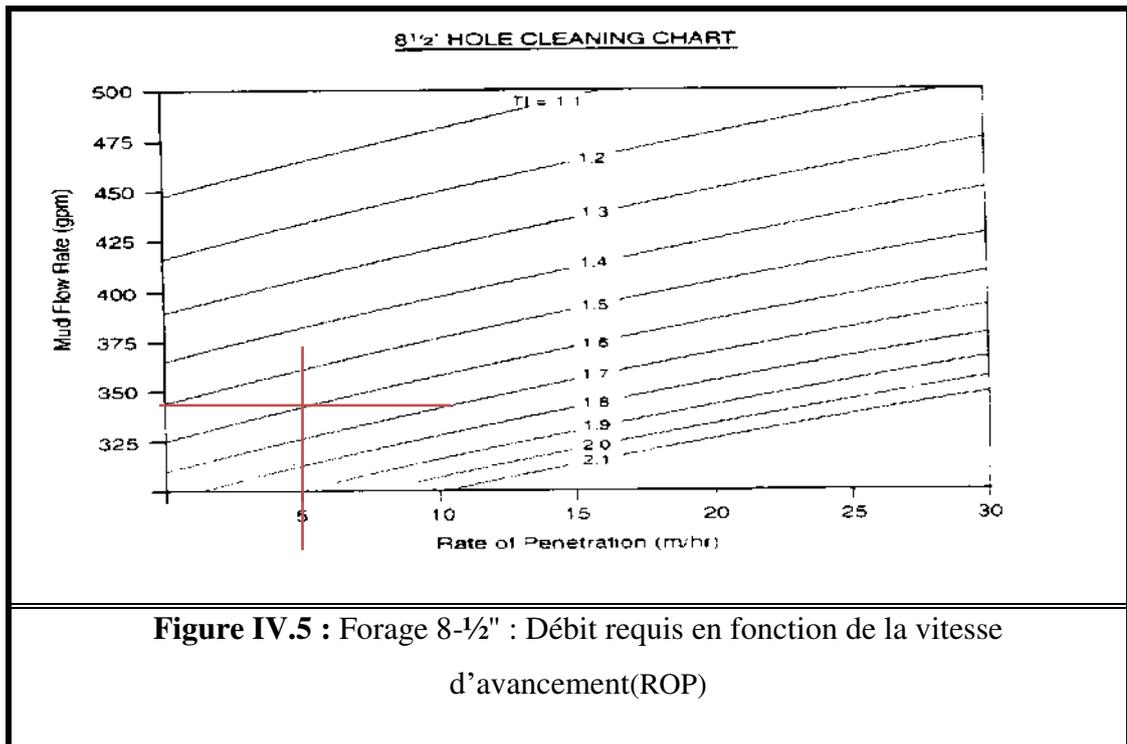
- On détermine le Facteur de Rhéologie (RF)
Sur l'abaque PV / YP (Figure VI.7), on fait entrer les valeurs PV et YP de la boue.
- Calcule de l'Index de Transport corrigé pour les washouts **TI***
Vérifier s'il y a lieu de corriger TI pour les washouts (trou overgauged).

$$TI^* = \frac{1.12 * TI}{0.38 * D_w - 2.11}$$

D_w : Diamètre du trou avec washouts

- Détermination du débit optimum

Sur l'abaque Débit / ROP, on fait entrer TI (ou TI*) et le ROP.



IV.8.4. Application de la méthode :

- ✓ Donnés pour la phase 8 1/2

$Y_p = 7 \text{ lbs}/100\text{ft}^2$	$SG = 1.45$
$V_p = 10 \text{ Cp}$	$ROP = 5 \text{ m/hr}$
$\beta = 27.5^\circ$	

Résultats

- Détermination de RF :
 - ✓ D'après la figure IV.9 : RF=1,15

- Détermination d'AF :

Sur le tableau ci-dessous

Tableau IV.5 : Valeurs du facteur d'angle pour différentes valeurs d'angles du trou. [27]

Angle	0°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70-80°
AF	2.03	1.51	1.39	1.31	1.24	1.18	1.14	1.10	1.07	1.05	1.02

- ✓ D'après le tableau, on trouve : $AF(27,5^\circ) = 1,45$ (interpolation linéaire)

Calcul de TI :

- ✓ D'après la loi (VI.31)

$$TI = SG \times RF \times AF = 2.41$$

La formation n'étant pas très consolidée, donc, on calcule la correction pour le phénomène de washout d'après la loi (IV.33), avec : $D_w = 10$ in

$$TI^* = \frac{1.12 * TI}{0.38 * D_w - 2.11} = 1.597$$

➤ **Détermination de débit optimal Q_{opt} :**

Sur l'abaque Débit / ROP (Figure IV.8), on fait entrer TI^* et le ROP. On trouve la valeur de débit optimal : $Q_{opt} = 344$ gpm;

D'après le résultat obtenu du débit optimum ($Q_{opt}=344$ gpm), on peut dire que le nettoyage de phase 8 ½ est bon de fait qu'on a utilisé un débit suffisamment supérieur au débit optimum ($Q=475.5$ gpm). Ainsi, Après l'étude numérique, on a obtenu les résultats suivants :

- Le risque de mauvais nettoyage du drain est grand et il est obtenu lorsque le débit est inférieur de ($Q_{opt}=344$ gpm).
- La vitesse annulaire dans le puits MDZ#671 est supérieure à la vitesse minimale de transport des cuttings, donc il n'y a pas de risque d'avoir un mauvais nettoyage du drain.
- Le pourcentage de forage en mode sliding est très petit par rapport au mode rotary.

