REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA- BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

LABORATOIRE DE RECHERCHE : Laboratoire Génie Physique des Hydrocarbures

SOUTENANCE

Présentée par :

Mr. HORRA HICHEM

EN VUE DE L'OBTENTION DU MEMOIRE DE

MAGISTER

Spécialité : ***EXPLOITATION DES GISEMENTS PETROLIERS***

Option : ***FORAGE et PRODUCTION***

THEME

APPROCHE ADAPTATIVE D'OPTIMISATION DES PARAMETRES MECANIQUES DE FORAGE

Soutenue publiquement le 23/10/10 à la salle R18C, devant le jury :

Dr ZERAIBI Noureddine	**Professeur (UMBB)**	**Président**
Dr MELLAK Abderrahmane	**Maître de Conférences (A) (UMBB)**	**Rapporteur**
Dr AISSANI Slimane	**Professeur (UMBB)**	**Examinateur**
Dr BENMAMAR Saâdia	**Maître de Conférences (A) (ENP)**	**Examinatrice**
Dr ARBAOUI Mohamed	**Maître de conférences (A) (UMBB)**	**Examinateur**

Boumerdès 2010

Avant - Propos

Ce travail de recherche a été accompli au Laboratoire Génie Physique des Hydrocarbures (LGPH) de l'Université M'Hamed Bouguara de Boumerdès, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie.

Je tiens tout d'abord à remercier en premier lieu *ALLAH* le tout puissant, pour m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon Directeur de Mémoire, Monsieur Le Docteur MELLAK Abderrahmane, d'avoir accepté de suivre mes travaux de recherche, mais aussi pour sa disponibilité, pour ses conseils judicieux, sa rigueur dans le travail et le partage de ses connaissances scientifiques. Ce fût un vrai plaisir de travailler avec lui. J'ai également apprécié la grande liberté qu'il m'avait accordée dans la gestion de mon mémoire tout en étant très rigoureux sur le respect du programme et les délais de remise du travail. Merci pour m'avoir supporté tout ce temps et d'en avoir fait de cette période, une période très utile et agréable pour moi.

Je tiens à remercier vivement Le Président du Jury, Monsieur Le Professeur ZERAIBI Noureddine, de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de soutenance de ce mémoire et d'avoir examiner ce travail de recherche malgré ses lourdes charges, aussi bien dans le domaine de l'enseignement que dans le domaine de la recherche scientifique, aussi bien à l'Université de Boumerdès que dans les autres Universités et Laboratoires de recherche.

Je remercie également les membres de jury, Monsieur Le Professeur AISSANI Slimane de l'Université de Boumerdès, Madame Le Docteur BENMAMAR Saâdia de l'Ecole Polytechnique d'Alger et Monsieur le Docteur ARBAOUI Mohamed de l'université de Boumerdès, d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire ainsi que pour le temps consacré à l'étude de celui ci.

Je remercie sincèrement et profondément Le Professeur SMATI Abdenacer pour sa disponibilité, son engagement et ses conseils judicieux qui ont apportés une valeur supplémentaire à ce projet.

Enfin, que toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Hichem.

Dédicaces

Je tiens à dédier ce mémoire de Magister à mon père, qui a su faire de moi l'homme que je suis, à ma chère mère pour son indéfectible assistance et son soutien tout le long de ma formation ainsi que pour tous leurs sacrifices.

A ma femme.

A mon enfant qui viendra à la vie bientôt.

A mes frères: Imed et Sadek.

A mes sœurs.

A tous mes amis sans exception.

Hichem

Résumé

L'une des tendances du développement de la technologie de forage est d'atteindre les objectifs fixés à moindre coût et dans les meilleures conditions de sécurité. A travers l'ensemble des gisements pétroliers mondiaux, environ 60 % du prix total d'un forage est fonction de la durée de réalisation de ce dernier.

Nous présentons dans notre travail une approche d'optimisation des paramètres mécaniques de forage, principalement le poids appliqué sur l'outil et la vitesse de rotation. Les modèles d'optimisation proposés se basent sur des modèles de régression non linéaire, permettant la correction des paramètres en fonction de la nature des formations traversées afin de maximiser la vitesse d'avancement et la durée de vie de la structure de coupe.

Une application du modèle a été réalisée sur les puits suivant : MDz-567, MZLN-9, OMLz-643 et IRLE-2 situés dans différents champs pétroliers Algériens.

Les résultats obtenus montrent des possibilités de gain, qui sont non négligeables, de l'ordre de 10-30 % sur le prix total de forage.

Mots Clés : Forage, paramètres mécaniques, optimisation, modèle adaptatif, modèle de régression non linéaire.

Abstract

One of the trends of the drilling technology development is to achieve the fixed goals at lower cost and with the best safety conditions. Around the ensemble petroleum fields on the world, approximately 60 % of the total drilling cost are depends of the Well realization time.

We present in our work an optimization approach of the drilling mechanical parameters, mainly the weight apply on the bit and the number of revolutions. The optimization models suggested based on nonlinear regression models, allowing adjustment of the drilling parameters depending on the nature of the formations penetrated in order to maximize the rate of penetration and the life of the cutting structure.

An application of the model was carried out on the following wells: MDz-567, MZLN-9, OMLz-643 and IRLE-2 located in different fields in Algeria.

The results obtained show the potential gain of about 10-30 % on the total drilling cost.

Key Words: drilling, mechanical parameters, optimization, adaptive model, nonlinear regression model.

ملخــص

أحد اتجاهات تطور تكنولوجيا الحفر هو تحقيق الأهداف المنشودة بأقل تكلفة ممكنة و في أفضل شروط الأمان. حول مجموعة الحقول البترولية العالمية، حوالي 60% من التكلفة الإجمالية لعمليات الحفر تتوقف على المدة المستغرقة لتحقيق ذلك.

نقدم في عملنا هذا تقاربا أمثليا لمعلمات الحفر الميكانيكية، أساسا الوزن المطبق على أداة الحفر و سرعة دورانها. النماذج المطروحة تستخدم نهجا تقاربيا، إستنادا إلى نماذج إنحدار غير خطية سامحة بذلك لتصحيح المعلمات وفقا لطبيعة الصخور المخترقة من أجل تحقيق أقصى سرعة تغلغل ممكنة و أقصى مدة حياة لهيكل القطع.

قد أجريت تطبيقات للنموذج على الأبار التالية:MDz-567, IRLE-2, OMLz- 643, MZLN-9 ، تقع هذه الآبار في حقول مختلفة من الجزائر.

تظهر النتائج التي تم الحصول عليها من أمكانية ربح حوالي 10–30% من التكلفة الإجمالية للحفر.

الكلمات الرئيسية: حفر، معلمات ميكانيكية، الأمثل، نموذجا تقاربيا، نموذج إنحدار غير خطي.

Sommaire

Introduction 1

Etude bibliographique 3

Chapitre I : Généralités et Notions des Bases.

I.1- Les outils conventionnels (tricônes) 8
I.1.1- Principe général 10
I.1.1.1- Mode de destructions de la roche 10
I.1.2- Classification des outils à molettes 11
I.1.3- L'influence des paramètres mécaniques sur le ROP 13
I.1.4- L'influence des paramètres hydrauliques sur le ROP 15
I.1.5- L'usure des outils 19
I.2- Les outils PDC 24
Introduction 24
I.2.1- Conception des outils PDC 24
I.2.2- Mode de travail des outils PDC 29
I.2.2.1- Action de coupe 29
I.2.2.2- Auto-affutage du cutter PDC 29
I.2.3- Les outils hybrides 30
I.2.4- Classification des outils à éléments de coupe fixes (diamants, PDC, TSP) 35
I.2.5- L'influence des paramètres mécaniques sur le ROP 39
I.2.6- L'influence des paramètres hydrauliques sur le ROP 39
I.3- Généralités sur l'Algorithme d'Optimisation (Gradient Réduit) 41
I.3.1- Définition de base 41
I.3.2- Modèle d'optimisation 42
I.3.3- Problème de programmation non linéaire (PNL) 43
I.3.3.1- Algorithme de gradient réduit (Méthode de Jacobi) 43

Chapitre II : L'optimisation des paramètres mécaniques de forage.

II.1- L'optimisation des paramètres mécaniques d'un outil tricône 46

II.1.1- Les différents critères d'optimisation des outils tricônes à dents fraisées 46
II.1.2- Critère de Gall et Woods 49
II.1.2.1- Les outils tricônes à dentures fraisées et roulement 49

II.1.2.1.2- Equation de la vitesse d'avancement 49
II.1.2.1.3- Equation de la vitesse d'usure de la denture 51
II.1.2.1.4- Equation de la vie de roulement 53
II.1.2.2- Les outils à dentures fraisées et paliers lisses 54
II.1.2.3- Les outils au carbure de tungstène 54
II.1.3- L'optimisation des outils tricônes à denture fraisée et roulement 54
II.1.3.1- Méthode d'optimisation 55
II.1.3.1.1- Représentation de modèle d'optimisation 55
II.1.3.1.2- L'identification du coefficient de formation (C_f, k, α) 58
II.1.3.1.3- L'identification du coefficient d'abrasivité (A_f) 60
II.1.3.1.4- L'identification du coefficient de boue (S) 61
II.1.3.1.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) 62
II.1.4- L'optimisation des outils tricônes à dentures fraisées et paliers lisses 62
II.1.5- L'optimisation des outils tricônes au carbure de tungstène 62
II.1.6- Généralisation du modèle 62

II.2- L'optimisation des paramètres mécaniques d'un outil PDC 63

Introduction 63
II.2.1- Les différents critères des modélisations des outils PDC. 63
II.2.1.1- Le Modèle d'usure d'un outil PDC 64
II.2.2- Choix du modèle 64
II.2.3- Méthode d'optimisation 65
II.2.3.1- Présentation du modèle d'optimisation. 65
II.2.3.2- Le modèle d'optimisation 66
II.2.3.3- L'identification des coefficients de formation (C_f, k, α) 67
II.2.3.4- L'identification de coefficient d'abrasivité et d'usure (A_f, w_c) 67
II.2.3.4.1- Evaluation d'usure dans le puits de référence W_f 68
II.2.3.4.2- Calcul de la résistance à la compression Cs 69
II.2.3.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) 70
II.2.4- Généralisation du modèle 70
II.2.4.1- L'effet de l'hétérogénéité 71

II.3- L'optimisation de l'énergie Spécifique Es 73

Introduction 73
II.3.1- Définition du founder point 73
II.3.2- L'idée principale de travail 74
II.3.3- Définition de l'énergie spécifique Es 75
II.3.3.1- L'énergie spécifique dans le forage rotary 76

II.3.4- Choix du modèle de la vitesse d'avancement ROP 76
II.3.4.1- Le modèle d'usure d'un outil PDC. 77
II.3.5- Méthode d'optimisation 77
II.3.5.1- Représentation du modèle d'optimisation 77
II.3.5.1.1- Le modèle d'optimisation 78
II.3.5.1.2- Calcul de la résistance à la compression Cs 80
II.3.5.2- L'identification des coefficients de formation (C_f, k, α) 81
II.3.5.3- L'identification du coefficient de glissement (μ) 81
II.3.5.4- L'identification de coefficient d'abrasivité et d'usure (A_f, w_c) 82
II.3.5.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) 82
II.3.6- Généralisation du modèle 83
II.3.6.1- L'effet de l'hétérogénéité 83

II.4- L'optimisation en temps réel 84

Introduction 84
II.4.1- Principe de travail 85
II.4.1.1- La fenêtre glissante 85
II.4.1.2- Le facteur de poids λ 85
II.4.2- La formulation du problème 86
II.4.3- Le modèle d'optimisation 87
II.4.3.1- La contrainte sur l'usure dans le modèle d'optimisation 87
II.4.4- Les étapes principales de la méthode 88

II.5- Logiciel d'Optimisation DPOS 89

Introduction 89
II.5.1- L'organigramme de Logiciel DPOS 89
II.5.2- Les données d'entrées et les sorties du logiciel 92
II.5.2.1- Les données d'entrée 92
II.5.2.2- Les sorties du programme 92

Chapitre III : Applications et interprétation des résultats

Introduction 94
III.1- Application sur un outil tricône 94
III.1.1- Application au puits MDz-567 pour la phase 26'' 94
III.2- Application sur un outil PDC 100
III.2.1- Application au puits MZLN-9 pour la phase 12 ¼'' 100
III.2.2- Application au puits OMLz-643 pour la phase 12 ¼'' 106

III.3- Application sur un outil PDC par l'utilisation de l'énergie spécifique Es 112
III.3.1- Application au puits IRLE-2 pour la phase 12 ¼'' 112

Conclusion 118

Recommandations 120

Annexes

I- Description de Logiciel d'optimisation DPOS 121
1- Description des différentes étapes du logiciel DPOS 121
1.1- Temps réel (real time) 122
1.2- Puits de référence (offset well) 122
II- Le Choix du modèle pour un Outil PDC 130

Références Bibliographiques 133

Notations

P_m : prix de mètre foré [kDA]

P_o : prix de l'outil [kDA]

P_h : prix de location de l'appareil [kDA]

T_m : le temps de manœuvre [h]

T_f : le temps de forage [h]

t_{fi} : le temps de forage d'une seule couche [h]

M : le métrage [m]

Z : la profondeur [m]

e_i : l'épaisseur de chaque couche [m]

h_0 : la hauteur initiale de la dent [m]

h : la hauteur résiduelle de la dent usée [m]

ES : l'énergie spécifique [Psi]

ES_{min} : l'énergie spécifique minimum [Psi]

EFF_m : l'efficacité mécanique

CS : la résistance a la compression [Psi]

ROP : la Vitesse d'avancement [m/h]

ROP_i : la vitesse d'avancement d'une seule couche [m/h]

WOB, W : le poids sur l'outil [Tons]

RPM, N : la vitesse de rotation [r/min]

TQ : le torque de l'outil [lbs.ft]

C_f, K et α : les coefficients dépendant de la formation

i et **m:** des fonctions variant en fonction de la rotation et le poids

A_f, A_{abr}: coefficient d'abrasivité

B : la durée de vie des roulements

L : une fonction décroissante du poids

S : appelé paramètre de boue représente les effets de la capacité des roulements et de la nature du fluide de forage

a : fonction de l'usure de la denture de l'outil

D : l'usure de la denture

W_f : la fonction d'usure de cutter

D_i : représente l'usure de la denture à la fin de chaque intervalle

W_i : représente l'usure de cutter à la fin de chaque intervalle

D_0 : l'usure initial (outil neuf)

D_f : l'usure finale dans le puits de référence (la fiche de puits)

w_c : le coefficient d'usure

μ : le coefficient de glissement

λ : le facteur de poids

b : la tangente de la droite passe par D_0 et D_f

c : l'intersection de la droite d'usure et l'axe d'ordonné

S_{Tp} : la somme de la projection verticale sur le plan horizontal de la surface des cutters pénétrée [in^2]

S_{hu} : la surface horizontale d'usure [in^2]

A_b: la surface de l'outil [in^2]

S : la surface d'un seul cutter [in^2]

S_{vu} : la surface Verticale d'usure [in^2]

d_c : le diamètre du cutter [in]

D : le diamètre de l'outil [in]

d_u : la quantité usée du cutter [in]

P_c : la profondeur de pénétration d'un seul cutter [in]

N_c : le nombre de cutter

θ : back racke angle [^{o}]

Y_{mod} : la sortie donnée par le modèle

Y_{exp} : la sortie réelle

Y_{moy} : la moyenne mathématique de sortie réelle

Introduction

Introduction

Le forage peut être sommairement défini comme l'opération consistant à réaliser un trou, pour relier le réservoir aux installations de surface. Les principaux objectifs recherchés sont la réalisation d'un trou, dans les meilleures conditions techniques et de sécurité et à un coût minimal.

Généralement, 60 % du prix du forage sont fonction du temps mis pour atteindre l'objectif, qui est par conséquent fonction des techniques de forage utilisées. La plus grande partie de ces coûts proportionnels au temps est liée aux travaux d'approfondissement, donc aux différents facteurs qui influent sur la vitesse d'avancement d'un outil de forage. Ces différents facteurs sont appelés les paramètres de forage.

Le choix des paramètres de forage pris arbitrairement, ou plus simplement non précis, entraîne une augmentation du coût de forage, qui, en absolu, représente un prix important. Dans ce contexte et en raison des coûts très élevés du forage, le recours aux techniques d'optimisation devient essentiel, mais il est nécessaire de réaliser une étape intermédiaire, qui consiste à modéliser, ce qui permet en second lieu de simuler le processus d'avancement d'un outil de forage et les coefficients définissant la nature de la formation traversée. Si cette identification correspond à une image relativement exacte du processus réel, on peut alors étudier théoriquement les paramètres les mieux adaptés à la conduite de forage.

Les paramètres de forage sont très nombreux. Ils peuvent être regroupés en deux catégories :

- ✓ Les paramètres mécaniques : le type d'outil, le poids sur l'outil (WOB) et la vitesse de rotation (RPM).
- ✓ Les paramètres hydrauliques **:** l'énergie hydraulique au niveau de l'outil, la nature du fluide de forage.

Cette étude concerne seulement le choix des paramètres mécaniques (WOB, RPM) et on considère que tous les autres paramètres sont optimaux.

Les équations mathématiques qui représentent le processus de forage et qu'on va utiliser dans la construction du problème d'optimisation varient selon le type d'outil et le facteur dont on a besoin pour maximiser ou minimiser (ROP, temps de forage, énergie spécifique) ; aussi, on va présenter dans cette étude 4 méthodes d'optimisation.

La première méthode porte sur l'optimisation des paramètres mécaniques d'un outil tricône. L'objectif de cette méthode est le choix des paramètres mécaniques (WOB, RPM) optimum afin de maximiser le ROP et par conséquent minimiser le prix de mètre foré. On va utiliser les équations

mathématiques proposées par Gall et Woods qui représentent le processus d'avancement et l'estimation de la vitesse d'usure des dents en fonction du temps d'un outil tricône, et afin d'identifier la nature de la formation qu'on va forer, on va utiliser la technique de l'offset well (puits voisin). L'algorithme d'optimisation utilisé pour la résolution du problème d'optimisation est le gradient réduit généralisé (GRG).

La seconde méthode porte sur l'optimisation des paramètres mécaniques d'un outil PDC, l'objectif reste identique à celui de la première méthode, mais on va utiliser les équations proposées par Eckel et le modèle proposé par Jose Salas qui donnent l'estimation de la vitesse d'usure des cutters en fonction du temps d'un outil PDC. On utilisera les mêmes techniques afin d'identifier la nature de la formation et la résolution du problème d'optimisation.

La troisième méthode porte sur l'optimisation de l'énergie spécifique, l'objectif ici est le choix des paramètres mécaniques (WOB, RPM) optimum afin de permettre à l'outil de fournir l'énergie spécifique minimale pour détruire la roche et par conséquent augmenter la durée de vie de l'outil et le ROP, les équations utilisées sont : l'équation définissant l'énergie spécifique en fonction de paramètres proposés par R. Teale, les équations d'Eckel et Jose Salas pour un outil PDC, et on va utiliser les mêmes techniques afin d'identifier la nature de la formation et la résolution du problème d'optimisation.

La quatrième et dernière méthode portera sur l'optimisation en real time (temps réel), due au problème de la variation de la nature de la formation d'une région à une autre. La technique de l'offset well (puits voisin) est utilisée pour identifier la nature de la formation qui devient inefficace ; c'est pour cela qu'on va proposer dans cette méthode l'identification en temps réel. C'est une technique qui consiste à prédire l'état de la formation dans les mètres suivants, on va garder toutes les autres équations toujours selon le type d'optimisation choisi, l'algorithme d'optimisation est toujours le gradient réduit généralisé (GRG).

On a développé un logiciel d'optimisation DPOS pour augmenter la précision des résultats obtenus et diminuer les temps de résolution du problème, et le plus important, c'est que les méthodes d'optimisation proposées deviennent efficaces et applicables.

Etude Bibliographique

Etude Bibliographique

E. M. Gall et *H. B. Woods* ces sont les premiers auteurs commencent le travail sur la modélisation du processus d'avancement d'un outil tricône, et âpres *A. Lubinski* exploitée cette model par l'utilisation des méthodes d'optimisation afin de définir une politique d'optimisation des paramètres mécaniques de forage.

Il y a plusieurs auteurs travaillent sur cette étude, on va présent dans cette paragraphe quelques un Just pour montre l'évolution de la comprendre du problème d'optimisation des paramètres mécaniques de forage et les différentes méthodes des résolutions proposée par les auteurs.

E. L. Simmons [21] publié son travail on 1986 a propos de l'utilisation de l'optimisation afin d'amélioré la performance de forge dans les nouveaux puits a forée, le résume est comme suit : Le dilemme de l'amélioration de la vitesse d'avancement de forage et l'efficacité par l'utilisation de diverses techniques d'optimisation a été le centre de recherches et de débats durant plusieurs années.

Le but de ce document est d'illustrer une technique de couplage synergique de plusieurs paramètres d'optimisation, principalement l'hydraulique, le poids sur l'outil et la vitesse de rotation, afin de parvenir à un degré plus élevé de l'efficacité du forage. Le résultat, c'est une technique qui fournit à l'ingénieur impliqué dans la planification des puits, avec une procédure raisonnable pour l'analyse des opérations précédentes et de prévoir par la suite, avec une fiabilité raisonnable, ces paramètres et leurs grandeurs nécessaires pour optimiser les forages sur le puits qu'il planifie. Aussi, en employant une modification de cette technique pendant les opérations de forage, le superviseur sur place peut constamment appliquer certains paramètres afin de réaliser un forage optimal. Fondamentalement, cette technique consiste en certaines procédures généralement acceptées qui sont simplement couplées pour former un système synergique. Elles sont assez simples pour être employées dans le domaine et ne peuvent cependant pas être complètes et suffisamment détaillées pour fournir à l'ingénieur, des outils pour effectuer un programme de puits bien précis, basé sur des données fiables d'un puits voisin.

R. V. Barragan et O. L. A. Santos [8] ils sont travails sur l'optimisation de cout dans une phase de forage mais par prend on considération que la phase forée avec plusieurs outils tricônes pas seulement une comme les outres méthodes, et le résume présentée comme suivant : L'optimisation d'un seul bit

run pour atteindre le coût minimum par mètre, a été définie et publié assez largement tout au long de journaux, revues et autres périodiques spécialisés. Très peu a été dit et fait concernant les multiples runs qui composent le cas pour l'environ de 90% des puits forés à travers le monde. La raison est que le problème est beaucoup trop complexe pour être résolu avec un ensemble d'équations analytiques en raison de l'interdépendance de certains coefficients des modèles, les incertitudes associées aux paramètres concernés tels que le type de roche, la force et les propriétés mécaniques , et un bon contrôle sur l'historique des conditions opératoires et l'usure des outils.

Un programme de recherche a été commandé pour résoudre ce problème, il est fondé sur la recherche des conditions optimales en utilisant la simulation de Monte Carlo, qui a spécialement développé des algorithmes numériques. La sortie du programme donne les conditions d'exploitation pour chaque bit individuel géré de telle sorte que le coût global est réduit au minimum pour l'ensemble des phases forées dans le puits. La méthode ne dépend pas d'un modèle particulier et a été testé avec plusieurs modèles tels que Bourgoyne et Young, Warren et autres. Les résultats font apparaître un coût moyen par mètre économisant plus de 10% dans la plupart des cas et peut être aussi élevé que 30% en fonction de la longueur à forer et le nombre de bits nécessaires.

David A. Glowka [13] commencé sont travail on 1987 dans les temps ou un novelle type d'outils introduire ou domaine de forage c'est les outil PDC, les auteurs essai de faire l'optimisation avec cette type d'outil comme les outil tricônes, mais le problème c'était comment évaluer ou prédire l'usure des cutters puisque c'est une étape très essentiel dans l'optimisation, cette travail publie afin de ressouder ce problème : Une méthode développée pour prédire les forces appliquée sur la structure de coupe, la température et l'usure des outils PDC ainsi que les paramètres intégrés aux performances de l'outil tels que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation, le torque de forage et le déséquilibrage d'outil.

Un programme appelé PDCWEAR a été développé pour rendre cette méthode disponible comme outil pour le design des outils et des analyses générales. La méthode utilise un single-cutter data afin de fournir une mesure de forabilité de roche et emploie des considérations théoriques pour tenir compte de l'interaction entre les cutters rapprochés sur l'outil. Les données expérimentales sont présentées pour établir les effets de la taille de cutter et de la surface d'usure sur les forces qui se développent pendant la coupe de la roche. L'assistance de jet d'eau est indiquée pour réduire significativement les forces de coupe, et de ce fait potentiellement, prolonger la durée de vie de l'outil et la réduction du poids sur l'outil et ainsi que le torque en roche dure. Les effets de plusieurs autres designs et paramètres sur la vie de l'outil ainsi que la performance du forage sont également investiguées.

P. R. Rampersad et G. Hareland [10], ce document montre comment les informations obtenues lors du forage d'un puits pétrolier, sont utilisées pour optimiser les coûts de forage pour les puits à venir dans le même domaine par la création d'un Geological Drilling Log (GDL). Le GDL est créé en utilisant des modèles de forage spécifiques aux outils utilisés pour des intervalles différents pour générer un profil

des propriétés de formation de la section entière forée mètre par mètre. La simulation et l'optimisation sont utilisées sur le terrain avec le GDL pour sélectionner correctement les outils (Tricônes ou Natural Diamond) avec des conditions d'exploitation à moindre coût par mètre foré. Le concept d'une courbe d'apprentissage est utilisé en effectuant un certain nombre de simulations à l'aide du GDL, de sorte que les paramètres de forage optimaux sont obtenus.

L'approche de l'optimisation de forage utilisant un simulateur et un GDL dans cette étude ont montré une réduction significative du coût de forage. Les modèles de forage utilisés dans cette étude sont capables de simuler avec précision le forage d'un puits et la reproduction réaliste de la vitesse d'avancement (ROP).

Fred E. Dupriest et William L. Koederitz [15] publié on 2005 une méthode d'optimisation base sur l'utilisation de l'énergie spécifique, le résume de travail présenté dans le suivant : Le concept de l'énergie spécifique ES a été utilisé dans les laboratoires pour évaluer l'efficacité des outils de forage. L'analyse de ES a également été utilisé d'une manière très limitées pour enquêter inefficacité spécifique dans les opérations de terrain. Au début de 2004, l'opérateur a lancé un projet pilote afin de déterminer si le concept pourrait être utilisé plus largement par le personnel des opérations comme un outil en temps réel afin de maximiser le taux de pénétration.

Les résultats ont dépassé les attentes. La moyenne de ROP sur les 6 appareils choisies pour le projet pilote de trois mois a été augmenté de 133%. Le processus de surveillance de SE offre la possibilité de détecter des changements dans l'efficacité du système de forage, plus ou moins continue. Cela a amélioré les performances en 1 - permettant les paramètres de fonctionnement optimal pour être facilement identifiés, et 2 - fournir les données quantitatives nécessaires pour justifier le coût de modifications de conception à repousser les limites actuelles du système. L'analyse de SE a permis de redessiner dans une région : la sélection d'outil, la conception de BHA, couple de vissage, les paramètres de la directionnelle. L'utilisation de la surveillance du SE est un élément clé dans une famille de planification de puits et les processus des opérations. Ce sont actuellement mis en place dans les zones d'exploitation tout au long de l'organisation mondiale.

R. K. Bratli et G. Hareland [22], son travail présente l'introduction, l'application et la vérification d'une nouvelle approche de forage d'optimisation. Au cours des dernières décennies des modèles de la vitesse de pénétration (ROP) pour tous les types des outils ont été élaborées et vérifiés. L'unique logiciel utilisant ces modèles dans une nouvelle approche permet d'optimiser les coûts de forage sur chaque section du trou. La simulation de ROP, tous les mètres, donne la capacité de simuler les effets de toutes les conditions opératoires, le design d'outil, l'usure et les propriétés de la formation. Tous les modèles de la vitesse de pénétration peuvent être inversés afin d'identifier la rock strength, si le ROP, les conditions d'exploitation, la lithologie et l'usure d'outil est connue.

Cela signifie que si un puits a été foré, et les vitesses de pénétration sont inversées, on peut obtenir la rock strength par l'intégration sur chaque run d'outil jusqu'à l'usure réelle correspondant à l'usure calculée. Cette strength est ensuite utilisée comme entrée pour la simulation, et qu'il est démontré que le coût de forage pour une section de 12 ¼" peut être réduit de 45-50 % en modifiant le design de l'outil et les conditions de forage.

Cette approche a été vérifiée avec des données de la mer du nord où le strength généré dans le diamètre 12 ¼" a été utilisé comme entrée pour simuler le ROP le temps de forage. Ces simulations se comparent avec les mesures de ROP, réalisées dans les deux puits de forage forés par la suite dans le même domaine. Pour simuler le ROP, on a aussi utilisé les données de forage d'un puits dans un champ voisin, ce qui a également donné des comparaisons prometteuses.

D. Dashevskiy et V. Dubinsky [20], La surveillance en temps réel de BHA et le comportement dynamique de l'outil sont des facteurs critiques dans l'amélioration de l'efficacité du forage. Ceci permet au foreur d'éviter les vibrations de drillstring et maintenir des conditions de forage optimal grâce à des ajustements périodiques à divers paramètres de contrôle (comme la charge au crochet, RPM, le débit et les propriétés de la boue). Cependant, la sélection des paramètres de contrôle correct n'est pas une tâche facile. Quelques itérations dans la modification des paramètres peuvent être nécessaires avant que l'effet escompté soit atteint mais le résultat peut ne pas être optimal. Pour cette raison, le développement de méthodes efficaces pour prédire le comportement dynamique de la BHA, et des méthodes pour sélectionner les paramètres appropriés de contrôle sont importants pour l'optimisation du forage.

L'approche présentée dans ce document utilise la puissance des réseaux de neurones (NN) pour modéliser le comportement dynamique de la non-linéaire, multi - entrées/sorties système de forage. Un tel modèle, avec un contrôleur d'optimisation, fournit au foreur une recommandation quantifiée sur l'action corrective appropriée nécessaire pour amener le système à un état de forage optimal. Le développement du modèle utilise des données dynamiques de forage lors d'un essai pratique. Ce test a porté sur différents scénarios de forage dans différentes unités lithologiques. L'affinement du modèle de base utilise (à la fois surface et downhole) les données dynamiques enregistrées en temps réel lors du forage. La mesure de l'état dynamique de la BHA a été réalisée en utilisant les données provenant par le capteur de fond des vibrations. Cette information, qui représente l'effet de modifier les paramètres de contrôle de surface, a été enregistrée dans la mémoire de l'outil de fond. Les données de test ainsi que l'ensemble correspondant aux paramètres de contrôle d'entrée-sortie, ont été utilisées dans le développement et l'apprentissage du modèle.

Les résultats des tests sont prometteurs: Il y a une bonne concordance entre le comportement dynamique de la BHA prédite par le modèle NN et la réponse réelle mesurée. En outre, le test établi des critères pour sélectionner les paramètres d'entrée-sortie les plus importants pour la sélection des

ensembles des données représentatives de la construction et l'apprentissage du modèle. Cette analyse a démontré une approche prometteuse pour la simulation et la prédiction du comportement dynamique d'un système complexes de multi-paramètres de forage. Cette méthode pourrait devenir puissante aux analyses traditionnelles ou de modélisation numérique directe et son utilisation pourrait être étendue au-delà de la dynamique de forage pour le domaine du contrôle de forage et l'optimisation.

Chapitre I

Généralités sur les Outils de Forage

Généralités et Notions des Bases

I.1- Les outils conventionnels (Tricônes)

Introduction :

Le tricône (outil à 3 molettes) est le plus utilisé. Les éléments de coupe font partie de la molette, on a soit :

- Des dents usinées dans le cône.
- Ou des picots de carbure de tungstène en force dans des perçages à la surface du cône.

Les outils à picots ont permis d'améliorer les performances de forage dans les formations dures, là où les outils à dents ne pouvaient forer que quelques mètres avec une vitesse d'avancement faible. Les picots de carbure et les paliers de friction ont permis d'appliquer des poids de plus en plus importants sur l'outil et d'augmenter la durée de vie des outils dans les formations (la durée de vie de ces outils est pratiquement trois fois plus longue que celle des outils à dents et à roulements à rouleaux).

La figure 1 montre les différents éléments constituant un tricône.

La taille ou l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépendent du type de formation à forer. Toute augmentation des capacités d'une partie de l'outil se fait au détriment des autres parties (leurs dimensions et leur résistance seront réduites).

- Les outils pour formations tendres, qui nécessitent peu de poids, ont des roulements plus petits, des cônes moins épais et des jambes de plus faibles sections que les outils pour formations dures. Ceci laisse plus de place pour des éléments de coupe longs et minces.
- Les outils pour formations dures, qui travaillent avec des poids plus importants, ont des éléments de coupe plus trapus et plus courts, des roulements plus gros et des corps plus solides.

Les fabricants ont développé différents types d'outils, chacun est adapté à un type particulier de formation.

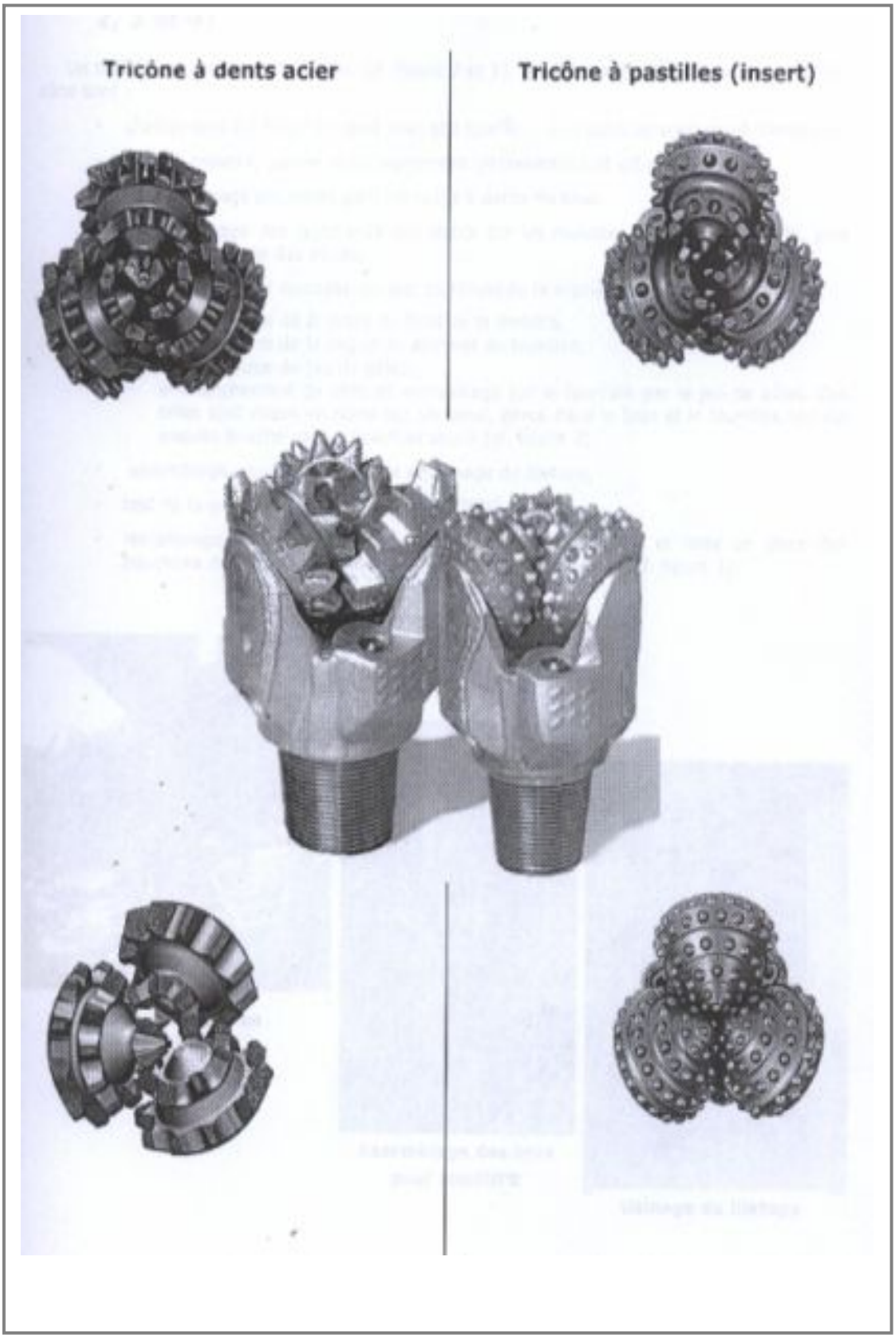


Fig. 1 : Outils de forage à molettes. [1], [2]

I.1.1- Principe général :

Plus le terrain à forer est tendre et plus la divergence des axes des molettes (Offset) est importante (figure 2), mais la forme de la denture et l'espacement des dents dans chaque rangée joue également un rôle important. Plus les dents sont hautes et espacées et plus il est facile de dégager les éléments de roche détruits par l'action des dents. En outre, le grand espacement des dents diminue le nombre d'arêtes en contact avec le fond du trou et par conséquent, augmente la pénétration dans la roche.

Dans ces terrains, la divergence des axes aide à déchirer la roche et à rejeter les déblais hors de la denture.

Pour un terrain dur et compact on n'a pas intérêt à obtenir pour chaque dent une pénétration importante, qui pourrait provoquer, du fait de la grande résistance de la roche, des ruptures des dents. On prévoit donc dans ce cas des molettes munies d'un grand nombre de dents, petites et peu espacées.

Dans certains terrains extrêmement durs, il est impossible d'y faire pénétrer les dents d'un outil. Pour forer ces terrains, on a supprimé les dents pour les remplacer par des pastilles de carbure de tungstène emmanchées à la presse dans des alvéoles cylindriques ménagées dans les molettes.

Ce type d'outil travaille par percussion et surtout écrasement, ce qui fracture la roche avant qu'il y ait une pénétration importante. On notera également que le trou est calibré par le talon des molettes. Plus la formation est abrasive, plus la surface du talon doit être importante, et dans certains cas, les outils à dents sont renforcés sur le talon par des pastilles de carbure de tungstène.

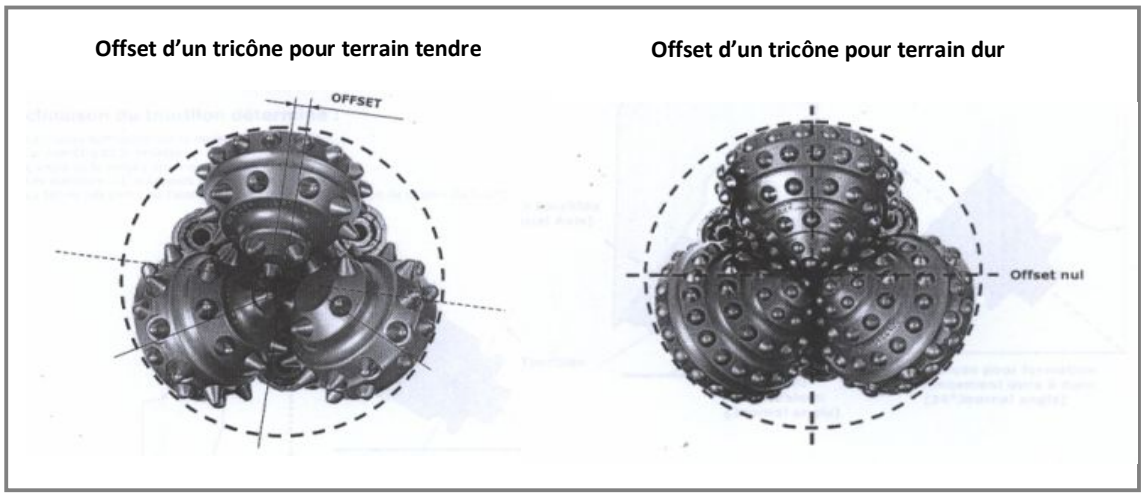


Fig. 2 : Représentation de l'Offset. [1], [2]

I.1.1.1- Mode de destruction de la roche :

L'efficacité d'un outil à molette dépend de sa capacité à broyer la roche et à évacuer les morceaux de roches forée (cuttings). Ces outils travaillent par :

- compression produisant la pénétration de la dent ou du picot dans la formation et l'éclatement de la roche. Plus le terrain est tendre, plus la dent devra être longue pour produire le meilleur avancement ; l'outil produit une série de petits cratères résultant de la pression exercée par chaque dent sur le front de taille. La contrainte de compression appliquée sur la formation induit une fracture (figure 3).
- Arrachage du copeau de terrain par ripage de la molette sur elle-même.

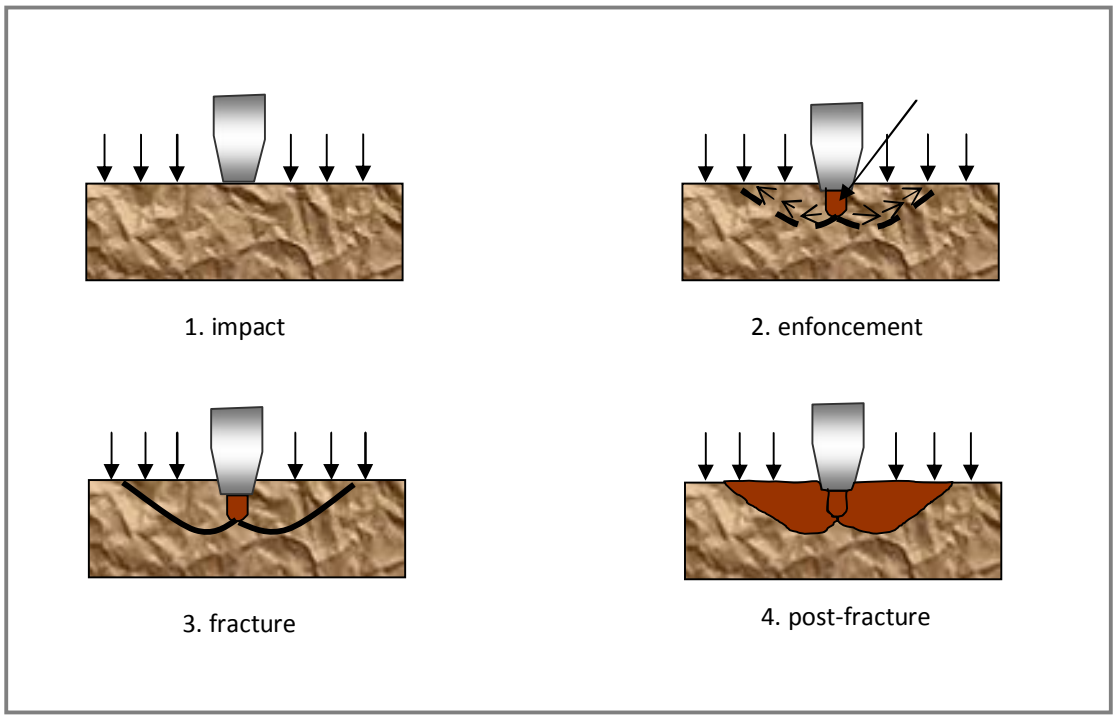


Fig. 3 : Fracturation de la roche. [1], [2]

Ces deux effets sont complémentaires. Ils sont privilégiés l'un par rapport à l'autre suivant la dureté de la roche à broyer. Pour un terrain tendre, l'effet de ripage sera prépondérant. Ces deux effets sont gouvernés par la géométrie des cônes. Pour privilégier l'effet de ripage, la rotation du cône doit s'éloigner de façon significative d'une rotation vraie.

I.1.2- Classification des outils à molettes :

La grande variété de fabrication des outils à molettes a rendu nécessaire l'établissement d'une normalisation. Cette classification regroupe entre eux l'ensemble des constructeurs et normalise les caractéristiques de chaque outil à molettes.

La première classification a été réalisée en 1972 par l'IADC (International Association of Drilling Contractors) (voir Formulaire du Foreur). L'adjonction d'une lettre à l'ancien IADC apporte un complément d'information sur les caractéristiques de l'outil.

- **Premier chiffre :**

Il renseigne sur la nature des éléments de taille (dents en acier ou picots de carbure), sur la dureté, l'abrasivité et la résistance à la compression des terrains que l'on peut forer avec l'outil.

Les chiffres 1, 2, 3 caractérisent les outils à dents en acier et correspondent à des duretés des terrains croissants.

Les chiffres 4, 5, 6, 7, 8 caractérisent les outils à picots en carbure de tungstène.

- **Deuxième chiffre :**

Les chiffres 1, 2, 3 ,4 définissent une sous- classification de la dureté des formations dans chacune des 8 classes déterminées par le premier chiffre (1 indique une formation tendre tandis que 4 indique une formation dure).

- **Troisième chiffre :**

Les chiffres 1 à 7 définissent le type de roulement utilisé et précisent la présence ou l'absence de protections par pastilles en carbure de tungstène sur les bords d'attaque des molettes :

1 : Roulements à rouleaux non étanches et sans pastilles de protection.

2 : Roulements à rouleaux non étanches et sans pastilles de protection pour le forage à l'air.

3 : Roulements à rouleaux non étanches avec pastilles de protection des molettes.

4 : Roulements à rouleaux étanches sans pastilles de protection des molettes.

5 : Roulements à rouleaux étanches et avec pastilles de protection des molettes.

6 : Paliers lisses étanches et sans pastilles de protection des molettes.

7 : Paliers lisses étanches avec pastilles de protection des molettes.

- **Lettre additionnelle :**

A : Outils à paliers de friction adaptés pour le forage à l'air.

C : à jet avec duse centrale.

D : Outils spéciaux pour forage en déviation.

E : Outils à jet avec duses rallongées (extended nozzles).

G : Outils à protections renforcées.

J : Outils à duse avec protections renforcées.

R : Pour une utilisation en percussion.

S : Outils à dents acier standard.

X : Outils à picots en forme de biseau.

Y : Outils à picots coniques.

Z : Outils à picots de forme autre qu'en biseau ou conique.

Le code IADC de chaque outil est indiqué par le fabriquant. Il doit être considéré comme un moyen de comparaison entre fabricants. Chaque outil peut forer d'autres formations que celles dans lesquelles il est classé, il faut se référer aux données du fabriquant pour plus d'informations.

I.1.3- L'influence de paramètre mécanique sur le ROP :

I.1.3.1- L'effet de WOB sur le ROP :

La figure 4 montre, pour un débit (Q) et de RPM donnée, la variation de la vitesse d'avancement en fonction du poids appliqué sur l'outil et de la dureté de la formation.

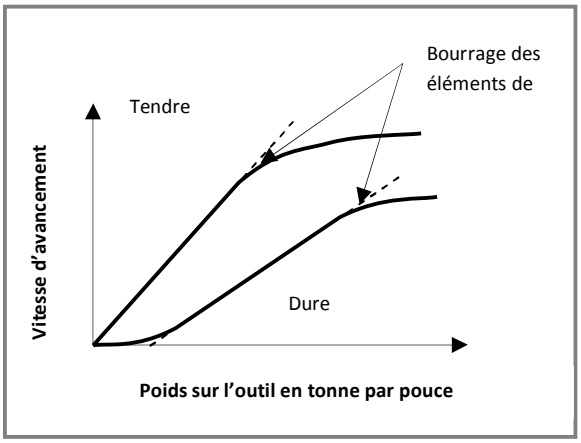


Fig. 4 : L'effet du poids appliqué sur le ROP. [1], [2]

On constate sur la figure 4 que :

- Dans une certaine gamme de WOB, l'augmentation de le ROP est proportionnelle à l'augmentation de WOB. A partir d'une certaine valeur du WOB, l'augmentation de le ROP diminue rapidement et devient quasiment nulle.