- d. La vitesse d'avancement (ROP) influe considérablement sur le pourcentage des cuttings
- e. La densité du fluide a une légère influence sur la vitesse minimale de transport des cuttings.

IV.9. Calcul du temps minimum de circulation avant une manœuvre de remontée

Le temps de circulation avant chaque manœuvre de remontée dépend du diamètre de forage et de l'inclinaison.

La méthode qui suit permet de calculer le temps minimum de circulation avant remontée.

Remarque :

Ce calcul n'est applicable que si le puits a été convenablement nettoyé pendant le forage. Il est évident que si les shale shakers sont toujours chargés de cuttings à la fin du temps calculé, il faudra continuer de circuler tant que le puits ne sera pas propre.

IV.9.1. Calcul du volume de circulation :

Tableau IV.6 : Facteur de longueur de la section pour différents angles [27]

Inclinaison de la section open hole ou csg	Facteur de longueur de la section					
	Open hole	26	17 ½	12 ¼	8 ½	6
	Csg	20	18 ^{5/8}	13 ^{3/8}	9 ^{5/8}	7
0-10°		1.5	1.5	1.3	1.3	1.3
10-30°		1.7	1.7	1.4	1.4	1.4
30-60°		2.5	2.5	1.8	1.6	1.5
60-90°		3.0	3.0	2.0	1.7	1.6

- a) Diviser le puits en sections correspondants aux intervalles d'inclinaisons du tableau ci-dessus.
- b) Pour chaque section, multiplier sa longueur par le facteur de longueur correspondant afin d'obtenir sa longueur effective

Tableau IV.7 : Résultat de Longueur effective de chaque section pour différents angles

	H (m)	L(m)	Facteur de longueur de la section	longueur effective
0-10°	3189.58	2459 (9 ^{5/8})	1.3	3196.7
		730.58 (7)	1.3	949.754
10-30°	3311.56	105.42 (7)	1.4	147.588
		16 (6)	1.4	22.4
30-60°	3391.63	80.07	1.5	120.105
60-90°	3988.81	597.18	1.6	955.488

c) Calculer la longueur effective totale du puits

- Longueur effective totale = Σ longueur effective **IV.34**
- Longueur effective totale = 5392.035m

d) Calculer le nombre de circulation

$$\text{Nombre de circulation} = \frac{\text{Longueur effective totale}}{\text{Profondeur MD du puits}} \quad \text{IV.35}$$

$$\text{Nombre de circulation} = \frac{5392.035}{3988.81}$$

$$\text{Nombre de circulation} = 1.351790$$

e) Calculer le volume de circulation requis

$$\text{Volume circulation} = \text{Nombre de circulation} * \text{bottom - up} \quad \text{IV.36}$$

Avec : bottom - up = le volume de l'espace annulaire

bottom - up

$$= 2423 * 3.14 \left(\frac{0.2168^2 - 0.127^2}{4} \right) + 36 * 3.14 \left(\frac{0.2168^2 - 0.0889^2}{4} \right) \\ + 836 * 3.14 \left(\frac{0.154^2 - 0.0889^2}{4} \right) + 693.81 * 3.14 \left(\frac{0.1524^2 - 0.0889^2}{4} \right)$$

$$\text{bottom} - \text{up} = 78.55\text{m}^3$$

Donc :

$$\text{Volume circulation} = 1.351790 * \text{bottom} - \text{up}$$

$$\text{Volume circulation} = 106.18 \text{ m}^3$$

CONCLUSION

CONCLUSIONS :

Le modèle mathématique constitue seulement un moyen d'approche et ne constituent 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 nous permet de faire un bilan massique concernant les solides qui sont évacués hors du puits et ceux qui forment un lit dans le drain.

L'application exacte du modèle mathématique et le confronter à la réalité du terrain par l'établissement des corrélations sur des bases expérimentales afin d'améliorer le calage du modèle mathématique et le rendre fiable et performant. D'après les résultats obtenus, on peut conclure que le nettoyage de la phase 8 1/2 est efficace que le débit utilisé est supérieur au débit optimal avec une vitesse annulaire requise de la boue. En effet, le moteur de fond utilisé nécessite un grand débit.

Les cuttings restantes peuvent être éliminés en modifiant les paramètres rhéologiques par l'injection de deux bouchons un moins visqueux et l'autre plus visqueux pour des intervalles de forage, le premier bouchon crée une turbulence et le deuxième évacue ces derniers (régime laminaire).