  La raison de cette très faible variation du ROP est lorsque le WOB devient important et ceci peut être due au fait que :

  - Le débit n'est pas suffisant pour évacuer tous les déblais du front de taille, les déblais non éliminés sont rebroyés diminuant l'efficacité des éléments de coupe. Si la quantité de déblais produite est supérieure à la quantité évacuée, il se produit un bourrage de l'outil.
  - Les éléments de coupe pénètrent complètement dans la formation (roche plus lit de déblais) : il se produit un bourrage des éléments de coupe (ce n'est pas pour cela que l'outil est bourré).

- Suivant la dureté de la formation, l'allure de la courbe varie lorsque le WOB appliqué est faible :

  - Dans un terrain tendre, l'outil avance dès que l'on applique du WOB (si la formation est suffisamment tendre et/ou peu, on applique du WOB sur l'outil).
  - Dans un terrain dur, il faut appliquer un certain WOB pour que l'outil avance.

- L'augmentation du WOB a plus d'effet sur les formations tendres que sur les formations dures (pente de variation de la vitesse d'avancement plus élevée pour les formations tendres que pour les formations dures).

Le poids que l'on applique sur l'outil est fonction de la garniture de forage utilisée et du profil du puits (dans les puits faiblement déviés, le WOB est obtenu en mettant les masse-tiges en compression et dans les puits horizontaux, le WOB est obtenu en mettant les tiges en traction).

Le poids appliqué sur l'outil a une influence sur la trajectoire du puits, il modifie la position des points de contact entre la garniture et la paroi du trou. Il sera généralement nécessaire de contrôler ce poids pour réaliser la trajectoire désirée.

I.1.3.2- L'effet de RPM sur le ROP :

La figure 5 montre, que pour un débit et un WOB donnés, la variation du ROP en fonction du RPM.

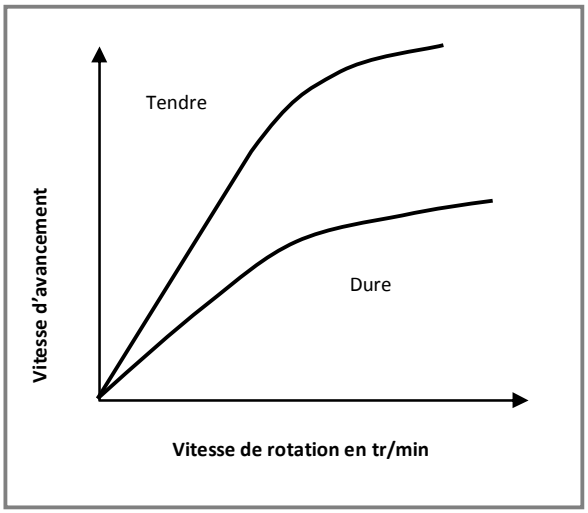


Fig. 5 : L'effet de la vitesse de rotation sur le ROP. [1], [2]

On constate sur cette figure que :

- Dans une certaine gamme du RPM, l'augmentation du ROP est proportionnelle à l'augmentation de la RPM. A partir d'une certaine valeur du RPM, l'augmentation du ROP diminue fortement et devient quasiment nulle. La raison de cette faible augmentation du ROP lorsque la RPM devient relativement importante est due au fait que le temps entre les impacts des éléments de coupe sur la roche et de plus en plus court. Ce temps devient insuffisant pour permettre aux éléments de coupe de pénétrer suffisamment dans la formation, de la fissurer (ce dernier point est supporté par le fait que l'augmentation de la RPM produit une diminution du couple à l'outil) afin d'évacuer les déblais et nettoyer efficacement le front de taille.
- Contrairement au WOB, il n'existe pas de seuil de vitesse pour les formations dures, l'outil avance dès qu'il commence à tourner.
- L'augmentation de la RPM a beaucoup plus d'effet sur les formations tendres que sur les formations dures (pente de variation de la ROP plus élevée pour les formations tendres que pour les formations dures).

Le RPM joue sur la durée de vie de l'outil (usure des roulements) et sur la trajectoire de puits.

Les paramètres WOB et RPM à appliquer sur un outil varient suivant le type de l'outil. Les fabricants indiquent pour chaque type la plage de WOB et RPM applicables (il est recommandé de rester à l'intérieur de ces plages pour ne pas dépasser les capacités des roulements et des structures de coupe).

I.1.4- L'influence de paramètre hydraulique sur le ROP :

I.1.4.1- Effet du nettoyage du front de taille sur le ROP :

La vitesse de boue à la sortie de l'outil doit être suffisante pour évacuer rapidement les déblais du front de taille et pour nettoyer les éléments de coupe de l'outil (l'évacuation des déblais se fait pas rapidement sur le front de taille, il se forme un lit de déblais réduisant les performances de l'outil et risquant de bourrer les éléments de coupe.

Dans le cas où la vitesse de rotation est trop élevée, il y a risque d'érosion de l'outil entraînant la perte des éléments de coupe et réduisant sa durée de vie.

Suivant le passage de la boue à l'outil, on distingue deux types d'outil :

- **L'outil conventionnel :** l'outil à molettes classique appelé conventionnel comporte un passage de fluide dans l'axe de l'outil. Le jet de boue est dirigé sur les molettes.

  Avec ce système, la vitesse de la boue à la sortie de l'outil ne peut pas être très élevée car elle produirait une érosion des cônes. Elle est de l'ordre de 30 à 50 m/s, ce qui est insuffisant pour nettoyer efficacement le front de taille et les performances de l'outil sont faibles.

  Ce système utilisé sur les premiers tricônes est pratiquement totalement abandonné. Il n'est plus guère utilisé que sur les outils de grand diamètre et sur les outils bon marché destinés aux formations tendres et peu profondes.

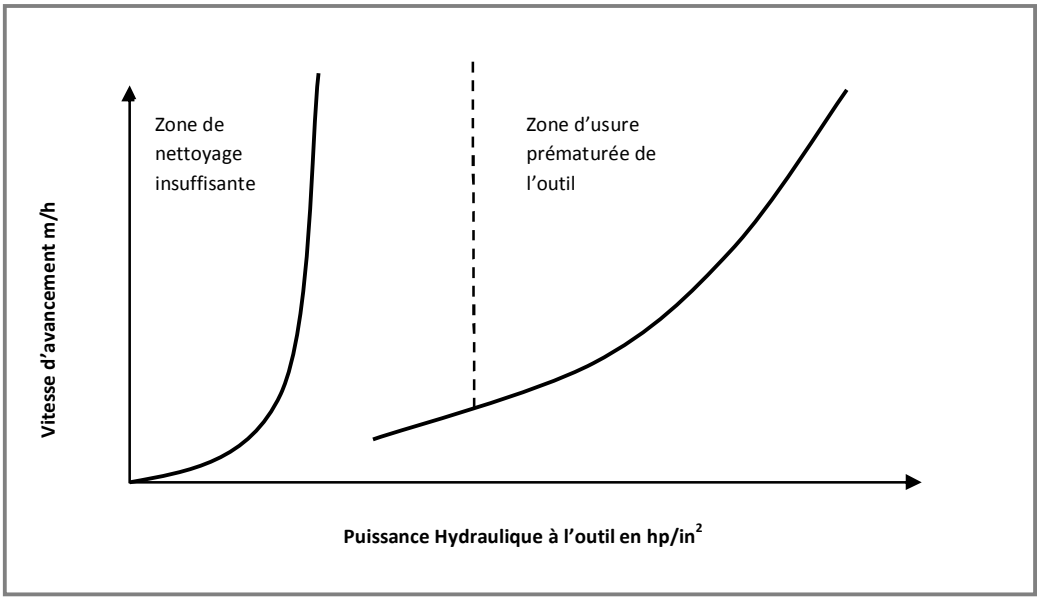


Fig. 6 : Effet du nettoyage du front de taille sur le ROP. [1], [2]

- **L'outil à duses (jet bit) :** les évents de l'outil conventionnel ont été remplacés, un entre chaque molette. Le jet de boue est dirigé directement sur le front de trou. Lorsque la vitesse du jet de boue est suffisante, les déblais sont évacués efficacement du front de taille (les déblais de

forage obtenus avec les outils à duses sont de dimensions plus grandes que ceux obtenus avec les outils conventionnel). L'utilisation de duses interchangeables a permis d'augmenter les performances des outils à molettes.

Dans les formations tendres, l'impact de la boue sur le front de taille participe pour une grande part à la destruction de la roche (forage par jetting).

Les duses sont faites en carbure de tungstène pour réduire l'érosion. Leur mode de fixation varie suivant les fabricants (le clip est le système le plus couramment utilisé). Le diamètre est exprimé en $32^{éme}$ de pouce.

Une vitesse à la sortie des duses comprise entre 80 à 150 m/s permet de nettoyer correctement le front de taille. Une vitesse supérieure à 150 m/s risque de produire une érosion de l'outil. Le diamètre des duses sera choisi en fonction du débit de circulation utilisé pour nettoyer le trou et de la vitesse que l'on veut avoir à la sortie de l'outil.

On constate que plus la duse est proche du front de taille, plus le nettoyage est efficace. Les fabricants proposent des outils avec des duses rallongées (extended nozzles). Avec des duses inclinées, avec une quatrième duse au centre de l'outil. Toutes ces adaptations ont pour but d'améliorer le nettoyage du front de trou, d'éviter le bourrage de l'outil et donc d'accroître le ROP (jusqu'à 30 % d'augmentation de le ROP dans certaines formations). Le gain en performance obtenu avec ces différentes adaptations peut ne pas être rentable dans certains types de formations à cause du coût supplémentaire de l'outil.

I.1.4.2- Effet des caractéristiques de la boue sur le ROP :

1. Densité :

La figure 7 montre l'effet de la différentielle (différence entre la pression exercée par le fluide de forage dans le puits à un niveau donné et la pression de pore dans la formation au même niveau) sur le ROP.

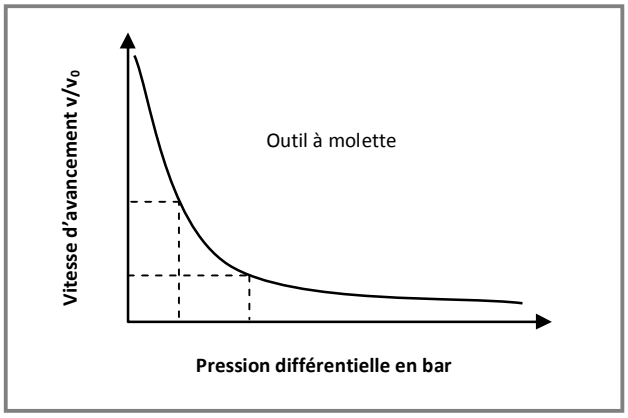


Fig. 7 : Effet des caractéristiques de la boue sur le ROP. [1], [2]

Avec une pression différentielle nulle (ou négative dans le cas du forage à l'air), la pression de formation facilite l'expulsion des déblais du font de taille et le nettoyage. Avec une pression différentielle positive, la pression exercée par le fluide de forage tend à plaquer les déblais sur le front de taille et rend le nettoyage moins efficace.

Les meilleurs résultats sont obtenus en forant avec une boue de densité la plus faible possible.

2. Filtration :

Dans le cas d'une formation poreuse et perméable, les éléments solides de la boue se déposent sur la paroi du puits et forment le cake tandis que le filtrat (phase liquide de la boue) pénètre dans la formation. La filtration s'arrête lorsque le cake est étanche.

Sur le front de taille, la progression de l'outil ne permet pas la formation de cake.

Dans une formation perméable, la filtration tend à équilibrer la pression entre le puits et la formation sous le front de taille. La filtration facilite donc le décollement des déblais et leur évacuation.

Dans les formations non perméables, l'augmentation du filtrat jusqu'à une valeur API d'environ 10cm^3/30mn produit une augmentation de la ROP. Au delà de cette valeur, la ROP ne varie plus.

Dans le cas de formations réactives (argiles, gonflantes, etc.), l'effet de la filtration peut devenir rapidement un inconvénient entraînant le bourrage de l'outil.

3. Viscosité :

La figure 8 montre l'effet de la viscosité sur la ROP

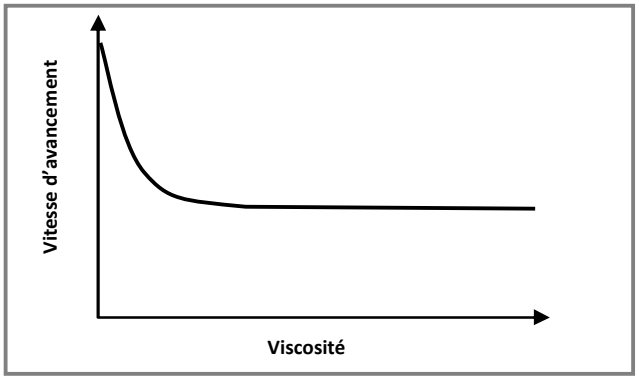


Fig. 8 : Effet de la viscosité sur la ROP. [1], [2]

La viscosité agit sur la mobilité des déblais. Avec une viscosité élevée, les déblais ont tendance à rester collés sur l'outil, les meilleures ROP seront obtenues avec un fluide ayant la plus faible viscosité à la sortie des duses de l'outil.

4. Teneur en solide :

La densité et la viscosité du fluide de forage sont fonction de la teneur en solide. Une teneur en solide élevée va réduire les performances de l'outil (figure 9).

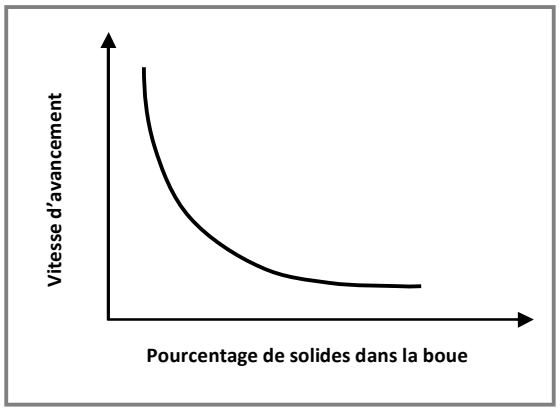


Fig. 9 : Vitesse d'avancement en fonction de la teneur en solides. [1], [2]

5. Nature de la boue :

A l'exception des formations facilement réactives à la boue à base d'eau et devenant collantes (argiles gonflantes), la boue à l'huile a un effet plutôt négatif sur les performances des outils à molettes à cause de son action lubrifiante qui retarde la pénétration des dents dans la roche. Dans les formations réactives, l'huile mouille les déblais, les réactions entre le fluide et les déblais sont limités, le nettoyage des éléments de coupe et de la taille se trouvent améliorés [1, 2].

D'une façon générale, la boue à l'huile réduit la filtration et limite l'avancement en milieu perméable.

I.1.5- L'usure des outils :

La détermination de l'usure des outils est une opération difficile, elle peut varier d'une personne à l'autre. Cependant, une détermination précise et objective est très importante car elle servira à :

- Sélectionner l'outil le mieux adapté au type de formation à forer.
- Optimiser les conditions de forage (paramètres de forage, garniture, reprise du fond, temps de rotation, etc.).
- Obtenir le prix de revient du mètre foré le plus faible.
- Améliorer la conception des outils.

La détermination de l'usure se fait en considérant :

- Les structures de coupe.

- Les roulements.
- Le diamètre de l'outil.

Elle sera grandement facilitée en comparant l'outil à évaluer avec un outil neuf. L'ancienne façon de rendre compte de l'usure de l'outil ne considérait que l'usure globale des éléments de coupe, l'état des roulements et le diamètre de l'outil. La façon actuellement utilisée introduite en 1987 est plus complète. Elle s'applique aussi bien aux outils à molettes (dents et picots) qu'aux outils diamants (naturels, PDC, TSP). Huit colonnes d'information sont utilisées pour rapporter l'usure de l'outil. Les 4 premières colonnes concernent les structures de coupe (tableau 1).

Structure de coupe				B	G	Remarques	
Rangées intérieures	Rangées extérieures	Caractéristique de l'usure	localisation	Roulements /étanchéités	Calibrage en 1/16 in	Autres caractéristiques	Raison de la remontée
Chiffre de 0 à 8	Chiffre de 0 à 8	Voir tab.2	Voir tab.3	Chiffre ou lettre	Lettre ou chiffre	Voir tab.4	Voir tab.5

Tableau 1 : Description de l'usure de l'outil. [1], [2]

- **La première colonne :** indique par un chiffre de 0 à 8 l'usure des éléments de coupe des rangées intérieures (soit les 2/3 intérieures des éléments de coupe).

Pour les outils à dents en acier, 0 indique qu'il n'y a pas de perte de hauteur des dents et 8 indique qu'il y a une perte totale de hauteur (figure 10).

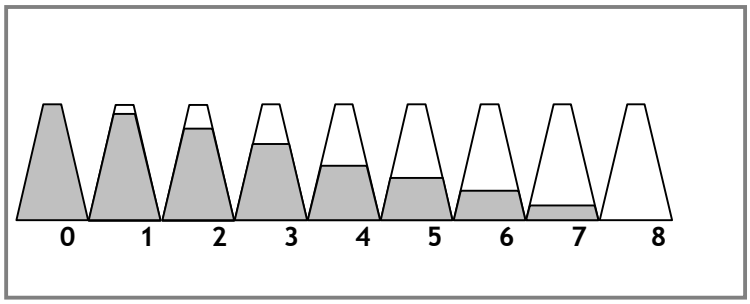


Fig. 10 : Codification de l'usure des dentes. [1], [2]

Pour les outils à picots, la perte, la rupture et l'usure des picots sont prises en compte. 0 indique qu'il n'y a pas de perte des éléments de coupe et 8 indique une perte totale. Pour les outils diamant, le chiffre indique la perte de hauteur du taillant (0 = le taillant n'a pas perdu de hauteur, 8 = perte totale de la hauteur disponible de taille). Les éléments de coupe ne s'usent

pas nécessairement de façon uniforme, l'usure devra être la moyenne des valeurs mesurées sur plusieurs éléments.

- **La deuxième colonne** (rangées extérieures) : indiquée, également par un chiffre de 0 à 8, c'est l'usure des éléments de coupe de rangées extérieures (soit les 1/3 extérieures des éléments de coupe).
- **La troisième colonne** (caractéristique de l'usure) utilise un code à 2 lettres pour indiquer la caractéristique principale de l'usure des structures de coupe (tableau 2).

Code	Explication
BC	Rupture de cône
BT	Rupture de dents/élément de coupe
BU	Outil bloqué (bourrage)
CC*	cône fissuré
CD*	cône bloqué
CI	Interférence entre cônes
CR	Outil torée
CT	Dents/éléments des coupes écaillées
ER	Erosion
FC	Dents aplaties
HC	Echauffement
JD	Endommagement par de la ferraille
LC*	Perte de cône
LN	Perte de Duse
LT	Perte de dents/éléments de coupe
OC	Usure excentrique
PB	Outil pincé
PN	Duse bouchée
RG	Usure périphérique
RO	Joint d'étanchéité endommagé
SD	Endommagement du bras
SS	Usure avec auto - affûtage
TR	Usure entre les dents
WO	Outil sifflé
WT	Dents usées (SS/FC)
NO	Sans usure

Tableau 2 : Caractéristiques de l'usure des structures de coupe. [1], [2]

- **Le quatrième chiffre** (localisation) : utilise une lettre ou un chiffre (tableau 3) pour indiquer l'emplacement de l'usure reportée dans la 3eme colonne.

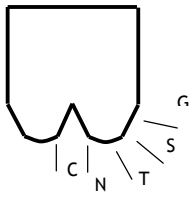
Outils à éléments de coup fixes	outils tricônes
C : cône N : face T : flanc S : épaulement G : diamètre A : tout la surface /rangées M : ragées intermédiaires 	N : rangées du nez cône n° 1 M : rangée intermédiaire 2 H : rangées arrières 3 A : toutes les rangées

Tableau 3 : Localisation de l'usure des structures de coupe. [1], [2]

- **La cinquième colonne** (roulements, étanchéité) : utilise une lettre ou un chiffre (suivant le type de roulement) pour indiquer l'état des roulements.

  Pour les roulements non étanches, une échelle de 0 à 8 permet de reporter le pourcentage de durée de vie utilisée : 0 indique que le % de durée de vie utilisée est 0 (roulements neufs), 8 indique que le % de durée de vie utilisée est 100 (cône bloqué ou perdu). Cette estimation est difficile car elle est subjective.

  Pour les roulements étanches, une lettre est utilisée pour indiquer l'état de l'étanchéité :

  E : indique que l'étanchéité est en état.
  F : indique que l'étanchéité est hors d'état.
  N : est utilisé quand il n'est pas possible de déterminer l'état de l'étanchéité.
  X : est utilisé pour les outils sans roulements (diamant, PDC, etc.).

- **La sixième colonne** (calibrage en 1/16 de pouce) : indique la perte de diamètre :

  I : indique qu'il n'y a pas de perte de diamètre.

Si l'outil a perdu en diamètre, la valeur est indiquée en 1/16 de pouce. Il y a deux façons de déterminer cette perte de diamètre : La règle des 2/3. La perte de diamètre est obtenue en multipliant par 2/3 la distance mesurée entre le calibre et le 3eme cône, le calibre étant en contact avec les points les plus extérieures des deux cônes.

- L'autre façon (moins précise) consiste à mesurer la distance entre le bord d'un cône tout en maintenant le calibre à égale distance entre les 3 cônes et à multiplier la valeur obtenue par 2.

Pour les outils tricônes, il est préférable d'utiliser la règle des 2/3. La détermination précise de la perte de diamètre est importante : elle permet de savoir s'il sera nécessaire de reforer avec l'outil suivant pour atteindre le fond. Ce facteur doit être pris en compte pour la sélection de l'outil à descendre.

- **La septième colonne** (autres caractéristiques) : est utilisée pour reporter toutes usures supplémentaires, en complément de celle reportée dans la colonne 3. cette colonne ne se limite pas uniquement aux structures de coupe. Elle utilise les mêmes codes due la colonne 3.

- **La huitième colonne** (raison de la remontée) : indique-la cause da la remontée de l'outil. Le tableau 4 donne les différents codes possibles.

code	Explication
BHA	Changement BHA
DMF	Panne moteur de fond
DSF	Problème de garniture
DST	Drill stem test
DTF	Problème outil de fond
LOG	Diagraphies électriques
RIG	Réparation appareil de forage
CM	Reconditionnement de la boue
CP	Début de carottage
DP	Forage d'un bouchon
FM	Changement de formation
HP	Problème de forage
HR	Nombre d'heures
PP	Pression à la pompe
PR	Vitesse d'avancement
TD	Profondeur finale /pose d'un tubage
TQ	Couple
TW	Dévissage garniture
WC	Problème météorologique
WO	Sifflage garniture

Tableau 4 : Code utilisé sur la cause de la remontée de l'outil. [1], [2]

L'IADC fournit deux petits guides avec des photos des caractéristiques d'usure et des exemples de détermination.

I.2- Les outils PDC

Introduction :

PDC : Polycrystalline Diamond Compact

Les outils à pastilles de diamant polycristallin existent soit avec corps acier, soit avec une matrice. Les corps en acier sont usinés puis recouverts de carbure de tungstène pour limiter l'érosion. Les corps en matrice sont fabriqués à partir du même matériau au carbure de tungstène que les outils aux diamants naturels.

C'est General Electric qui a mis au point la synthétisation de ces pastilles diamantées (stratapax) constitués d'un dépôt de quelques dixièmes de millimètres de diamant synthétique sur un disque en carbure de tungstène. Ces pastilles sont ensuite disposées à la surface de l'outil de façon à fournir à chaque élément de coupe l'action de cisaillement maximale. L'inconvénient majeur des PDC est de ne pas supporter des températures au-delà de 800°C. Ceci interdit de les enchâsser dans une matrice carbure comme des diamants naturels. Il faut donc les fixer sur la matrice par brasure dans des logements prévus au moulage. Dans le cas des corps aciers, les pastilles PDC sont également brasées sur des plots cylindriques qui seront ensuite sertis dans des perçages (figure 11).

Le développement de ces produits élargi sans cesse les applications des outils PDC, la fourchette de dureté des formations adaptées se situe entre mi-dur à tendre. Les limitations qui peuvent apparaître sont la résistance au terrain abrasif et l'efficacité hydraulique pour le nettoyage des pastilles PDC.

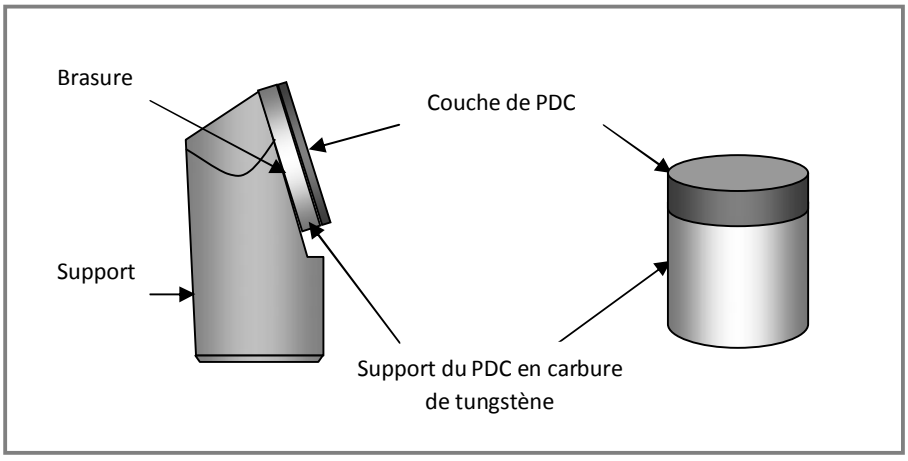


Fig. 11 : Structure d'un PDC. [1], [2]

I.2.1- Conception des outils PDC :

La conception d'un outil de forage PDC est la plupart du temps un problème de compromis. Plusieurs facteurs, qui peuvent être en conflit, sont considérés et constituent une structure de contraintes

fondamentales. Les caractéristiques qui se montrent extrêmement efficaces sur un modèle peuvent être néfastes pour une autre caractéristique.

Un outil PDC est comparable à un appareil mécanique conçu pour transmettre de l'énergie dans le but de forer la roche. En dépit de sa petite dimension, il doit être conçu pour transférer plus d'énergie que celle produite dans un moteur de voiture de course de haute performance. Cette section résume les questions par un ingénieur pendant la conception d'un outil PDC et explique la pertinence de chaque item.

La réparation et la densité des taillants (cutters) seront différentes suivant les profils. Ces différents profils seront adaptés à des conditions spécifiques (type de formation à forer, type de forage …).

I.2.1.1- Profil :

Une grande variété de profils d'outils existe. Ces profils peuvent être regroupés en trois principaux groupes :

- Profil à simple cône (single cône) : plat, hémisphérique et forme à étage.
- Profil à cône peu profond (shallow cône) : plat, à flanc court, à flanc moyen et à flanc long.
- Profil à double cône (double cône) : flanc court à médium et flanc long.

Pour chacun de ces groupes, les variations de profil permettent d'associer le volume du taillant en rapport avec la dureté de la formation et la conception hydraulique pour l'évacuation des déblais.

- La stabilité de l'outil.
- Cône.
- Le nombre des taillants.
- La durabilité de l'outil.
- La vitesse d'avancement.
- Le nettoyage et le refroidissement de l'outil.

Le profil de l'outil consiste en :

- Apex (centre géométrique de l'outil).
- Cône.
- Nez.
- Le flanc (shoulder ou taper).
- L'épaulement (ODR).
- Le diamètre (gauge).

I.2.1.2- Les dents (cutters) :

Le nombre de couteaux sur un outil PDC est un déterminant fondamental de performance de l'outil. Idéalement le concepteur recherche un produit qui :

- Peut forer une gamme des formations qui incluent formations dures et abrasives.
- Peut fournir une vitesse d'avancement régulière et élevée.
- A une longue durée de vie.
- Peut être fabriqué à faible coût.

Plus la dureté de la roche augmente, plus le nombre de taillants augmente.

Malheureusement, il y a performance et compromis de coût dans la décision du nombre de cutters. Augmenter la densité des taillants permet à un outil de forer plus efficacement, de traverser des formations plus abrasives et généralement signifie une plus longe durée de vie. En effet, une durée de vie est prolongée car son temps de travail et son degré d'usure diminuent. L'énergie dissipée par la coupe est calorifique, si le nombre de taillants est optimisé, l'énergie unitaire par taillant est réduite et la température critique (750°) de déstabilisation du PDC ne sera pas atteinte. Cependant, un plus grand nombre de dents rend l'outil plus cher (particulièrement depuis que les composants PDC constituent une grande partie du coût total) et, en général, la vitesse de pénétration diminue.

I.2.1.3- Le corps de l'outil (bit body) :

Le corps de l'outil (bit body) fournit les fonctions suivantes pendant la durée de vie de l'outil :

- Servir de support pour les dents et les duses et la fixation de ceux-ci.
- Accepter les contraintes mécaniques sous les conditions d'opérations de fond.
- Diriger et contrôler le courant de boue pour le nettoyage et le refroidissement des dents.
- Permettre la connexion à la garniture de forage.

Deux types de corps existent : le corps en acier et le corps à matrice (corps fritté). Chacune à ses caractéristiques et avantages propres, ainsi que ses limites qui doivent être conçues avant la sélection pour une application spécifique.

1. Corps en acier : (fig.12).

Le corps en acier supporte d'avantages les contraintes de forage (poids, torque) que le corps à matrice. Il est généralement utilisé quand le concepteur veut maximiser les faces d'attaque pour favoriser la vitesse de pénétration. Cependant, les hauteurs peuvent être limitées par les contraintes mécaniques du corps. Des calculs sont réalisés pour maximiser les contraintes sur la lame pour une hauteur donnée et des programmes de test de fatigue vérifient les contraintes adéquates.

L'utilisation de l'acier représente également un avantage pour les outils de grands diamètres en évitant les problèmes complexes de fabrication des corps à matrice. L'inconvénient majeur du corps en acier est qu'il est moins résistant à l'érosion que l'outil matrice et par conséquent plus susceptible d'être endommagé par les fluides de forage abrasifs. Pour combattre ceci, la technique de renforcement (hard facing) peut être appliquée aux sections les plus exposées de l'outil.

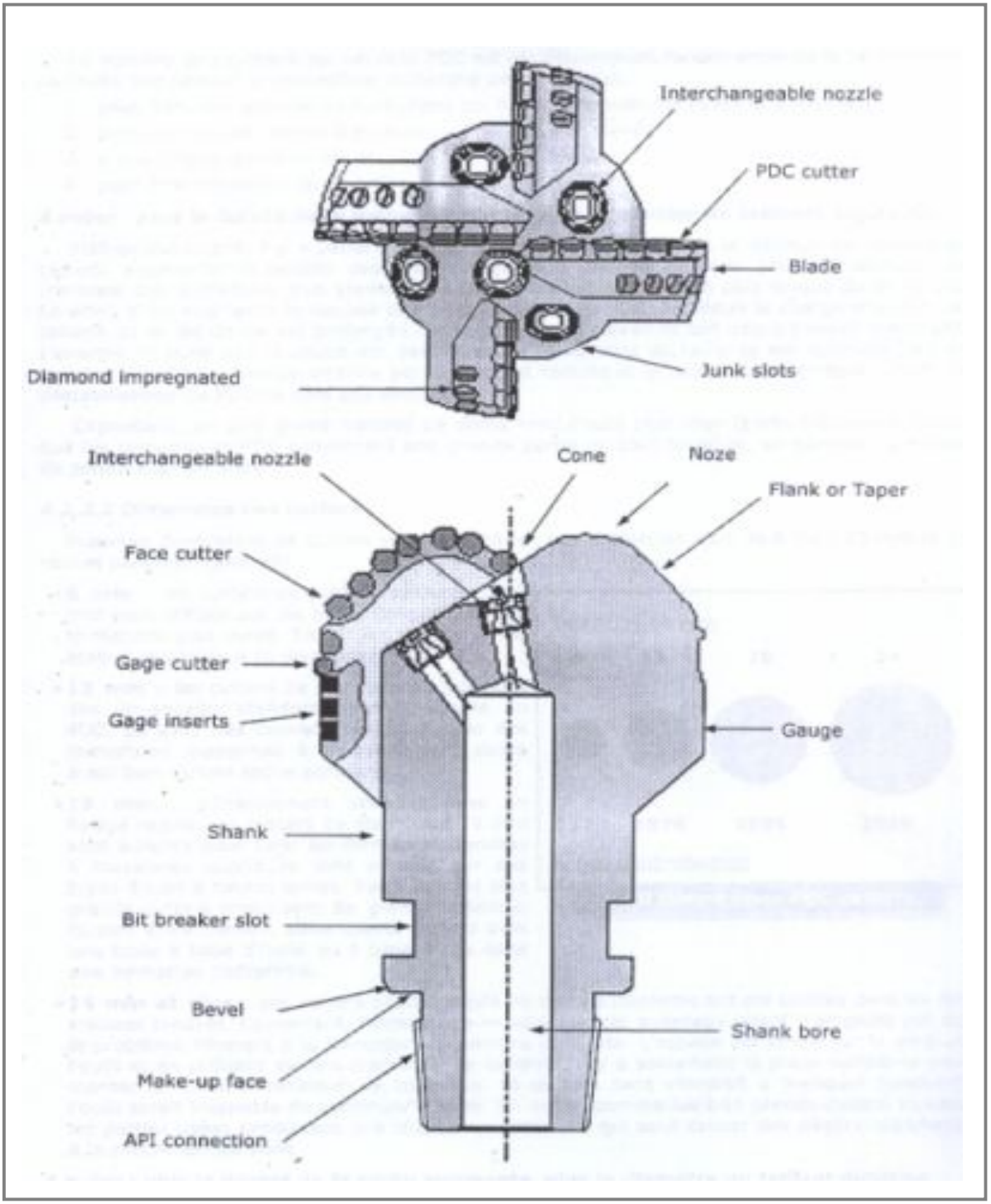


Fig. 12: Corps en acier. [1], [2]

2. Corps à matrice : (fig.13)

Les corps à matrice sont fabriqués par les procédés de moulage, dans lequel un composé de poudres de carbure de tungstène est coulé avec un liant autour d'une partie en acier (blank steel). Le liant enrobe et fixe les particules de carbure. De plus le processus facilite une adhésion métallurgique entre les croix de la matrice et l'intérieur du blank steel. Une matrice à poudre de carbure de tungstène fournit des propriétés de surface excellentes avec une capacité exceptionnelle à résister à l'érosion par les fluides. Le phénomène d'érosion est causé par la perte de l'alliage servant de liant qui est tendre ce qui alors défait les grains de poudre de carbure de tungstène de la matrice. Les outils à matrice sont préférés dans les applications où la boue de forage est hautement chargée en solides, où encore lorsqu'une grande puissance hydraulique à l'outil est risquée, ainsi que dans les cas où la durée du forage élevée prime pour des raisons économiques.

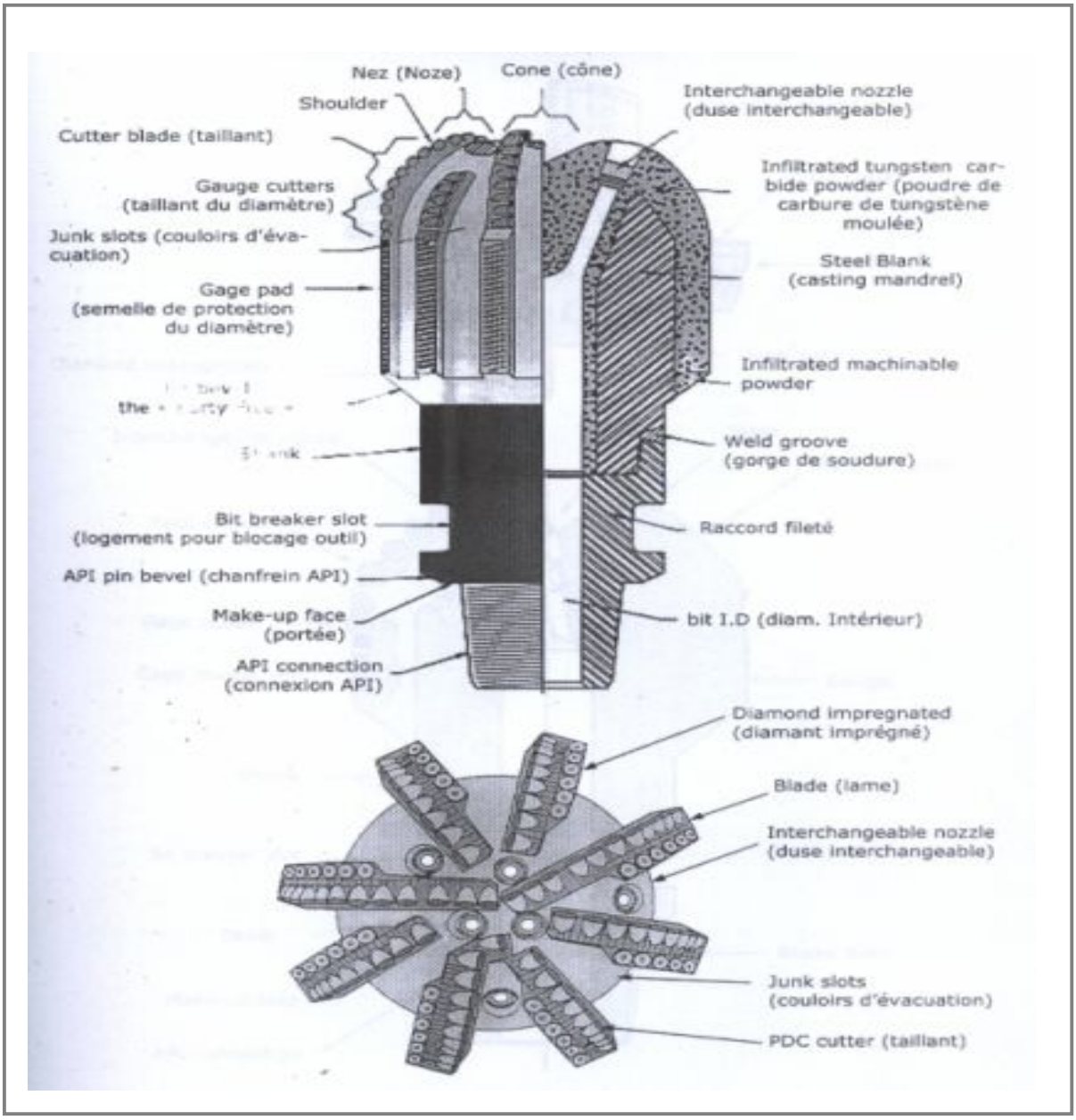


Fig. 13 : Corps à matrice. [1], [2]

Les outils diamant naturels, bien que classés comme outils de coupe le PDC, forent avec une action de meulage et ne cisaillent pas la formation. L'action de coupe des outils joue un rôle clé dans l'énergie nécessaire pour forer une formation donnée. Cette caractéristique est généralement présentée en terme 'd'énergie spécifique' qui est définie comme l'énergie exigée pour couper un volume unitaire de formation. Un outil qui brise la roche directement par cisaillement plutôt que d'utiliser la charge compressive, dépense une énergie spécifique inférieure. Ce qui donne au PDC l'action de coupe la plus efficace. En règle générale, la résistance au cisaillement est approximativement la moitié de la résistance compressive.

I.2.2- Mode de travail des outils PDC :

I.2.2.1- Actions de coupe :

Nous avons vu dans le chapitre concernant les outils à molettes que ceux-ci forent en écrasant et en éclatant la roche avec un poids élevé sur l'outil. La charge de compression verticale provoque l'éclatement de la roche approximativement sur un plan à 40° de l'horizontal. En revanche les outils PDC forent en coupant la formation par cisaillement, pareillement à l'action de coupe d'un outil de tour.

I.2.2.2- Auto-affûtage du cutter PDC :

Pour garder l'efficacité de l'énergie du mécanisme de cisaillement à un niveau élevé, il est essentiel que les bords des éléments de coupe du PDC restent tranchants. Comme la dent s'use et développe un méplat, l'énergie spécifique du système de coupe augmente autant que le poids qui est exigé pour maintenir une profondeur constante de coupe. Les taillants PDC maintiennent un bord tranchant pendant qu'ils s'usent parce que le carbure du tungstène qui est directement derrière la couche de diamant s'use plus rapidement que le diamant du polycristalline, dû à sa résistance à l'abrasion plus faible. Cela a pour résultat la formation d'une lèvre de diamant qui reste tranchant durant la vie du PDC. Contrairement à cela, les diamants sur un outil diamant naturel s'émoussent avec l'usage, prenant une apparence lisse et polie. De même, les dents sur un outil à molettes produisent une usure similaire. Cela résulte en un mécanisme de coupe qui devient moins efficace lorsque l'outil fore. Par conséquent, les outils à molettes et outil diamant tendent à forer à une vitesse d'avancement inférieure lorsqu'ils s'usent, tandis que les outils PDC maintiennent une vitesse d'avancement plus élevée dans l'intervalle total foré.

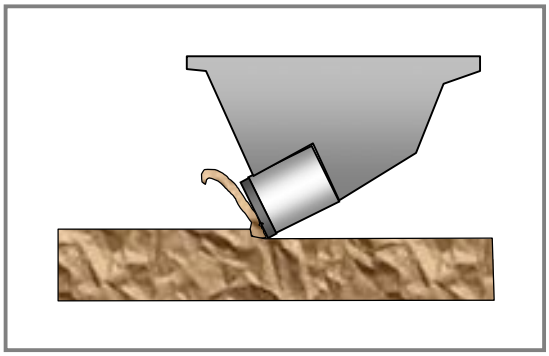


Fig. 14 : Mode de travail d'un outil PDC. [1], [2]

I.2.3- Les outils hybrides :

I.2.3.1- Conception :

Le terme « hybride » vient du mariage de la technologie des taillants PDC et diamant naturel montés sur un même outil. Un élément secondaire de carbure de tungstène imprégné de diamant est placé derrière la dent en PDC. Ces seconds éléments sont généralement appelés « imprégnés ». Chaque imprégné va de paire avec un PDC spécifique situé à un endroit critique, potentiellement exposé à l'usure.

On trouve des outils hybrides aussi bien sur les corps en acier que sur les matrices.

Dans les deux cas, les imprégnés contiennent de nombreux petits diamants naturels sur la face exposée au contact de la formation durant les sévères conditions de forage.

Les outils hybrides à matrice ont l'imprégné incorporé dans le moule pendant le processus de fabrication du corps (figure 15).

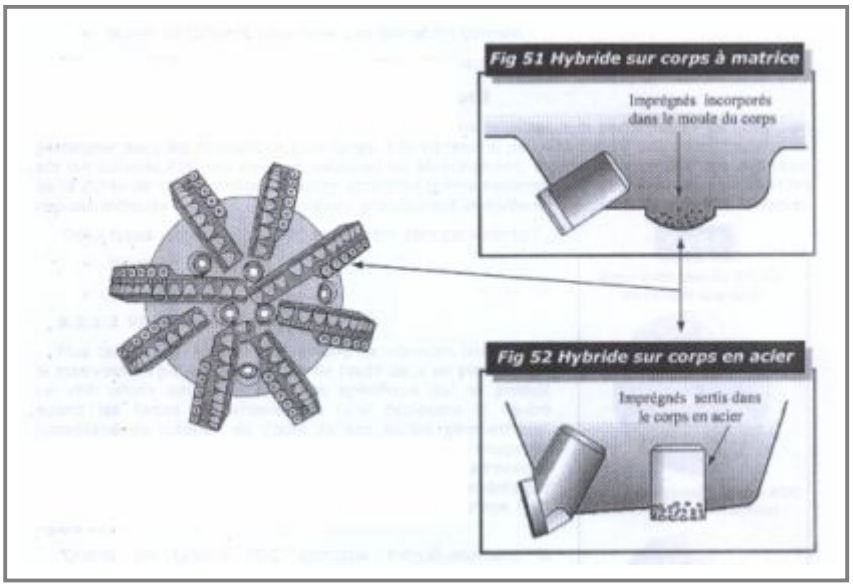


Fig. 15 : Outils hybrides. [1], [2]

Les outils hybrides avec corps en acier utilisent des composants séparés qui sont fabriqués à partir du carbure de tungstène.

La plupart des fabricants développent pour un même outil, les deux versions hybride et non-hybride. Cependant, les performances des outils hybrides ont amené une réduction des demandes concernant les outils non-hybrides. D'où la tendance des fabricants à offrir seulement des conceptions hybride.

I.2.3.2- Avantage des outils PDC hybrides :

Depuis l'introduction de la technologie hybride, les outils PDC hybrides ont constamment dépassé les outils PDC conventionnels en terme de performance par :

- leur capacité à forer des formations plus dures ;
- en fournissant une durée de vie plus longue tout en maintenant une vitesse d'avancement élevée.

Ces performances peuvent être attribuées à :

- une amélioration de la stabilité des outils.
- De meilleures caractéristiques de torque.
- La protection des taillants à l'usure par abrasion.
- Une amélioration de la protection du diamètre et,
- Moins de taillants pour forer une formation donnée.

Regardons individuellement ces sections qui font que le concept hybride est performant.

I.2.3.2.1- Amélioration de la stabilité de l'outil :

Les vibrations de fond peuvent être extrêmement nuisibles à la performance de l'outil, en particulier dans les formations plus dures. Les vibrations peuvent causer des chocs importants sur les taillants PDC qui souvent induisent un ébrèchement, un morcellement et une réduction de la durée de vie du taillant. L'usure accélérée même seulement de quelques taillants dans les régions critiques d'un outil peut réduire grandement la durée de vie de l'ensemble des taillants.

Deux types distincts de vibration peuvent être considérés :

- Vibration latérale.
- Vibration axiale.

1. Vibration latérale :

Plus connu sous le nom « bit whirl », la vibration latérale est le mouvement périodique oblique de l'outil dans un plan X-Y. Le « bit whirl » est un phénomène spécifique qui se produit quand les forces dynamiques de fond déplacent le centre instantané de rotation de l'outil de son centre géométrique. Quand un outil PDC se met à vibrer latéralement (figure16), il coupe un modèle de fond de trou caractérisé par une empreinte multi-lobes à l'inverse des cercles concentriques engendrés par un outil travaillant dans les bonnes conditions de forage.

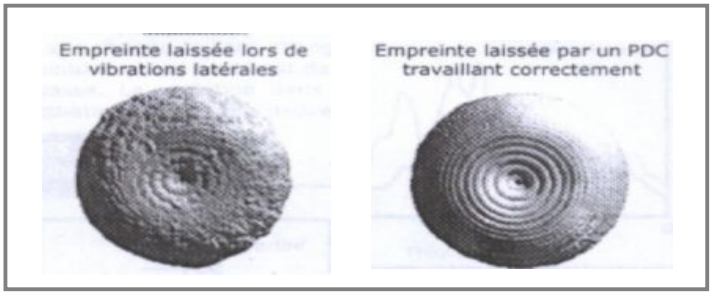


Fig. 16 : Effet de la vibration latérale. [1], [2]

Quand un taillant PDC accroche individuellement la formation, le centre de rotation instantané de l'outil est déplacé au point de contact taillant/formation qui, à son tour crée un mouvement tourbillonnant qui transmet l'impact des taillants PDC sur la côte opposée du centre de rotation. Les dommages sont induits du tourbillonnement de l'arrière les taillants.

Dans la technologie des outils hybrides, les taillants PDC sont protégés par les éléments de diamants imprégnés situés derrière eux. Un outil hybride fore mieux qu'un PDC conventionnel parce que les «imprégnés» agissent pour stabiliser l'outil au fond du trou et atténuer sa tendance à vibrer latéralement. De plus, parce que chaque imprégné est situé en arrière et séparément du principal taillant PDC, l'imprégné est positionné de manière à accepter le choc de chaque impact arrière laissant le taillant PDC intact.