RECOMMANDATION

Recommandation :

Malgré les récentes améliorations dans les pratiques et les technologies, le nettoyage des trous de forages est encore un grand défi, parce que nous ne savons pas exactement ce qui se passe dans le trou en bas et on travaille toujours dans l'obscurité.

Les recommandations sont adressées pour une meilleure procédure de nettoyage de drain horizontal dans l'avenir :

Pour une meilleure optimisation du nettoyage du puits, il faudrait :

- ✓ Nettoyer le trou aussi vite que sa progression ;
- ✓ Minimiser le mode de forage par sliding ;
- ✓ Injection des bouchons un moins visqueux suivi d'un autre plus visqueux à chaque connexion ;
- ✓ S'assurer que les caractéristiques de la boue sont conformes aux spécifications
- ✓ Avant une manœuvre, Circuler jusqu'à ce que le puits soit propre ;
- ✓ Maintenir la garniture en rotation continuellement pendant la circulation ;
- ✓ Contrôler instantanément la vitesse de rotation (ROP) ;
- ✓ Garder en bon ordre de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides ;

Je recommande dans le futur afin de bien caler mon modèle informatique de faire une étude sur terrain (in situ) et 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 je suggère de faire aussi une étude de granulométrie des cuttings récoltés en surface.

REFERENCES

References Bibliographiques

- [1] Raymond de Verteuil and Iain McCourt: "introduction to directional drilling". Schlumberger (1998) revised 2001.
- [2] T.A.I. (1987). Directional drilling (Graham&Trotman Inc ed., Vol. 5). Kluwer Academic Publishers Group.
- [3] Jean-Paul Szezuka : "forage dirigé : ingénierie et méthodes", ENSPM édition 3.3 - juin 2005.
- [4] Baker Hughes INTEQ:"Drilling Engineering Workbook", USA, December 1995.
- [5] GARCIA C., PARIGO P., « Boues de Forage », Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [6] Forage Rotary, « La boue de Forage », Edition Technip 1972.
- [7] NGUYEN J., P., «fluide de forage », Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip, 1993.
- [8] RYEN CAENN, GEORGE V. CHILLINGAR, « Drilling fluids: state of the art », journal of petroleum science and engineering 14, 1996, 221-230.
- [9] LANDRIOT G., « Fluide de forage », édition Technip 1968.
- [10] CD Schlumberger (1997) Oil Well Drilling "Mud circulation and treating equipment", Vol.4. Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international. Inc.
- [11] DE LAMBALLERIE G., «Boue à base d'huile », Collection Colloques et Séminaires I.F.P, Edition Technip, 1969.
- [12] ADAM T., BOURGOYNE Jr, et al., " Applied drilling engineering", SPE Textbook series. Vol 2. 1991, pp. 41.
- [13] MICHAEL J. ECONOMIDES, et al., " Petroleum well construction", édition John wiley & sons. 1988. pp. 199 – 204.
- [14] HERZHAFT B., « Les fluides de forage : un exemple de fluides complexes industriels », 36ème colloque annuel du Groupe Français de Rhéologie (GFR 2001), Marne-la-Vallée France, 10-12 octobre 2001.
- [15] Y. PEYSSON, "Solid/Liquid Dispersions in Drilling and Production". Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 (2004), No. 1, pp. 11-21.
- [16] MiSwaco, Drilling Fluids Handbook (Version 2.1) Ring-bound – January 1, 2005
- [17] Tresor Sonwa Lontsi, Evaluation and comparison of drilling parameters and hardware used to improve cuttings transport and limit the thickness of cuttings accumulations in high angle and horizontal well bore sections, MASTER THESIS, Leoben, June 2008.
- [18] M-I L.L.C: "The Drilling Fluids Engineering Manual V2" - Houston (2001).
- [19] "Horizontal Well Completion & Stimulation Technology"-Dowell Schlumberger 1991.
- [20] "Drilling Fluids in Horizontal Wells"-ELF 1992.

REFERENCES

- [21] Erik Jorge Silva Ferreira, Hole Cleaning Performance Monitoring During The Drilling Of Directional Wells, Master's thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova De Lisboa, Setembro 2012.
- [22] "Stuck Pipe Prevention"-BP 1993.
- [23] API:"Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids", RP 13D Third edition, JUNE 1, 1995.
- [24] A R R Wastu, A Hamid and S Samsol, The effect of drilling mud on hole cleaning in oil and gas industry, Journal of Physics: Conference Series, 1402 (2019) 022054.
- [25] Aadnøy B.S. Modern Well Design-Second Edition; 2010.
- [26] Yuejin Luo, P.A. Bern, B.D. Chambers, Simple Charts To Determine Hole Cleaning Requirements in Deviated Wells, Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, February 1994.
- [27] FIRAS MOHAMMED HADI, OPTIMIZATION OF HOLE CLEANING IN IRAQI HORIZONTAL OIL WELLS, Master's thesis, THE COLLEGE OF ENGINEERING UNIVERSITY OF BAGHDAD 2015.