La capacité d'un outil PDC hybride (figure 17) à contrôler les vibrations latérales a été démontrée sur les champs d'application par la comparaison des performances réalisées, ainsi que par les essais réalisés en laboratoire.

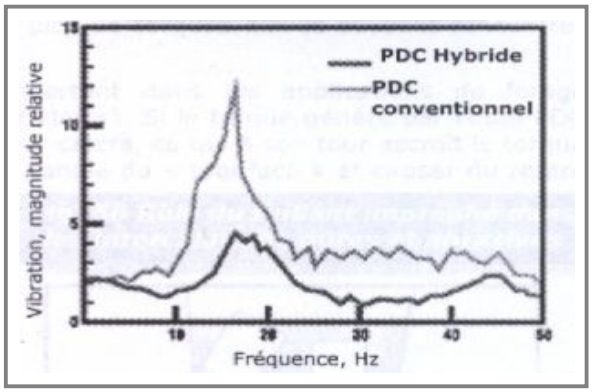


Fig. 17 : Essais comparatifs sur les PDC. [1], [2]

2. Vibrations axiales :

La vibration axiale est le mouvement périodique de bas en haut dans la direction du centre axial de l'outil. Ce mouvement se réfère souvent à un battage de l'outil (bit bounce). Comme l'outil vibre de bas en haut sur le fond du trou, le poids appliqué sur chaque taillant change, faisant varier la profondeur de coupe du taillant PDC, allant d'un minimum quand l'outil est dans la position haute, à un maximum quand l'outil est en position basse. La variation dans la profondeur de coupe se transforme en variation de torque. Ces fluctuations de torque peuvent être une cause de vibration de torsion à l'outil.

Les outils PDC hybrides minimisent cet effet de vibration de torsion en contrôlant la profondeur de coupe. La localisation précise des pastilles imprégnées évitent à l'outil de prendre des profondeurs de coupe inhabituelles et les pics excessifs de torque sont éliminés.

La capacité de l'outil PDC hybride à limiter la vibration axiale a été démontrée par la comparaison des performances des outils sur les lieux de forage. Cela a été également démontré dans les essais de laboratoires (figure 18).

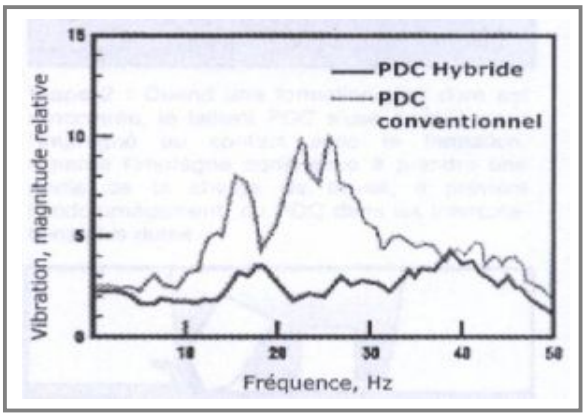


Fig. 18 : Limitation de la vibration axiale. [1], [2]

I.2.3.2.2 Contrôle du torque :

Pour minimiser les effets du torque sur la résistance à l'usure de l'outil, les fabricants des outils PDC hybrides s'arrangent pour placer chaque imprégné à une distance précise de la pointe du taillant PDC qu'il protège. Cet emplacement produit un plus grand degré du contrôle du torque que sur un outil PDC conventionnel.

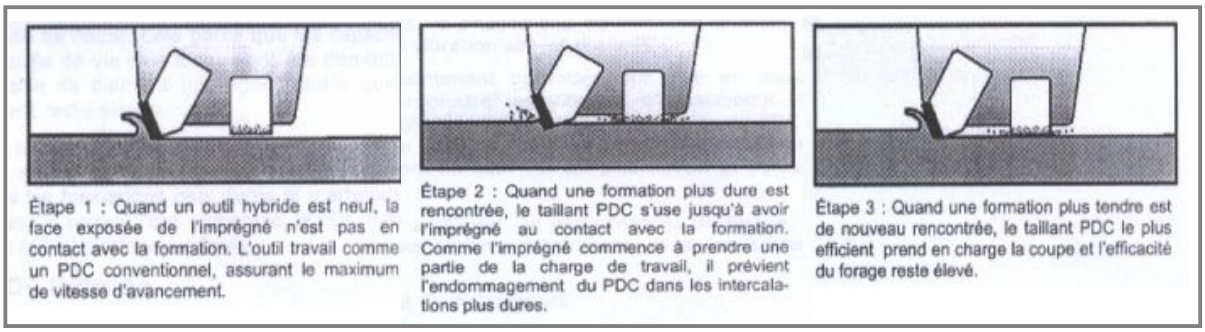
Au dessus d'un niveau de vitesse de pénétration, les imprégnés servent de contrôleur de pénétration. En effet, pour une formation donnée, le torque est principalement fonction du poids sur l'outil et de la profondeur de coupe. En limitant la pénétration, les imprégnés situés à l'arrière du taillant PDC servent ainsi à éliminer les pics de torques élevés souvent rencontrés dans les formations dures et non-homogènes.

Le contrôle du torque est particulièrement important dans les applications de forage directionnel avec moteur PDM (positive displacement motor). Si le torque généré par l'outil PDC excède le torque maximum fixé pour le PDM, le moteur calera, ce qui à son tour accroît le torque réactif dans la BHA lequel peut entraîner la perte de l'angle du « tool face » et causer du retard dans le forage.

Une alternative pour résoudre les problèmes de torque élevé est d'utiliser un outil PDC moins agressif qui produit un changement donné de poids sur l'outil, cependant cette approche permet d'obtenir un torque maximum plus bas mais en sacrifiant la vitesse d'avancement. Les outils PDC hybrides permettent de résoudre ce problème en maintenant l'efficacité des paramètres opérationnels en réduisant les pics de torque.

I.2.3.2.3- Protection des taillants contre l'usure par abrasion :

Parce que les cutters imprégnés contiennent du diamant naturel dans les éléments de coupe, ils peuvent jouer un rôle important dans la protection des taillants PDC dans les forages avec intercalations de formations dures et abrasives. Chaque imprégné fait office de partenaire dans le partage de la charge de travail. Par suite de ce partage, les taux d'usure du PDC sont réduits dans les sections des formations plus longues dures, plus abrasives, résultant à une plus longue durée de vie des structures de coupe. Les illustrations ci-contre (Figure 19) montrent le concept du partage de la charge de travail par les taillants.



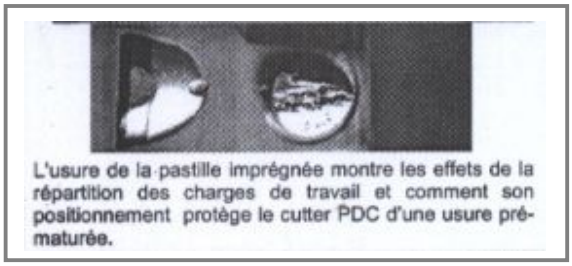


Fig. 19 : Concept du partage de la charge de travail par les taillants. [1], [2]

I.2.3.2.4- Amélioration de la protection du diamètre :

Les imprégnés produisent un moyen de protection supplémentaire des surfaces critiques du diamètre de l'outil. Les applications de forage directionnel au moteur « steerable » peuvent transmettre des charges latérales considérables sur un outil et exposer les « gauge cutters » à des dégâts par impact. Les imprégnés produisent une mesure supplémentaire de protection en maintenant une capacité effective de coupe aux sections du diamètre.

I.2.3.2.5- Diminution du nombre de taillant :

Dans la conception d'un outil, il y a toujours un compromis entre la vitesse de pénétration et la durée de vie de l'outil. Pour forer une formation plus dure, un outil peut être conçu avec un nombre élevé de taillants de travail avec pour objectif d'assurer une certaine durée de vie. Cependant, cette approche est au détriment de la vitesse d'avancement. De même, un outil peut être dessiné avec un nombre réduit de taillants plus agressifs. Chaque taillant accepte alors plus de poids (charge axiale) et produit une

coupe plus profonde, la vitesse d'avancement est plus importante mais la durée de vie se trouve diminuée.

Par rapport aux outils PDC conventionnels, les outils hybrides permettent un compromis plus favorable entre la vitesse d'avancement et la durabilité de l'outil. Cela parce que les capacités à forer des formations plus dures ou à maintenir une durée de vie plus longue ont été démontrées à travers la stratégie du positionnement de la pastille de diamant imprégné (plutôt que par addition de taillants PDC), ainsi la vitesse d'avancement reste élevée.

Pour forer à vitesse d'avancement équivalente, un outil PDC hybride aura besoin approximativement de 10 à 15% de poids supplémentaire sur l'outil par rapport à son équivalent non-hybride. Cependant le non-hybride ne forera pas les formations plus dures ni n'atteindra la profondeur forée du PDC hybride. Les performances sur le terrain l'ont démontré, le PDC hybride est plus rapide pour un même terrain traversé et une même profondeur forée.

I.2.3.2.6- Evolution dans la conception du PDC hybride :

Lorsque les outils PDC hybrides ont été introduits, le phénomène de vibration latérale (bit whirl) était méconnu ainsi que les effets nuisibles des vibrations sur les outils PDC.

L'emplacement des pastilles imprégnées est maintenant optimisé pour être en mesure d'apporter le maximum de protection sans compromettre les vitesses d'avancement. Par l'utilisation d'emplacement précis des pastilles imprégnées pour protéger les taillants PDC et accroître la durée de vie (plutôt que de surcharger les faces de l'outil de cutters PDC supplémentaires), le concepteur a toute latitude pour développer un outil qui est ouvert et agressif, donc plus rapide.

Depuis l'apparition des outils PDC hybrides, pour améliorer les performances de forage, les pastilles imprégnées subissent de constantes modifications notamment dans les secteurs suivants :

- Analyse du placement en termes de nombre et d'emplacement.
- Surface de couverture des pastilles imprégnées.
- Hauteur au dessus de la formation (exposition).
- Forme.
- Composition.

I.2.4- Classification des outils à éléments de coupe fixes (Diamants, PDC, TSP …**) :**

La classification IADC (établie en 1987) [1], [2] remplace celle de 1981 qui ne s'appliquait qu'aux outils à diamants naturels. Cette classification (tableau 5) se fait à l'aide de quatre caractères. Elle est cohérente avec la classification des tricônes.

- **Premier caractère :**

C'est une lettre : elle définit le type de diamant utilisé comme élément de coupe et le matériau constituant le corps de l'outil :

D : pour les outils diamant naturel à corps fritté.

M : pour les PDC à corps fritté (alliage à base de carbure de tungstène).

S : pour les PDC à corps acier.

T : pour les TSP à corps fritté (alliage à base de carbure de tungstène).

O : pour les autres types.

Si l'outil comporte plusieurs types de diamants (naturels, PDC, …), un seul type est élément de coupe, les autre ont en général une fonction de protection.

- **Deuxième caractère :**

Un chiffre définit le profil de l'outil. (Tableau codes des profils)

- **Troisième caractère :**

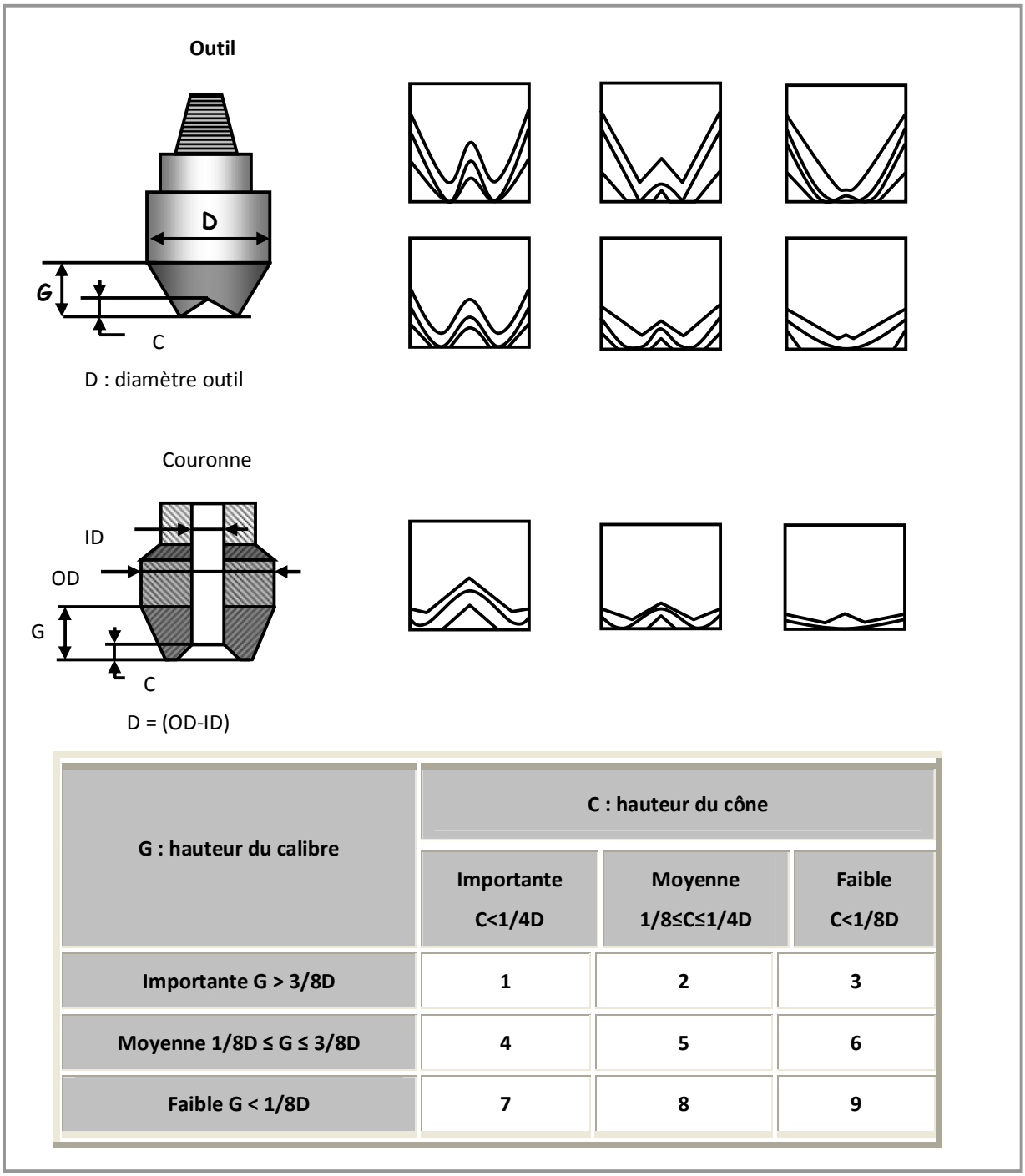
Un chiffre ou une lettre définissent l'hydraulique de l'outil.

Placement des éléments de coupe	Type de dusage		
	Duses interchangeables	Duses fixes	Conventionnel
Lames	1	2	3
Nervures	4	5	6
A plat	7	8	9

Tableau 5 : Classification des outils à éléments de coupe fixes. [1], [2]

- La lame correspond à une surépaisseur supérieure à 1 pouce (25.4 mm) par rapport au corps de l'outil.
- La nervure correspond à une surépaisseur inférieure à 1 pouce (25.4 mm) par rapport au corps de l'outil.

La lettre R (écoulement radial), x (écoulement transversal), O (autres) remplacent généralement les codes 6 et 9 pour les outils diamants et les TSP (tableau 6).



G : hauteur du calibre	C : hauteur du cône		
	Importante C<1/4D	Moyenne 1/8≤C≤1/4D	Faible C<1/8D
Importante G > 3/8D	1	2	3
Moyenne 1/8D ≤ G ≤ 3/8D	4	5	6
Faible G < 1/8D	7	8	9

Tableau 6 : Code des profils. [1], [2]

- **Troisième caractère :**

Un chiffre ou une lettre définissent l'hydraulique de l'outil.

- La lame correspond à une surépaisseur supérieure à 1 pouce (25.4 mm) par rapport au corps de l'outil.
- La nervure correspond à une surépaisseur inférieure à 1 pouce (25.4 mm) par rapport au corps de l'outil.

La lettre R (écoulement radial), X (écoulement transversal), O (autres) remplacent généralement les codes 6 et 9 pour les outils diamants et les TSP.

- **Quatrième caractère :**

Un chiffre définit la taille des éléments de coupe et leur densité.

Taille des éléments de coupe	Densité		
	Faible	moyenne	Grande
Grande	1	2	3
Moyenne	4	5	6
Faible	7	8	9

Taille des éléments de coupe	Diamants naturels pierres par carat	Diamants synthétiques hauteur utile de l'élément de coupe
Grande	<3	>5/8
Moyenne	3 - 7	3/8 – 5/8
Faible	>7	<3/8

Tableau 7 : Classification IADC. [1], [2]

Cette classification se limite à une description de l'outil. Contrairement à celle des outils à molettes elle n'indique pas directement le type de formation (nature, dureté, abrasivité, etc.) que l'on peut forer avec l'outil.

Cependant, la dimension des éléments de coupe, leur densité et le profil de l'outil donnent une indication sur le type de formation que l'on peut forer :

- Les éléments de coupe de petite taille sont utilisés pour des formations plutôt dures tandis que les éléments de grande taille sont utilisés pour des formations plutôt tendres.
- Les profils de type 1, 2 et 3 sont plutôt destinés aux formations tendres tandis que les profils 7, 8, et 9 sont plutôt destinés aux formations dures.

On peut trouver des outils chez des fabricants différents ayant les mêmes codes IADC mais destinés au forage de formations assez différentes ou au contraire des outils codes différents capables de forer le même type de formation.

En définitive, cette classification a un intérêt limité. Dans tous les cas, il sera nécessaire de consulter les données du constructeur pour connaître les possibilités des outils.

I.2.5- L'influence de paramètre mécanique sur le ROP :

Pour les outils diamants, il est important de respecter les paramètres indiqués par le fabricant car les efforts s'appliquant sur l'outil ont été pris en compte pour le réaliser.

En règle générale [1, 2], ne pas dépasser 500 Kg de poids sur l'outil par taillant PDC de ½" (13 mm) actif (c'est à dire participant activement à la destruction de la roche, ne pas compter les taillants de grande taille servant à maintenir le diamètre) ; ceci fait approximativement 12 tonnes sur un outil 6" comportant 9 lames et 25 PDC actifs de 13 mm.

Pour les outils à diamant naturel, le poids est un paramètre important. Par contre les outils PDC, la vitesse de rotation est le paramètre le plus important, c'est pour cela qu'il est important de ne pas appliquer tout de suite des poids trop importants quand l'outil est encore neuf et donc très agressif et fragile.

Influence des formations sur les paramètres utilisés :

- **Roches abrasives :** privilégier le poids et réduire le ROP (augmentation de la profondeur de coupe diminuer le nombre de révolutions par mètre et diminuer d'autant le trajet total que les taillants auront à faire dans la roche abrasive).
- **Roches compactes :** et/ou plastiques : garder un poids suffisant mais augmenter le ROP (zone de proportionnalité) ; dans les roches non abrasives (carbonates, argiles, évaporites), la vitesse n'endommage pas notamment la structure de coupe mais influence très favorablement les coûts de forage.

I.2.6- L'influence de paramètre hydraulique sur le ROP :

Pour refroidir correctement les diamants et éviter de les 'brûler', il est important d'avoir un débit de circulation important [1, 2].

Le respect d'un débit de circulation élevé est prépondérant pour ce type d'outil tout d'abord pour refroidir les taillants et ensuite pour nettoyer le front de taille.

I.2.6.1- Effet du nettoyage du front de taille sur le ROP :

Comme pour les outils à molettes, l'évacuation des déblais de front de taille a une très grande influence sur le ROP.

Avec les PDC [1, 2], dans les formations tendres, il est préférable d'augmenter le débit plutôt que la vitesse du jet de boue à la sortie des duses. Avec une boue à l'huile ou dans certains types d'argiles, on prendra des valeurs plus faibles. Dans des formations plus dures, de la boue à l'eau, une puissance de 3 à 5 HP/in^2.

La notion de puissance hydraulique par in^2 de trou est commode à utiliser mais ne recouvre pas de réalité particulière ; un bon design hydraulique (radiale) avec si possible une duse par lame ou une duse pour deux lames et des lames suffisamment hautes (pour éviter un colmatage prématuré aux reprises de fond ou au changement brusques de formations), doit être préférée. En effet, un petit outil sera toujours mieux nettoyé qu'un gros du fait de la décroissance rapide des vitesses de fluides dès que l'on s'éloigne notablement des duses (tant verticalement que rapidement).

Par ailleurs, l'utilisation de duses dont le diamètre est à 12/32 doit être évitée à cause du risque de bouchage de telles duses par les débris divers qui se trouvent dans la boue en forage réel (bacs sales ou graviers dans les tiges, cuttings (déblais) pénétrant en circulation inverse lors des ajouts de tiges…).

Il faut savoir que le ou les passages d'eau colmatés lors du forage (souvent suite à une obstruction des duses) ne se débouchent jamais et finissent par arrêter l'outil complètement par compaction des déblais dans les passages d'eau correspondants ; Ceux-ci arrivent alors rigoureusement au raz de la face de l'outil, empêchant toute pénétration des taillants.

I.2.6.2- Effet des caractéristiques de la boue sur le ROP :

Les effets de la densité, de la filtration, de la viscosité et de la teneur en solides sur le ROP sont similaires à ceux des outils tricônes.

Pour les outils à diamants naturels [1, 2], comme pour les outils à molettes, la boue à l'huile a un effet plutôt néfaste sur le ROP, du fait du mode de destruction de la roche (la roche tend à passer sous les diamants rendus plus glissants plutôt que d'être entraînée par eux...).

Par contre, la boue à l'huile a tendance à améliorer les performances des PDC et des TSP (lorsque ces derniers travaillent à la façon des PDC en mode cisaillant).

Cependant, dans le cas précis des outils PDC [1, 2], le processus de destruction de la roche par cisaillement est moins sensible à la pression différentielle, car les fluides passant plus rapidement sous la surface du fond par l'arrière des PDC permettant l'équilibrage des pressions de part et d'autre du déblais (la fissure de décollement du déblais se fait dans le sens de déplacement du taillant contrairement au cas du picot où le déblais progresse en sens inverse du picot et être maintenu).

La boue à l'eau a tendance à favoriser le bourrage des PDC dans certains types d'argiles.

I.3- Généralités Sur l'Algorithme d'Optimisation (Gradient Réduit)

La théorie d'optimisation [3] est un cadre mathématique permettant d'interpréter et de résoudre dans les mêmes termes un grand nombre de problèmes de commande optimale, d'identification, d'analyse numérique, de statistique, de mécanique et d'économie.

L'optimisation est présente partout où il y a nécessite d'améliorer (rationnaliser) la conception d'un système ou le déroulement d'un processus qu'il soit industriel ou autre.

L'optimisation peut être sommairement définie comme [3]:

- Une opération permettant de trouver le meilleur de quelque chose.
- Le choix parmi une série de possibilités du meilleur suivant un critère défini à l'avance.

L'optimisation est un outil quantitatif d'aide à la prise de décision de nombreux problèmes de design (conception), de construction et d'exploitation de procédés industriels souvent pouvant être résolues par l'énergie des techniques d'optimisation.

Optimiser c'est trouver les valeurs extrêmes d'une fonction (d'un modèle) permettant par exemple de minimiser les coûts ou de maximiser les bénéfices.

I.3.1- Définition de base

N'importe quel procédé industriel ou autre, peut être représenté sous forme de bloc schéma (figure 19) où l'on retrouve :

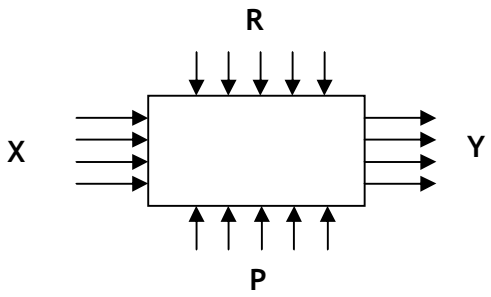


Fig. 19 : Bloc schéma. [3]

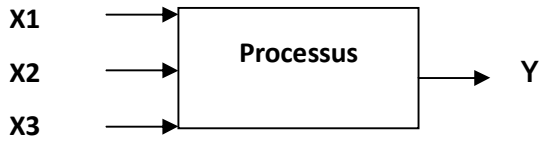
X : les variables des commandes : Ce sont des variables ayant une influence directe sur le processus à optimiser et sur lesquelles on peut exercer une décision.

R : les perturbations aléatoires sont des variables dont le changement est fonction du temps sont invisibles (ex : température, pression).

P : les paramètres sont les caractéristiques constantes du processus.

Y : les variables d'états sont des variables mesurables (ou calculables) mais non commandables, Elles sont le résultat d'un choix des variables des commandes, aucune action ne peut changer leur valeur.

Le schéma précédant est une représentation complète du processus, mais on peut le présenter par un schéma plus simple incluant uniquement les variables des commandes et les variables de sortie objet de la modélisation



L'objet de toute modélisation est de définir la relation

$$Y = f(x_1, x_2, x_3).$$

I.3.2- Modèle d'optimisation

Dans le cas général, un modèle d'optimisation se compose des deux parties [3]:

- **Fonctionnelle :** Egalement appelée fonction objectif ou fonction de but, c'est la représentation mathématique du critère d'optimisation, il s'exprime comme suit :

$$Y=f(x_1, x_2) \Rightarrow \text{extrémale} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (*)$$

- **Système des contraintes** : les variables des commandes et les variables de sortie sont souvent soumises à des limitations d'ordre technologique définissant le domaine des solutions admissibles :

$$x^-_1 <= x_1 <= x^+_1 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (1)$$

$$x^-_2 <= x_2 <= x^+_2 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (2)$$

On subdivise le problème d'optimisation en deux catégories [3]:

1- **Problème de programmation linéaire (PPL)** : On dit qu'un problème est un PPL si le fonctionnel (*) et toutes les contraintes (1), (2) sont linéaires.
2- **Problème de programmation non linéaire (PNL) : O**n dit qu'un problème est PNL si le fonctionnel (*) ou l'une des contraintes (1) ou (2) sont non linéaires.

I.3.3- Problème de programmation non linéaire (PNL)

I.3.3.1- Algorithme de gradient réduit (méthode de Jacobi) : [3]

On distingue :

- L'algorithme du gradient réduit
- L'algorithme du gradient réduit généralisé (G.R.G)

Le premier est utilisé dans le cas où les contraintes sont sous forme d'égalité.

Le deuxième (G.R.G) (gradient réduit généralisé) traite les problèmes non linéaire avec tous les type de contraintes (égalité on inégalité).

Examinons le cas du PNL [3] suivant :

$$\begin{cases} f(X) \Longrightarrow \min \qquad X = (x_1, x_2, x_3, ..., x_n) \\ g_i(X) = 0 \qquad i = 1, m \end{cases}$$

L'application du théorème de Taylor pour un point X+ΔX situé aux environs de X donne :

$$\begin{cases} f(X + \Delta X) = f(X) + \nabla f(X)\Delta X \\ g_i(X + \Delta X) = g_i(X) + \nabla g_i(X)\Delta X \end{cases} \qquad \textbf{(1)}$$

Le système (1.1) est obtenu en égalisant les termes en ΔX^2 ($\Delta X^2 \rightarrow 0$).

Le système (1.1) peut également s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} f(X + \Delta X) \neg f(X) = \nabla f(X)\Delta X \\ g_i(X + \Delta X) \neg g_i(X) = \nabla g_i(X)\Delta X \end{cases} \qquad \textbf{(2)}$$

Où encore lorsque $\Delta X \rightarrow 0$:

$$\begin{cases} \delta f(X) = \nabla f(X)\delta X \\ \delta g_i(X) = \nabla g_i(X)\delta X \\ \Longrightarrow \end{cases} \qquad \textbf{(3)}$$

On $g_i(X)=0$ $\delta g_i(X)=0$ et donc :

$$\begin{cases} \delta f(X) = \nabla f(X)\delta X \\ 0 = \nabla g_i(X)\delta X \end{cases} \quad \textbf{(4)}$$

Le dernier système comporte (n+1) inconnues (les n composants du vecteur δX et $\delta f(X)$) et (m+1) équation comme $\delta f(X)$ peut être déterminé si δX est connue, on dispose en fin de compte de (m) équation à (n) inconnues.

- Si m ≥ n la solution du problème est triviale.
- Si m < n là réside l'intérêt du problème.

Divisons les variables du vecteur X en 2 groupes Y et Z, Y = (y_1, y_2,…,y_m) et Z=(z_1,…,z_{n-m}) :

- **Y** est appelé vecteur des variables dépendantes.
- **Z** vecteur des variables indépendantes.

Le système (1.4) peut alors s'écrire :

$$\begin{cases} \delta f(Y, Z) = \nabla_y f\delta Y + \nabla_z f\delta Z \\ \nabla_y g\delta Y + \nabla_z g\delta Z = 0 \end{cases} \quad \textbf{(5)}$$

Introduisons les 2 matrices suivantes :

$$J = \nabla_y g = \begin{vmatrix} \nabla_y g_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \nabla_y g_m \end{vmatrix} \quad \text{et} \quad C = \nabla_z g = \begin{vmatrix} \nabla_z g_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \nabla_z g_m \end{vmatrix}$$

La matrice $J_{n.m}$ est appelé matrice de Jacobi et $C_{m.(n-m)}$ est appelé matrice de commande, en admettant que (J) est une matrice non singulière, le système (1.5) peut s'écrire :

$$\begin{cases} \delta f(Y, Z) = \nabla_y f\delta Y + \nabla_z f\delta Z \\ J\delta Y = \neg C\delta Z \end{cases} \quad \textbf{(6)}$$

Comme (J) est supposée non singulière $\delta y = \neg J^{-1} C\delta Z$, cette dernière relation permet d'exprimer δY à partir de δZ alors la 1er équation de système (1.6) devient :

$$\delta f(Y, Z) = \nabla_z f \delta Z + \nabla_y f . J^{-1} . C . \delta Z$$
$$= (\nabla_z f + \nabla_y f . J^{-1} . C) \delta Z$$

D'où $\frac{\delta f(Y,Z)}{\delta Z} = \nabla_z f \neg \nabla_y f . J^{-1} . C = \nabla_c f$

$\nabla_c f$: est appelé gradient réduit de la fonction (f), le gradient réduit doit tendre vers zéro pour les points stationnaires.

Chapitre III

L'optimisation des Paramètres Mécaniques de Forage

Chapitre III

III-1

L'optimisation des Paramètres Mécaniques d'un Outil Tricône

III.1- L'optimisation des Paramètres d'un Outil Tricône

Le type de l'outil ayant été défini, il faudra lui appliquer un poids et le faire tourner à une vitesse telle que le prix du mètre en résultant soit minimal. On imagine facilement qu'en augmentant le WOB et le RPM de l'outil, on augmente sa vitesse d'avancement, mais que l'on diminue son temps de forage car sa vitesse d'usure augmente. On conçoit qu'il soit alors possible de définir un couple poids-rotation permettant d'obtenir un prix du mètre foré minimal. [4, 7]

L'équation du prix du mètre [4] s'écrit :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_m + T_r)}{M} \qquad \text{..... (1)}$$

Le terme (P_o+P_h T_m) de cette relation est constant pour un outil donné puisqu'il ne dépend que de son type et de sa profondeur d'utilisation. Nous allons donc rechercher une image mathématique du métrage M et du temps de rotation T_r que peut réaliser un outil sous un couple poids-rotation et dans un milieu (terrain, boue, etc.) donné. [7]

Pour cela, il nous faut déterminer les différents facteurs qui affectent la performance de l'outil et évaluer quantitativement leurs influences.

III.1.1- Les différents critères d'optimisation des outils tricônes à dents fraisées :

L'optimisation des poids sur l'outil et la vitesse de rotation est certainement celle qui a été le plus étudiée. Le programme est divisé en deux parties [4] :

- Traitement des données des puits voisins pour déterminer les coefficients et exposants des équations techniques (sous-programme type FORMDATA).

- Optimisation sur les puits de développement à partir des mêmes équations précisées par FORMDATA. Il s'agit alors du deuxième sous-programme de type MCREED.

Quelques sociétés, dont l'Humble, essayent d'éviter le passage par FORMDATA en utilisant les résultats du forage en cours et en les extrapolant sur les mètres suivants à forer. En réalité, cela revient à corréler verticalement et non plus horizontalement et nécessite des pertes de temps en cours de forage pour effectuer des tests (sous-programme type 5 SPOT ou DRILLOFF).

Il est évident que la décomposition en deux temps de cette optimisation, qui, dans tous les cas, ne donne qu'un résultat approché, ne sera éliminée que lorsque les mesures de fond ou de surface auront, sinon un caractère provisionnel, un caractère "temps réel" et permettront de calibrer chacun des paramètres influant sur la vitesse de pénétration.

Nous avons sélectionnés quatre critères d'optimisations [4] du WOB-RPM :

- Woods et Galle (Hughes).
- Woods et Galle (Reed).
- Brown et Young (Humble).
- Graham et Muench (Humble).

Chaque optimisation part des équations techniques suivantes [4]:

1. Equation de vitesse de pénétration.

2. Equation d'usure des dents de l'outil.

3. Equation d'usure des roulements de l'outil.

Et une équation économique tenant compte :

4. Des temps de manœuvre, de forage et de toutes les dépenses directes de la sonde y compris fournitures, surveillance géologique chantier...

Les différences entre les quatre optimisations citées ci-dessus portent :

- Sur les paramètres inclus dans chaque équation.
- Sur le traitement des équations une fois définies.

Ne pouvant effectuer une analyse complète de celle-ci, nous n'indiquons dans le tableau 8 que les formules de base.

Le tableau 9 résume pour chaque méthode le mode de saisie des coefficients C, A et S ainsi que le traitement mathématique utilisé pour résoudre les équations du tableau 8, une fois ces trois coefficients déterminés.

Méthode	Vitesse d'avancement	Usure des dents	Usure des roulements
Graham et Muench	$V=C\,Z^{k}\,N^{0.584}\,W$	Néant	$\frac{db}{dt}=\frac{1}{S}NW^{k}$
Woods et Gall	$V=C_f\frac{W^{k1}N^{k2}}{(0.93D^2+6D+1)^{p}}$	$\frac{dD}{dt}=\frac{A(N+kN^3)}{(0.93D^2+6D+1)(k\quad k\log W/D)}$	$\frac{dB}{dt}=\frac{1}{S}\frac{N}{f(W/d)}$
Brown et Young	$V=C\frac{(W\quad W_0)N^{k}}{1+kF}$	$\frac{dB}{dt}=A\frac{N+kN^3}{(1+kf)(k+kw)}$	$\frac{dB}{dt}=\frac{1}{S}NW^{k}$
Reed	$V=C(\frac{W}{FD})^2\frac{FN}{P(k+kN)}$	$\frac{dB}{dt}=A\frac{W^{k}+N^{k}}{(FD)^2}$	$\frac{dB}{dt}=\frac{NW^{k}}{D}$

Tableau 8 : Formules de base. [4]

Méthode	Type d'identification des coefficients	Type traitement optimisation
Graham et Muench	FORMDATA	Valeur limite de coût
Woods et Gall	FORMDATA	Programmation par calcule de variation
Brown et Young	5 SPOT	Programmation par calcule de variation
Reed	FORMDATA	Programmation non linéaire
Pan American	DRILLOFF	Programmation dynamique

Tableau 9 : Mode de saisie des coefficients C, A et S. [4]

III.1.2- Critère de Galle et Woods :

III.1.2.1- Les outils tricônes à denture fraisées et à roulement :

Dans toute l'étude qui suit, nous supposerons que les autres paramètres de forage (type de l'outil, énergie hydraulique et nature du fluide) ne peuvent être une limitation dans l'utilisation d'un poids ou d'une vitesse de rotation. Nous supposerons en outre que les conditions rencontrées dans le forage ne limitent pas non plus le poids utilisable sur l'outil (problèmes de déviation par exemple) [4, 5, 6, 7].

Pour trouver le poids et la vitesse de rotation permettant d'obtenir d'un outil le prix au mètre minimal, il est nécessaire de connaître :

- La relation entre la vitesse d'avancement de l'outil et les facteurs qui la gouvernent.
- La relation entre le taux d'usure de la denture de l'outil et les facteurs qui l'affectent.
- La relation entre le taux d'usure des roulements de l'outil et les facteurs qui l'affectent.

Si l'on parvient à définir une équation représentant assez bien chacune de ces trois relations, il sera possible de définir un (ou plusieurs) couples de poids-rotation permettant d'obtenir un prix du mètre minimal.

Pour cela, nous développerons une méthode dérivée de celle que Galle et Wood, de la société Hughes tool, présentée à la réunion annuelle de l'A.A.O.D.C, à la Nouvelle-Orléans, sous le titre "Variable Weight and rotary speed for lowest drilling cost", nous avons conservé le plus possible les notations de Galle et Wood, les unités américaines et l'exemple illustrant la méthode [4]:

$$P_m = \frac{(P_o + T_m P_h) + T_r P_h}{M}$$

Ainsi, en utilisant la notation américaine, le prix du pied peut s'écrire :

$$P_f = \frac{(P_o + T_m P_h) + T_f P_h}{F_f}$$

- ✓ **F_f :** étant le footage final par analogie à M, métrage.
- ✓ **T_f :** étant le temps de forage correspondant au footage F_f.

III.1.2.1.2- Equation de la vitesse d'avancement :

La vitesse d'avancement d'un outil ROP réalisée par un outil au bout d'un temps de forage T est donnée par l'équation empirique suivante [4, 5, 6, 7]:

$$ROP = \frac{dF}{dT} = C_f \frac{W^k N^\alpha}{a^p} \qquad \text{..... (2)}$$

De nombreux essais ont été effectués sur les chantiers (figure 20) pour voir comment le poids et la vitesse de rotation affectaient l'avancement d'un outil de forage. Ils ont montré que l'avancement d'un outil est proportionnel à $\mathbf{W^k}$, **W** étant le poids appliqué sur l'outil et **k** une constante liée à la nature de la formation forée. Sa valeur peut varier de 0.6 dans les terrains très tendres à 1.5 dans certains terrains durs, mais dans la grande majorité de cas, elle est voisine de 1. De même, l'avancement d'un outil est proportionnel à une puissance **α** de la vitesse de rotation **N. α** peut varier de 0.4 dans les terrains durs à 0.8 dans les terrains tendres.

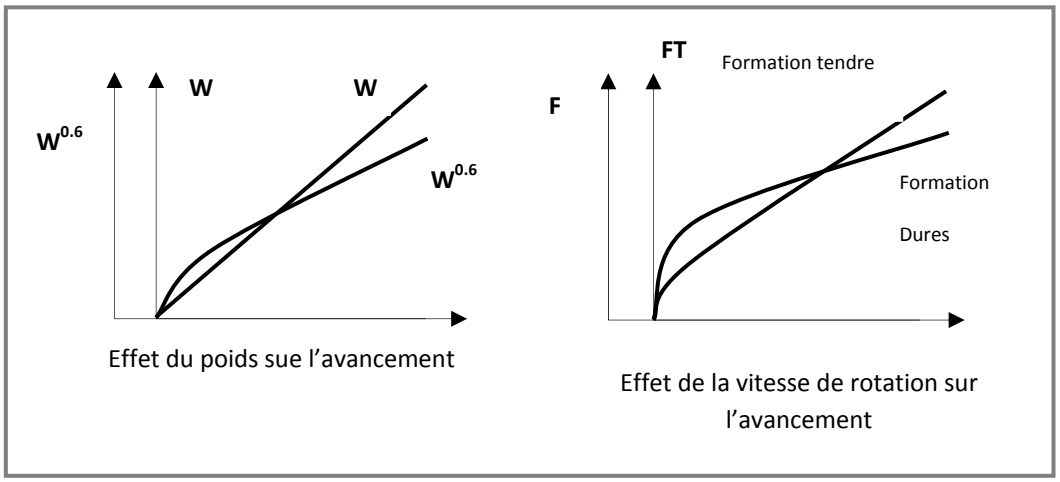


Fig. 20 : Résultats d'essais de chantier. [4]

Ces valeurs de **k** et/ou **α** peuvent facilement être mesurées par des essais réalisés sur le chantier. Ainsi pour déterminer la valeur de **K** pour nuance d'outil dans un terrain donné, on pourra mesurer le temps mis pour forer un intervalle court (25cm ou 1pied en fonction du réglage du géographe par exemple) avec deux ou trois poids différents.

En portant les avancements (en mètre par heure) mesurés en fonction du poids sur un graphique en coordonnées logarithmiques, on déterminera la valeur de **k** en mesurant la pente de la droite passant par les points tracés.

Les variations locales de terrain peuvent être éliminées en grande partie en répétant plusieurs fois ces essais.

On peut de même déterminer expérimentalement la valeur de **α**.

La vitesse d'avancement est en outre proportionnelle à une fonction empirique $\mathbf{1/a^p}$ de l'usure de la denture de l'outil dans laquelle [4, 5, 6, 7]:

$$a = 0.93\ D^2 + 6\ D + 1$$

D : étant la fonction usée de la hauteur initiale de la dent qui peut aussi s'exprimer par :

$\frac{h_0 - h}{h_0}$, cette forme est la même que celle utilisée pour définir l'état final de l'usure de la denture d'un outil.

- **p = 1** pour une usure de la dent donnant un sommet plat ;
- **p = 0.5** pour une usure de la dent du type auto-affûtage ou du type écaillage.

L'usure du type écaillage se produit dans les calcaires durs. L'usure de type auto-affûtage résulte de l'abrasion de la face non rechargée au carbure. Elle se produit surtout dans les formations tendres légèrement abrasives. Enfin, l'usure donnant un sommet plat de la denture est fréquent et se produit dans les formations moyennement tendres. Elle est parfois le résultat de l'utilisation d'un outil de nuance trop dure.

Cette fonction $\mathbf{1/a^p}$ a été définie après de nombreux essais de laboratoire. Il aurait en effet été difficile dans un forage de trouver une formation assez homogène pour établir une telle loi et surtout le prix de l'établissement de cette loi aurait été considérable, car il aurait fallu, à intervalles réguliers, remonter l'outil pour en mesurer l'usure. La figure 21 donne l'allure de la fonction $\mathbf{1/a^p}$ pour les deux valeurs de **p**.

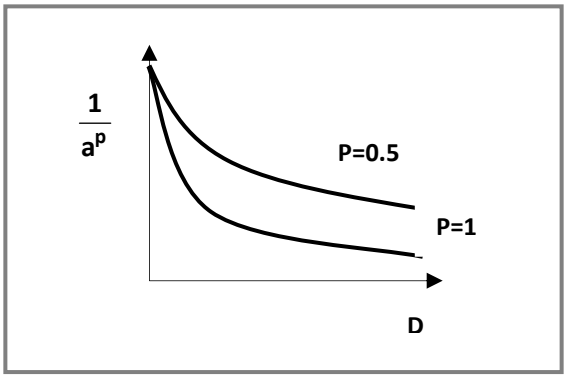


Fig. 21 : Allure de la fonction $1/a^p$. [4]

Enfin, $\mathbf{C_f}$ appelé constante de forabilité est un facteur de proportionnalité représentant principalement la nature de la roche forée et l'effet du fluide de forage sur l'avancement.

III.1.2.1.3- Equation de la vitesse d'usure de la denture :

L'expérience de chantier a montré que la vitesse d'usure de la denture d'un outil était affectée par le poids, la vitesse de rotation, la nature de la formation et l'état de la denture [4, 5, 6, 7].

Cette vitesse d'usure de la denture est cependant difficile à évaluer car les dents ne s'usent pas toutes à la même vitesse sur chaque rangée. Des valeurs précises et nombreuses de la hauteur des dents doivent donc être faites à intervalles réguliers pour pouvoir obtenir une loi correcte. L'équation empirique de la vitesse d'usure de la denture a pu se mettre sous la forme [4, 5, 6, 7]:

$$\frac{dD}{dT} = \frac{1}{A_f}\frac{i(N)}{a.m(W)} \qquad \text{..... (3)}$$

La vitesse d'usure des dents est proportionnelle à une fonction croissante **i** de la vitesse de rotation (figure 22) :

$$i = N + 4.35\ 10^{-5}\ N^3$$

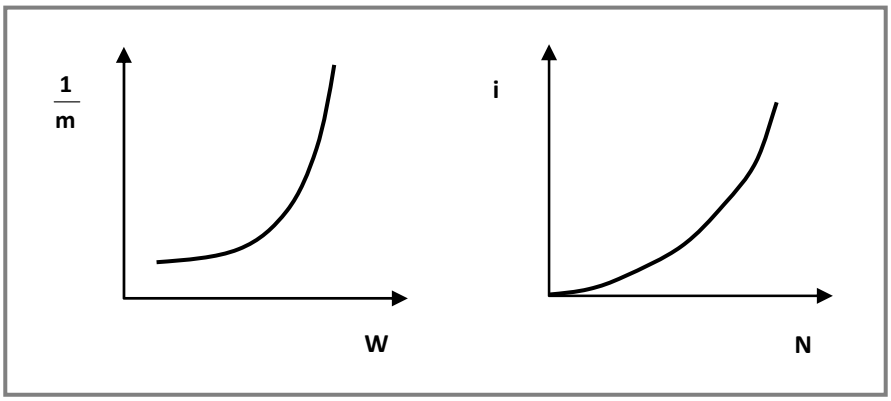


Fig. 22 : Effet du W et N sur l'usure de la denture. [4]

La vitesse d'usure des dents est inversement proportionnelle à la fonction croissante à de l'usure de la denture.

La vitesse d'usure des dents est inversement proportionnelle à la fonction décroissante **m** du poids **:**

$$m = 1359 - 714.2 \log (W)$$

On utilise la notation **W**, ou poids réduit, qui indique que la formule donnant **m** a été établie pour un outil 7 7/8. Si l'on veut optimiser les paramètres d'un outil de diamètre **Φ** différent de 7 7/8, il suffira, pour obtenir le poids réel par $\mathbf{7^{7/8}/\Phi}$, et inversement :

$$W = W_{réel}.7^{7/8}/\Phi$$

L'expérience montre, en effet, que l'avancement d'un outil est, à poids constant, inversement proportionnel à son diamètre, et sa capacité d'usure proportionnelle à son diamètre.

La vitesse d'usure des dents est proportionnelle à une constante $\mathbf{1/A_f}$ appelée constante d'abrasivité qui représente principalement l'interaction de la roche et de l'outil considéré.

En résumé, la vitesse d'usure de la denture **dD/dT** est une fonction croissante de la vitesse de rotation et du poids et une fonction décroissante de l'usure de la denture.

" Hybert fay " [5] propose une correction de formule d'usure établie par Gall et Woods, si l'on prend l'équation (2), donne une usure moins rapide en fonction de la vitesse de rotation de l'outil (N), mais par contre une sensibilité accrue vis-à-vis du poids (W). Ce changement reflète en partie l'évolution technologique de la métallurgie des outils durant ces vingt dernières années. L'équation mathématique c'est alors la suivante :

$$\frac{dD}{dT} = \frac{1}{A_f} \frac{i(N)}{a.m(W)} \qquad \text{..... (4)}$$

Tel que :

- $i = N + 1.3\ 10^{-5}\ N^3$.
- $m = \frac{16200}{W} - 503$.

III.1.2.1.4- Equation de la vie des roulements :

La durée de vie des roulements des outils dépend du poids et de la vitesse de rotation auxquels sont utilisés ces outils, et du fluide de forage dans lequel ils travaillent. Bien que l'état d'usure de la denture ait un certain effet sur l'usure des roulements, l'expérience de laboratoire montre qu'il est négligeable. De nombreux essais de chantier et de laboratoire ont conduit à l'équation empirique de la vie des roulements suivante [4, 5, 6, 7]:

$$B = S.\frac{L(W)}{N}$$

Si l'on désigne par B_x la fraction de la vie des roulements (figure 23) utilisée pendant le temps de forage **T**, on aura :

$$B_x = \frac{T}{B} = \frac{T.N}{S.L} \qquad \text{..... (5)}$$

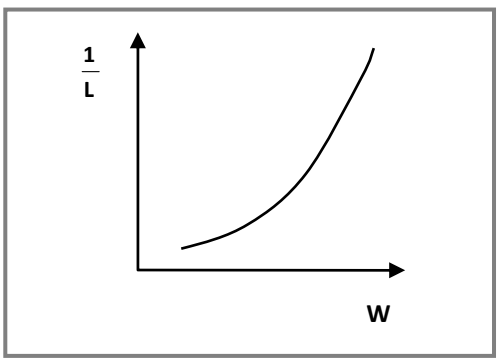


Fig. 23 : La variation de 1\L en fonction de W. [4]

III.1.2.2- Les outils à dentures fraisées et paliers lisses :

Les paliers lisses, développés à l'origine pour augmenter la longévité des outils au carbure de tungstène ont vu leur utilisation élargie aux outils à denture fraisée qui, fréquemment dans les nuances tendres, voient leurs vie limitée par les roulements alors que la faible usure de leur denture laisserait espérer un métrage beaucoup plus grand.

Les outils à denture fraisée et paliers lisses ont une durée de vie qui n'est plus limitée par les roulements (du moins théoriquement) mais par leur denture. Ils sont légèrement plus chers que les outils à roulements conventionnels.

Soit [4] : $\mathbf{B_x = 0.}$

III.1.2.3- Les outils au carbure de tungstène :

Le travail de recherche ayant permis de définir les lois d'avancement et d'usure pour les outils à denture fraisée n'a pas encore été fait, ou du moins publié pour les outils au carbure. Nous avons vu que ces outils avaient une denture qui ne s'usait pas. Ils sont, en général, construits avec des roulements étanches, voire avec des paliers lisses. On pourrait, évidemment, utiliser les équations (1), (2) et (3) dans lesquelles on écrirait la denture ne s'use pas,

Soit [4] : $\mathbf{a = 1}$ **et** $\mathbf{\frac{dD}{dt} = 0} \Rightarrow \mathbf{D = Cts = 0.}$

III.1.3- L'optimisation des outils tricônes à dents fraisées et roulements :

Les outils tricônes à dents fraisées ont l'inconvénient d'usure rapide des dents, ce qui influe négativement sur l'avancement de l'outil, ce déficit devra être compensé par l'augmentation du poids au fur et à mesure de l'usure d'une manière croissante et proportionnelle.

A un moment donné, l'avancement deviendra trop lent et par là trop coûteux ce qui nécessite obligatoirement le changement de l'outil. L'opération de changement de l'outil constitué par le prix de son acquisition majoré par le coût de changement revient aussi chère de même que la perte de temps (temps de manœuvre, remontée et descente) vient en augmentation du coût global de forage.

Cet inconvénient causé par le mauvais choix des paramètres appliqués sur l'outil conforme (bien adapté à la formation), ce choix effectué par le chef de poste d'une manière arbitraire. Cette méthode devra être mise à l'écart et remplacée par une méthode basée sur une analyse axée sur la détermination de poids sur l'outil (WOB) et vitesse de rotation (RPM) optimales qui conduit à une vitesse d'avancement maximale ce qui implique un temps de forage minimum donc obtenir un prix réduit du

mètre foré le plus bas possible. En finalité, il sera nécessaire et impératif d'arriver à un forage avec un seul outil durant toute la phase, l'outil reste toujours rentable à la fin de l'opération.

III.1.3.1- Méthode d'optimisation :

III.1.3.1.1- Représentation du modèle d'optimisation :

De ce qui procède, nous pouvons proposer en échange la méthode optimale ayant pour but de minimiser le prix de mètre foré. Pour ce faire, nous devrons analyser la formule de détermination de (P_m) :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_m + T_r)}{M}$$

Après l'analyse nous constatons que tous les éléments de cette formule sont fixes à l'exception du temps de forage (T_f) qui est déterminant et peut être réduit à plus de 50% sans pour autant influer sur la qualité de forage (l'état de trou…).

Pour minimiser le temps de forage nous passons obligatoirement par l'augmentation (le plus haut possible) de la vitesse d'avancement ROP qui est fonction de WOB et RPM et l'état de la formation.

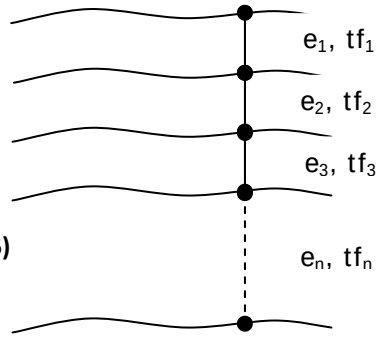
Le modèle :

On suppose que le nombre de couches dans toute la phase est (n), donc le temps de forage totale $\mathbf{T_f}$ c'est la somme des temps nécessaires afin de forer chaque couche :

$$T_f = \sum_{i=1}^{n} tf_i \qquad \text{Tel que :} \qquad t_{fi} = \frac{e_i}{ROP_i}$$

Selon le critère de Galle et Woods: $ROP_i = C_{fi} \frac{W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}}{a_i^p}$

Donc : $t_{fi} = \frac{e_i.a_i^p}{C_{fi}.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}} \Rightarrow T_f = \sum_{i=1}^{n} tf_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{e_i.a_i^p}{C_{fi}.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}}$ ..... (6)



$a_i = 0.93\ D_i + 6\ D_i + 1$

Calcul d'usure des cutters dans chaque mètre :

Pour évaluer l'usure des dents à la fin de chaque mètre il sera nécessaire de développer les équations (2) et (3).

- $\frac{dh}{dt} = C_f . \frac{W^k . N^\alpha}{a^p}$ ..... (2)
- $\frac{dD}{dt} = \frac{1}{A_f} . \frac{i}{a.m}$ ..... (3)

Pour éliminer le temps entre ces équations, on divise l'équation (2) par (3) :

$$\Rightarrow \quad \frac{dh}{dD} = C_f . A_f . \frac{m.W^k . N^\alpha}{i} . a^{1-p}$$

$$\Rightarrow \quad dh = C_f . A_f . \frac{m.W^k . N^\alpha}{i} . a^{1-p} . dD \qquad \text{..... (7)}$$

Tel que : **p=1, 0.5**

On suppose que : $B = C_f . A_f . \frac{m.W^k . N^\alpha}{i}$

En intégrant les deux cotés de l'équation (7) pour déterminer l'usure des dents (D_i) à la fin de la couche (i) en fonction de l'épaisseur de la formation elle même et l'usure des dents (D_{i-1}) à la fin de la couche (i-1) :

$$\Rightarrow \quad \int_{Di-1}^{D} a^{1-p} dD = \frac{1}{B} . \int_{Hi-1}^{H} dH$$

$$\Rightarrow \quad \int_{Di-1}^{D} (0.93.D_i^2 + 6.D_i + 1)^{1-p} dD = \frac{i_i}{C_{fi} . A_{fi} . m_i . W_i^{ki} . N_i^{\alpha i}} . \Delta H_i \qquad \text{..... (8)}$$

Tel que : $\Delta H_i = H_i - H_{i-1}$

En remplaçant dans l'équation (8) par l'indice (i) de la couche pour évaluer l'usure D_i en fonction de D_{i-1}.

Il reste à évaluer l'usure de roulement B_x à la fin de chaque couche, pour cela, on utilise l'équation **(5).**

$$B_x = \frac{t_f . N}{S.L(W)} \quad \Rightarrow \quad t_f = \frac{e}{ROP} = \frac{e.a^p}{C_f . W^k . N^\alpha} .$$

D'où $B_x = \frac{e.a^p . N}{s.C_f . W^k . N^\alpha} = \frac{e.a^p . N^{1\ \alpha}}{S.C_f . W^k . L(W)} .$

L'usure du roulement B_{xi} à la fin de la couche (i) est égale à l'usure B_{xi-1} due à la couche précédant (i-1) donc :

$$B_{xi} = B_{xi\ 1} + \frac{a_i^p . N_i^{1\ \alpha}}{S_i . C_{fi} . W_i^k . L_i(W_i)} . \Delta H_i \qquad \text{..... (9)}$$

Tel que : $\Delta H_i = H_i - H_{i-1}$

Dans l'équation (9) **L(w)** reste inconnu. **L** varie en fonction du poids appliqué sur l'outil :

W	L	W	L	W	L	W	L	W	L
15	6240	29	2630	43	1400	57	794	71	484
16	5840	30	1496	44	1340	58	766	72	467
17	5440	31	2370	45	1288	59	739	73	450
18	5080	32	2260	46	1240	60	714	74	434
19	4750	33	2160	47	1195	61	689	75	418
20	4439	34	2060	48	1150	62	665	76	403
21	4170	35	1963	49	1105	63	642	77	388
22	3920	36	1880	50	1063	64	620	78	373
23	3680	37	1800	51	1025	65	599	79	363
24	3470	38	1725	52	988	66	578		
25	3270	39	1650	53	953	67	558		
26	3080	40	1578	54	918	68	538		
27	2910	41	1515	55	884	69	520		

Tableau 10 : Variations de L en fonction de W. [4]

Par la méthode de moindre carrée, on peut trouver une expression mathématique de la variation de (L) en fonction de (W) à l'aide du tableau. L'expression est :

- $\mathbf{L(W) = a.W^5 + b.W^4 + c.W^3 + d.W^2 + f.W + g.}$ **…… (9)**

Les valeurs des coefficients de l'équation (10) sont :

- ✓ **a** = -2.1656×10^{-20}
- ✓ **b** = 6.1799×10^{-15}
- ✓ **c** = -7.0569×10^{-10}
- ✓ **d** = 4.1004×10^{-5}
- ✓ **f** = -1.2622
- ✓ **g** = 1.8023×10^{4}

Tous les facteurs influant sur le temps de forage sont modélisés par des équations mathématiques en fonction de WOB et RPM. Donc, on peut construire notre modèle d'optimisation avec toutes les contraintes sur le WOB, RPM, D et B_x.

Le fonctionnel :

$$T_f = \sum_{i=1}^{n} \frac{e_i.a_i}{C_{fi}.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}} \Rightarrow \mathbf{min} \qquad \text{…… (11)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} W_i^- \le W_i \le W_i^+. \\ N_i^- \le N_i \le N_i^+. \\ D_i \ge 0 \quad i = 1, n. \\ \sum D_i \le 1. \\ B_{xi} \ge 0 \quad i = 1, n. \\ \sum B_{xi} \le 1. \end{cases}$$

Le modèle obtenu est un problème de programmation non linéaire PNL (modèle de progression non linéaire) avec contraintes. Par la résolution de ce modèle, on peut définir le couple poids–rotation optimal de chaque couche.

L'opération d'optimisation du modèle proposé fait appel aux paramètres (ROP, WOB, RPM) repris sur un puits voisin utilisé comme référence afin d'identifier les facteurs de modèle C_f, A_f, S, k, α.

Le puits de référence représente à quelque chose près les mêmes caractéristiques de formation (dureté, tendance abrasivité) que le puits à forer (l'objet de la présente étude).

Prenant en considération l'état d'usure finale (D_f) et (B_x) de l'outil utilisé pour forer le puits de référence, considérons que l'usure de dents et l'usure de roulement sont subies de manière linéaire en fonction de la profondeur, nous pouvons évaluer l'usure des dents et l'usure de roulement à chaque période ce qui nous permet d'identifier les facteurs de formation C_f, A_f, S, k, α.

III.1.3.1.2- L'identification des coefficients de formation (C_f, k, α) :

Considérons que le puits de référence à la même caractéristique que le puits à forer, considérons que les facteurs de puits de référence peuvent être déterminés du fait de l'enregistrement instantané des paramètres (mud logging), il ne reste qu'à les appliquer aux puits à forer.

A partir de mud logging il nous sera facile de déterminer le ROP, WOB, RPM mètre par mètre tout au long du puits.

La méthode de résolution des équations d'une seule couche sera reconduite pour les autres couches.

La vitesse d'avancement de la couche (j) est :

$$ROP = C_f . \frac{W^k . N^\alpha}{a^p} \quad \Rightarrow \quad \left(a^p . ROP - C_f . W^k . N^\alpha\right) = 0$$

Donc, le modèle est :

Le fonctionnel :

$$\sum_{j=1}^{n} [a_j^p . ROP_j - C_f . W_j^k . N_j^\alpha]^2 \quad \Longrightarrow \quad \mathbf{min} \qquad \text{..... (12)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} C_f \geq 0. \\ 0.6 \leq k \leq 1.5 \\ 0.4 \leq \alpha \leq 0.8 \end{cases}$$

Nous constatons qu'à l'exception de (a) qui reste inconnu, tous les autres paramètres sont connus (ROP, W et N).

Détermination de (a) :

(a) sera calculé de la manière suivant :

- **$a = 0.93\ D^2 + 6\ D + 1.$** **…… (13)**

A la lecture de l'enregistrement effectué sur le puits de référence nous constatons l'absence de l'enregistrement de l'usure le long de puits. Seulement nous sommes en possession de cette valeur à l'état initiale D=0 (outil neuf) et l'état final D= D_f (outil usé).

Pour identifier l'usure à chaque instant, ceci est très difficile parce que l'usure se fait d'une manière non linaire en fonction de la profondeur (figure 24). Pour simplifier le problème, nous supposerons que l'usure se fait de manière linéaire tout au long de puits. Nous pouvons déterminer la valeur de (D) le long de puits par les étapes suivant :

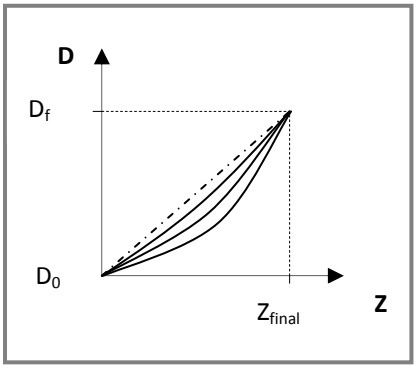


Fig. 24 : L'usure en fonction de la profondeur

La relation est linaire entre le D et le Z implique :

$D = b.Z + c$

A partir de la figure 24 :

- $c = 0.$
- $b = \frac{dD}{dZ} = \frac{D_f - D_0}{Z_{final}}$

$$\text{Donc : } \mathbf{D(Z) = \frac{D_f}{Z_{final}}.Z} \qquad \text{…… (14)}$$

A partir de l'équation (14), on peut évaluer D tout en donnant la valeur de profondeur Z. en remplaçant la valeur de D dans l'équation (13) pour déterminer (a).

Après détermination de (a) le long de la phase, il nous est facile d'identifier C_f, k, α mais avec des contraintes sur ces derniers, cet obstacle nous oblige à passer d'une identification simple par la méthode de moindre carré à la résolution d'un problème de programmation non linéaire (PNL), problème d'optimisation.

Mais la valeur de C_f, k et α déterminés par le système (12) n'est pas exacte, car en remplaçant les valeurs moyennes des ROP, W et N pour chaque couche et pour identifier C_f, k et α ne sont pas très de grande précision, mais proche de la formation, on examinera tous les points enregistrés par le master log, et le modèle d'optimisation se transforme comme suit :

Le fonctionnel :

$$\sum_{i=1}^{n} [a_i^p . ROP_i - C_f . W_i^k . N_i^{\alpha}]^2 \Longrightarrow \min \quad \text{..... (15)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} C_f \geq 0. \\ 0.6 \leq k \leq 1.5 \\ 0.4 \leq \alpha \leq 0.8 \end{cases}$$

III.1.3.1.3- L'identification de coefficient d'abrasivité A_f :

Pour finaliser l'optimisation du modèle, il nous reste à identifier le coefficient d'abrasivité A_f qui est déterminant pour aboutir au résultat final. Car ce facteur influx directement sur l'usure de l'outil cité précédemment par la formule (2).

Après l'identification des coefficients de formation, et l'on prend l'équation **(8)** on trouve que le seul coefficient inconnu est $\mathbf{A_f}$, car C_f, k et α sont déjà identifiés et remplacés dans l'équation **(8)** pour identifier $\mathbf{A_f}$.

L'équation (8) est :

$$\int_{Di-1}^{Di} (0.93.D_i^2 + 6.D_i + 1)^{1-p} dD = \frac{i_i}{C_{fi}.A_{fi}.m_i.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}}.\Delta H_i$$

$$\Rightarrow C_{fi}.A_{fi}.m_i.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}.\int_{Di-1}^{Di} (0.93.D_i^2 + 6.D_i + 1)^{1-p} dD - i_i.\Delta H_i = 0$$

Tel que : $\mathbf{f(D_i)} = \int_{Di-1}^{Di} (0.93.D_i^2 + 6.D_i + 1)^{1-p} dD.$

Comme l'identification de C_f, k et α, on examine tous les points pour assurer que le $\mathbf{A_f}$ bien adapté à la formation.

Le coefficient d'abrasivité a une valeur positive donc il rentre comme contrainte pour identifier A_f, cette contrainte nous oblige à passer de l'identification simple par la méthode de moindre carrée vers la résolution d'un problème de programmation non linéaire (PNL), problème d'optimisation.

Donc le modèle sera comme suit :

Le fonctionnel :

$$\sum_{i=1}^{n} [\Delta H_i.i_i - C_{fi}.A_{fi}.m_i.W_i^{ki}.N_i^{\alpha i}.f(D_i)]^2 \Longrightarrow \min \quad \text{..... (16)}$$

La contrainte :

- $A_f \geq 0$.

III.1.3.1.4- L'identification de coefficient de boue S :

De la même manière, et à partir du master log, on prend l'enregistrement de ROP, W et N en remplaçant e dans l'équation suivante :

L'équation (5) est :

$$B_x = \frac{e.a^p.N^{1\ \alpha}}{S.C_f.W^k.L(W)}.$$

$$\Rightarrow B_x.S.C_f.W^k.L_i - e.a^p.N^{1-p} = 0$$

Tous les paramètres sont connus sauf **S, o**n examinera tous les points comme l'identification précédente, donc le modèle sera le suivant :

Le fonctionnel :

$$\sum_{j=1}^{n} [B_{xj}.S.C_f.W_j^k.L_j - e_j.a_j^p.N_j^{1-p}]^2 \Longrightarrow \min \quad \text{..... (17)}$$

Les contraintes :

- $S \geq 0$.

Le problème reste avec la valeur d'usure de roulement B_x à chaque instant, on va résoudre ce problème comme l'usure des dents D, c'est-à-dire en considérant que l'usure de roulement se fait de manière linaire en fonction de la profondeur.

Donc : $\mathbf{B_x = b.Z + c}$ / **b :** la tangente de la droite passe par D_0 et D_f.

c : l'intersection de la droite et l'axe d'ordonné.

- c = 0.
- b = $\frac{dB_x}{dZ} = \frac{B_{xf} - B_{x0}}{Z_{final}}$ / $\mathbf{B_{x0}}$ = 0 (outil neuf) et $\mathbf{B_{xf}}$: il déterminer à partir de fiche du puits.

Donc : $$B_x(Z) = \frac{B_{xf}}{Z_{final}}.Z \qquad \text{..... (18)}$$

La valeur de B_x est connue, nous pouvons résoudre le problème d'optimisation par le modèle (17).

En répéter l'identification des coefficients pour toutes les couches pour pouvoir construire notre modèle complet de toute la phase à forer.

III.1.3.1.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) :

En application des résultats obtenus dans le puits de référence (les facteurs de formation C_f, A_f, S, k et α) pour le puits à forer, il nous reste à résoudre le modèle d'optimisation (18) pour déterminer le couple WOB-RPM à conduire d'un prix de mètre foreé le plus bas possible.

III.1.4- L'optimisation des outils tricônes à dents fraisées et paliers lisses :

Pour ces types d'outils, l'usure des roulements ne rentre pas dans le modèle d'optimisation (11), toutes les autres étapes restent les mêmes, donc on va résoudre le problème d'optimisation**.**

III.1.5- L'optimisation des outils tricônes au carbure de tungstène :

Pour ces types d'outils, l'usure des dents ne rentre pas dans le modèle d'optimisation (11), donc on remplace (a) par 1 car dD/dt = 0. Toutes les autres étapes restent identiques, donc on peut résoudre le problème d'optimisation**.**

III.1.6- Généralisation du modèle :

Considérons que la détermination de C_f, A_{abr}, K et α vue précédemment et identifier pour une formation (couche) complète, considérons l'hétérogénéité de la formation, cette méthode restant incomplète pour obtenir des résultats plus précis nous allons discrétiser cette formation sur des intervalles d'épaisseur (e). Pour chaque intervalle, nous allons identifier ses propres facteurs. Par cette méthode nous obtiendrons le résultat le plus proche possible de l'état de la formation réelle.

Chapitre III

III-2

L'optimisation des Paramètres Mécaniques d'un Outil PDC

III.2- L'optimisation des Paramètres d'un Outil PDC

Introduction :

Nous avons vu précédemment les différents types d'outils tricônes. Dans ce chapitre nous présentons les outils PDC qui disposent de plusieurs critères que nous abordons ci-dessous (tableau 11).

III.2.1- Les différents critères de modélisation des outils PDC :

Critères	Modèle
Moore	$ROP = a\ W\ N$
Maurer	$ROP = a\ (W+b)^2\ N$
Bingham	$ROP = a\ W^b\ N$
Cumigham	$ROP = a\ W\ N^c$
Eckel	$ROP = a\ W^b\ N^c$
Gall	$ROP = a\ (W-b)\ N^c$

Tableau 11 : Les différents critères de modélisation des outils PDC. [8, 9, 10]

Ces critères présentent une homogénéité sur l'usure de l'outil. Ces outils fabriqués à base de diamant dont l'usure des dents, dans le cas de son apparition, n'est pas progressive. Cette usure arrive de manière brusque ou accidentelle occasionnant une chute brutale d'avancement [8, 9, 10].

Pour cette raison, les chercheurs dans le domaine de ces critères, n'ont pas abordé l'étape d'usure de ces outils, Ils se sont limités à modéliser le phénomène d'avancement d'un outil PDC seulement en fonction de WOB, RPM et la nature de la formation qui l'on traversée; mais après certain temps, les auteurs "Hareland et Rampersad" [11, 12] réussirent à définir une estimation de l'usure d'un outil PDC comme présenté dans le paragraphe suivant.

III.2.1.1- Le Modèle d'usure d'un outil PDC :

Les auteurs "Hareland et Rampersad" [11, 12, 13] réussirent à définir une estimation d'usure de cutter d'un outil PDC comme un modèle mathématique en fonction de Rate of Pénétration ROP, Weight on bit WOB, Coefficient d'Abrasivité et la résistance à la compression de la formation CS.

$$W_f = 1 - \frac{1}{8}.\sum_{i=1}^{n} w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \qquad \text{..... (19)}$$

III.2.2- Choix du modèle :

Comme pour l'étude des outils tricônes il est aussi indispensable de discrétiser la phase en petits intervalles d'épaisseur (e) dans le but de diminuer l'hétérogénéité de la formation.

A chaque intervalle, nous devons appliquer les 6 modèles désignés ci-dessus de manière à déterminer le modèle le mieux adapté. Ce résultat nous permet de définir le couple optimal de chaque intervalle.

Il existe une seule méthode (en notre possession) pour comparer les 6 modèles pour chaque intervalle, ce dernier est appelé la **modélisation statistique.**

La modélisation statistique est élaborée au moyen d'un Sous-programme conçu préalablement à cet effet, appelé **MODSTAT**.

L'utilisation de MODSTAT est utilisée comme suit :

- Introduction des données à partir du puits de référence (ROP, WOB et RPM).
- En retour, nous obtiendrons les coefficients des formations C_f, k, α et un coefficient de corrélation multiple R.

Le coefficient de corrélation multiple [24] est le seul juge de la qualité du modèle c'est-à-dire est ce que le modèle reflète d'une manière convenable le processus ?

En conclusion si **R** est plus proche de l'unité donc le critère sont adapté à la formation. L'équation qui définie **R** est égale à [24]:

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum (Y_{mod\,i} - Y_{expi})^2}{\sum (Y_{mod\,i} - Y_{moy})^2}} \qquad \text{..... (20)}$$

On met le résultat donné par le MODSTAT de chaque intervalle dans un tableau pour faciliter le choix du modèle, le tableau se présente comme suit :

Eckel	Maurer	Gall	Moore	Bingham	Cumigham
le moyen du coefficient de corrélation multiple R					
0.6323	0.5950	0.5476	0.4678	0.5381	0.5389
0.6753	0.6705	0.6807	0.5056	0.6668	0.5177
0.7363	-	0.1193	-	0.6385	-
0.8026	0.8926	0.9275	-	0.5390	-
0.5247	0.5258	-	0.4447	0.4541	0.4756
0.6716	0.6573	0.5321	-	0.6264	0.2994
0.8646	0.8889	0.1634	-	0.7855	-
0.9663	0.9756	0.9830	-	0.9323	0.5045
0.3679	0.4296	-	-	0.3957	-
0.6996	0.7364	0.8282	-	0.5143	-
0.6482	0.6593	0.6863	0.2412	0.6270	0.4204
0.6480	0.6538	-	-	0.6455	-
0.9047	0.7957	0.9132	0.3481	0.7605	0.8814
0.3559	0.3275	-	0.3035	0.1545	0.3748
0.8032	0.7070	0.8143	0.3225	0.6382	0.6699
0.5412	0.3107	0.5206	0.2952	0.2656	0.4237
0.4129	0.3246	-	0.3184	0.2006	0.3964

Le tableau complet est affiché dans l'Annexe

On a conclue a partir de ce tableau que le meilleur modèle représenté le processus d'avancement d'un outil PDC c'est : **le modèle d'Eckel**.

III.2.3- Méthode d'optimisation :

III.2.3.1- Représentation du modèle d'optimisation :

De ce qui précède nous pouvons proposer en échange la méthode optimale ayant pour but de minimiser le prix de mètre foré. Pour ce faire, nous devrons analyser la formule de détermination de (P_m) :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_m + T_r)}{M}$$

Après l'analyse nous constatons que tous les éléments de cette formule sont fixes à l'exception du temps de forage (T_f) qui est déterminant et peut être réduit à plus de 50% sans pour autant influer sur la qualité de forage (l'état de trou…).

Pour minimiser le temps de forage nous passons obligatoirement par l'augmentation (le plus haut possible) de la vitesse d'avancement ROP qui est fonction de WOB et RPM et l'état de la formation.

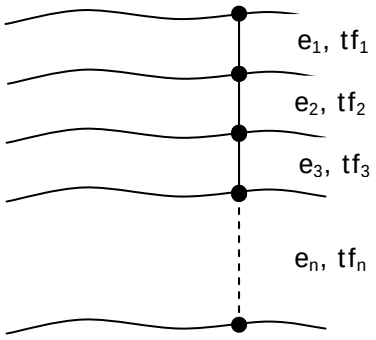
Après avoir identifié le meilleur modèle pour chaque intervalle, on va construire le modèle d'optimisation pour identifier le couple WOB et RPM optimaux de chaque intervalle.

III.2.3.2- Le modèle d'optimisation:

Le fonctionnel :

Comme pour les outils tricônes, on minimise le temps de forage :

$$T_f = \sum_{i=1}^{n} t_{fi} \quad \text{Tel} \quad t_{fi} = \frac{e_i}{ROP_i}$$



Donc le fonctionnel du modèle d'optimisation est défini, il reste maintenant de définir les contraintes des paramètres de problème.

Les contraintes :

Les contraintes sont subdivisées en deux parties :

- Contraintes linéaire sur la capacité des éléments de coupes, on prend les limitations données par les constructeurs des outils sur le poids et la rotation Maximum qu'il faut appliquer sur l'outil.

  - ✓ $W_{i\,Min} \le W_i \le W_{i\,Max}$ **/ i=1:n.**
  - ✓ $N_{i\,Min} \le N_i \le N_{i\,Max}$ **/ i=1:n.**

- Contrainte non linéaire sur l'usure des cutters, la valeur de ce dernier est positive et il ne faut pas dépasser 1.

- C.-à-d. : $0 \le W_f \le 1 \Rightarrow \quad 0 \le 1 - \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \le 1$

$$\Rightarrow \quad 0 \le \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \le 1$$

$$\Rightarrow \quad [\frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \le 1 \qquad \text{..... (21)}$$

Donc le modèle d'optimisation sera comme suit :

Le fonctionnel : $$T_f = \sum_{i=1}^{n} \frac{e_i}{ROP_i} \Longrightarrow \min \qquad \text{..... (22)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} W_{i\,Min} \le W_i \le W_{i\,Max} \text{ / i=1:n.} \\ N_{i\,Min} \le N_i \le N_{i\,Max} \text{ / i=1:n.} \\ [\frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \le 1 \end{cases}$$

Le modèle obtenu est un problème de programmation non linéaire PNL (modèle de progression non linéaire) avec des contraintes linéaires et des contraintes non linéaires. Par la résolution de ce modèle, on peut définir le couple poids–rotation optimal de chaque couche.

L'opération d'optimisation du modèle proposé fait appel aux paramètres (ROP, WOB, RPM) repris sur un puits voisin, utilisé comme référence, afin d'identifier les facteurs de modèle C_f, A_{abr}, k, α.

Le puits de référence représente à quelque chose prêt les mêmes caractéristiques de formation (dureté, tendance abrasivité) que le puits à forer (l'objet de la présente étude).

III.2.3.3- L'identification des coefficients de formation (C_f, k, α) :

En considérant que le puits de référence à la même lithologie que le puits à forer, et que les coefficients du puits de référence peut être déterminé du fait de l'enregistrement instantané des paramètres (mud logging), il ne reste qu'à les appliquer au puits à forer.

A partir de mud logging il nous sera facile de déterminer le ROP, WOB, RPM mètre par mètre tout au long du puits.

La méthode de résolution des équations d'une seule couche sera reconduite pour les autres couches.

La vitesse d'avancement de la couche (i) est :

- $ROP_i = C_{fi} .W_i^{ki} .N_i^{\alpha i}$ ..... (23)

ROP_i, W_i et N_i sont connus à partir de l'enregistrement du puits de référence, Il reste à identifier les coefficients de formation. Pour cela, on va résoudre le problème par la méthode des moindres carrées (MMC), par ce que les coefficients de formation ne sont soumis à aucune contrainte et cette résolution est répétée pour chaque intervalle de la discrétisation.

III.2.3.4- L'identification des coefficients d'abrasivité et d'usure (A_{abr}, w_c) :

Afin de finaliser le calcul des coefficients du problème d'optimisation, il faut calculer le coefficient d'abrasivité $\mathbf{A_{abr}}$ et le coefficient d'usure $\mathbf{w_c}$ pour introduire ces derniers dans le contrainte non linéaire qui définie la limitation d'usure des cutters.

D'après l'équation (21) :

$$\mathbf{W_f = 1 - \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i}$$

$$\Rightarrow \quad \mathbf{\sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i = 8.(1 - W_f)}$$

$$\Rightarrow \quad 8.(1 - W_f) \; - \; \sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \; = \; 0$$

Le coefficient d'abrasivité et d'usure a une valeur positive donc il rentre comme contrainte pour identifier A_{abr} et w_c, cette contrainte nous oblige à passer de l'identification simple par la méthode des moindres carrés vers la résolution d'un problème de programmation non linéaire (PNL), problème d'optimisation.

On considère que l'usure de l'outil faite d'une manière régulière le long de puits, le modèle pour identifier w_c et A_{bre} sera comme suit :

Le fonctionnel :

$$[8.(1 - W_f) - \sum_{i=1}^{n} w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \quad \Longrightarrow \quad \text{min} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots (24)$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} w_{ci} \geq 0 \;\; / \; i=1:n \\ A_{abri} \geq 0 \;\; / \; i=1:n \end{cases}$$

III.2.3.4.1- Evaluation d'usure dans le puits de référence W_f :

A la lecture de l'enregistrement effectué sur le puits de référence nous constatons l'absence de l'enregistrement de l'usure le long de puits. Seulement nous sommes en possession de cette valeur à l'état initial W=0 (outil neuf) et l'état final W= W_f (outil usé).

L'identification de l'usure à chaque instant est très difficile, par ce que l'usure se fait d'une manière non linéaire en fonction de la profondeur (figure 25). Pour simplifier le problème, nous supposerons que l'usure se fait de manière linéaire tout au long de puits. Nous pouvons déterminer la valeur de (W) le long de puits suivant les étapes suivantes :

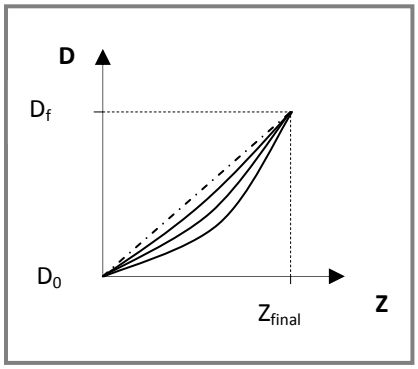


Fig. 25 : L'usure en fonction de la profondeur.

La relation est linaire entre le D et le Z implique :

D = b.Z + c , A partir de la figure 25 :

- c = 0.
- $b = \frac{dD}{dZ} = \frac{D_f - D_0}{Z_{final}}$

$$\text{Donc : } D(Z) = \frac{D_f}{Z_{final}}.Z \qquad \text{..... (25)}$$

III.2.3.4.2- Calcul de la résistance à la compression CS :

La résistance à la compression d'une roche est la résistance que celle-ci offre à l'avancement de l'outil, c'est-à-dire quand la CS grand quand l'avancement de l'outil sera faible et afin d'améliorer cet avancement, il faut augmenter le poids sur l'outil (WOB) jusqu'à une valeur égale ou plus que la résistance à la compression.

A partir de la définition précédente, on peut écrire l'équation reliant le WOB et la résistance à la compression CS comme suit :

$$WOB = CS.(S_{Tp} - S_u) \quad \Rightarrow \quad CS = \frac{WOB}{S_{Tp} + S_{hu}} \qquad \text{..... (26)}$$

1. **Calcul de S_{Tp}**

$$S_{Tp} = \sum_{i=1}^{Nc} (S_i - S_{vui}) \;/\; i = 1{:}N_c \qquad \text{..... (27)}$$

Pour simplifier le calcul, la figure 26 présente les différentes surfaces nécessaires pour estimer sa valeur.

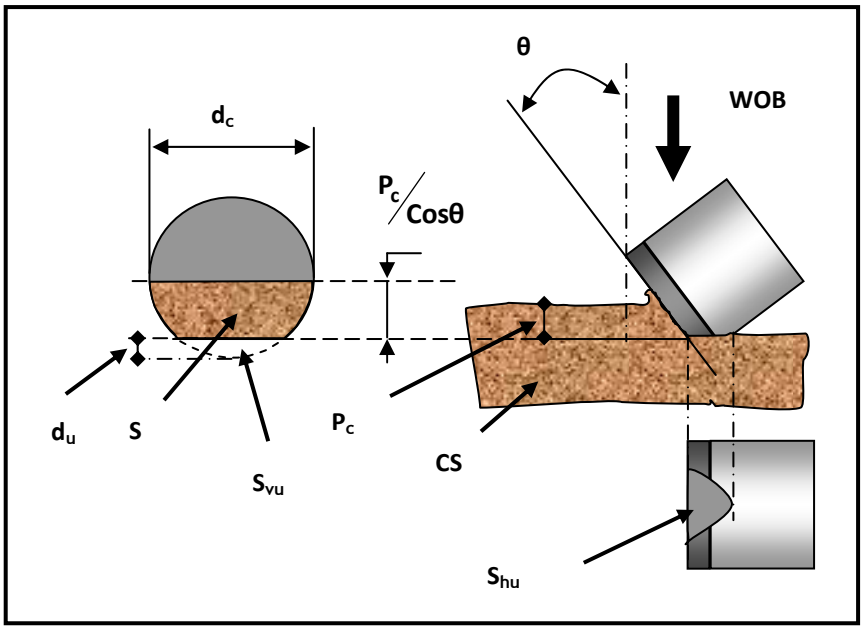


Fig. 26 : Représentation des différentes surfaces.

Après les projections des surface sur les plans vertical et l'horizontal et le développement des équations, on a trouvé:

- La surface **S** pour chaque cutter :

$$S_i = \sin\theta_i.[(\frac{d_{ci}}{2})^2.\arccos(1-\frac{2P_{ci}}{d_{ci}\cos\theta i})-(\frac{P_{ci}d_{ci}}{\cos\theta i}-\frac{P_{ci}^2}{\cos^2\theta i})^{1/2}.(\frac{d_{ci}P_{ci}}{2\cos\theta i})] \quad \text{..... (28)}$$

- La surface S_{vu} pour chaque cutter :

$$S_{vui} = \sin\theta_i.[(\frac{d_{ci}}{2})^2.\arccos(1-\frac{2d_{ui}}{d_{ci}\cos\theta i})-(\frac{d_{ui}d_{ci}}{\cos\theta i}-\frac{d_{ui}^2}{\cos^2\theta i})^{1/2}.(\frac{d_{ci}d_{ui}}{2\cos\theta i})] \quad \text{..... (29)}$$

2. <u>Calcul de S_{hu}</u>

C'est la surface horizontale d'usure qui est en contact direct avec la formation, et comme présenté dans le schéma, cette surface a une forme de parabole ; donc l'équation sera comme suit :

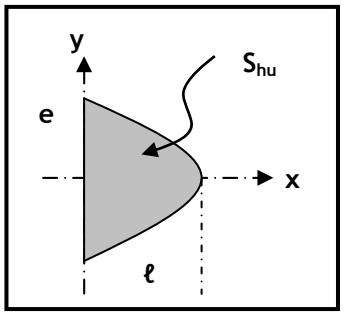


Fig. 27: La surface horizontale d'usure

- $\ell = \frac{d_u}{\sin\theta}$
- $e = (\frac{d_c}{2})^2 - \sqrt{(\frac{d_c}{2})^2 - d_u^2}$

$$\frac{x^2}{\ell^2}+\frac{y^2}{e^2}=1 \Rightarrow x=\frac{\ell}{e}.\sqrt{e^2-y^2}$$

Calcul de la Surface : $S_{hu} = \int_{xy}\int dxdy$ / $0 \le x \le \ell$ et $-e \le y \le +e$.

$$\Rightarrow S_{hu} = \int_{-e}^{e}(\int_{0}^{x}dx)dy \Rightarrow \qquad S_{hu} = \frac{\ell}{e}\int_{-e}^{e}\sqrt{e^2-y^2}\,dy \quad \text{..... (30)}$$

III.2.3.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) :

En appliquant les résultats obtenus dans le puits de référence (les facteurs de formation C_f, A_{abr}, k et α) pour le puits à forer, il nous reste à résoudre le modèle d'optimisation (22) pour déterminer le couple WOB-RPM conduisant à un prix du mètre foré le plus bas possible.

III.2.4- Généralisation du modèle :

Considérons que la détermination de C_f, A_{abr}, K et α vue précédemment et identifier pour une formation (couche) complète, considérons l'hétérogénéité de la formation, cette méthode restant incomplète pour obtenir des résultats plus précis nous allons discrétiser cette formation sur des

intervalles d'épaisseur (e). Pour chaque intervalle, nous allons identifier ses propres facteurs. Par cette méthode nous obtiendrons le résultat le plus proche possible de l'état de la formation réelle.

III.2.4.1- L'effet de l'hétérogénéité :

L'hétérogénéité de la formation modélisée influe directement sur la qualité et l'efficacité du modèle mathématique que présente le processus du forage de cette formation.

On va prendre 3 exemples de discrétisation dans les trois graphes pour mettre l'effet de l'hétérogénéité de la formation bien claire :

- Dans le 1er graphe, on a discrétisé la phase en **30** intervalles de **76** mètres d'épaisseurs.
- Dans le 2eme graphe, on a discrétisé la phase en **60** intervalles de **38** mètres d'épaisseurs.
- Dans le 3eme graphe, on a discrétisé la phase en **200** intervalles de **11** mètres d'épaisseurs.

On peut observer facilement que le modèle mathématique (la courbe rouge) dans le 1er graphe ne suivra pas l'état réel des ROP obtenus en forage real (la courbe bleu), et dans le 2eme graphe quand on a augmenté le nombre des intervalles discrétisés, le model commence à suivre les ROP real mais il reste imparfait.

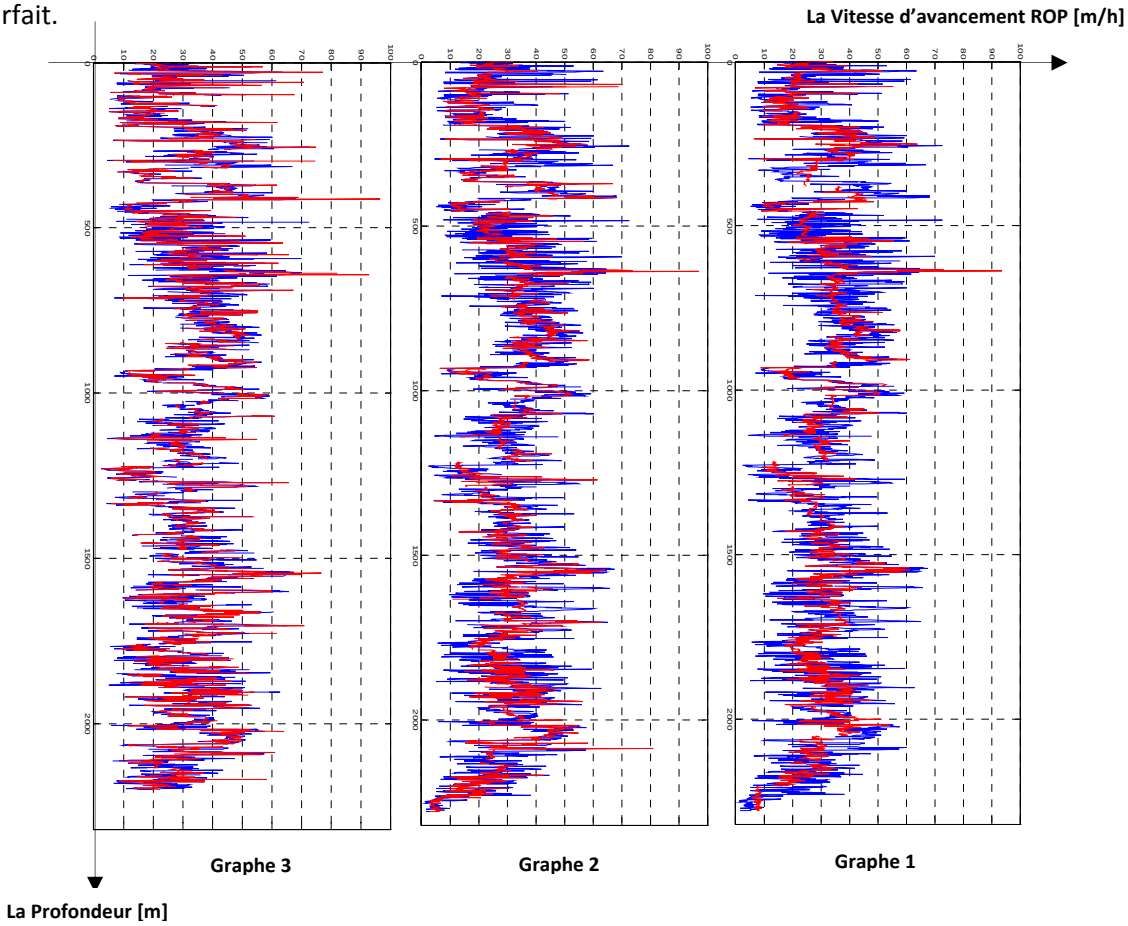


Fig. 27: La courbe en bleu représente les ROP real et la courbe Rouge représente les ROP du modèle.

Dans le 3eme graphe, le modèle mathématique est totalement parfait puisqu'on a à discrétiser la phase en 200 intervalles de 11m d'épaisseurs, c'est-à-dire à réduire l'effet de l'hétérogénéité et dans ce cas, on peut dire qu'on peut arriver à modéliser l'avancement d'un outil de forage.

On conclue d'après ces comparaisons : quand les épaisseurs des intervalles diminuent, l'effet de l'hétérogénéité diminue aussi.

Chapitre III

III-3

L'optimisation de l'Energie Spécifique Es

III.3- L'optimisation de L'énergie Spécifique Es

Introduction :

Nous avons vu précédemment dans les sous-chapitres III.1 et III.2 la méthode suivie pour l'optimisation des paramètres mécaniques de forage pour les deux types d'outil (tricône et PDC) ; mais le problème de cette méthode c'est qu'elle prend en considération seulement la modélisation de le ROP en fonction des WOB et RPM et elle nous donne les couples WOB-RPM optimaux pour chaque intervalle de discrétisation afin d'obtenir le maximum de ROP avec un minimum d'usure sans considération du founder point. Ce problème peut limiter notre résultat d'optimisation dans le cadre théorique et ne peut s'appliquer que dans certaines hypothèses bien déterminées.

III.3.1- Définition du Founder Point :

Le founder point [13, 14] est le point où le ROP ne répond plus linéairement avec l'augmentation du WOB. On peut considérer le WOB dans ce point comme le poids optimum (figure 28).

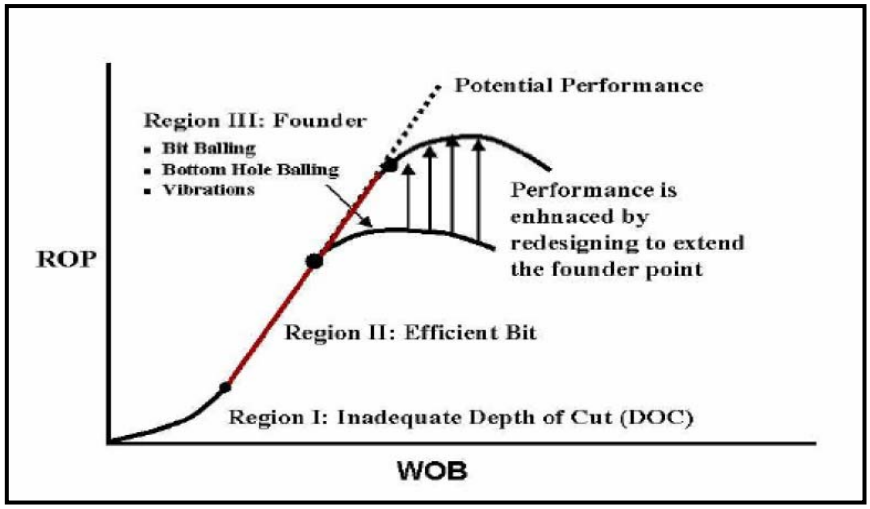


Fig. 28 : Le founder point. [14, 15]

Les causes du founder point :

- ✓ L'usure de l'outil.
- ✓ Les vibrations.
- ✓ Mauvais nettoyage du trou.
- ✓ Bourrage d'outil.

Donc il faut introduire l'effet du founder point dans le programme d'optimisation comme une contrainte pour limiter le choix du couple WOB-RPM optimal, mais l'obstacle c'est il n y a pas une équation mathématique qui pourrait expliquer l'effet du founder point, puisque la seule méthode pour déterminer le founder point c'est le drill-off test comme présenté dans la figure 29.

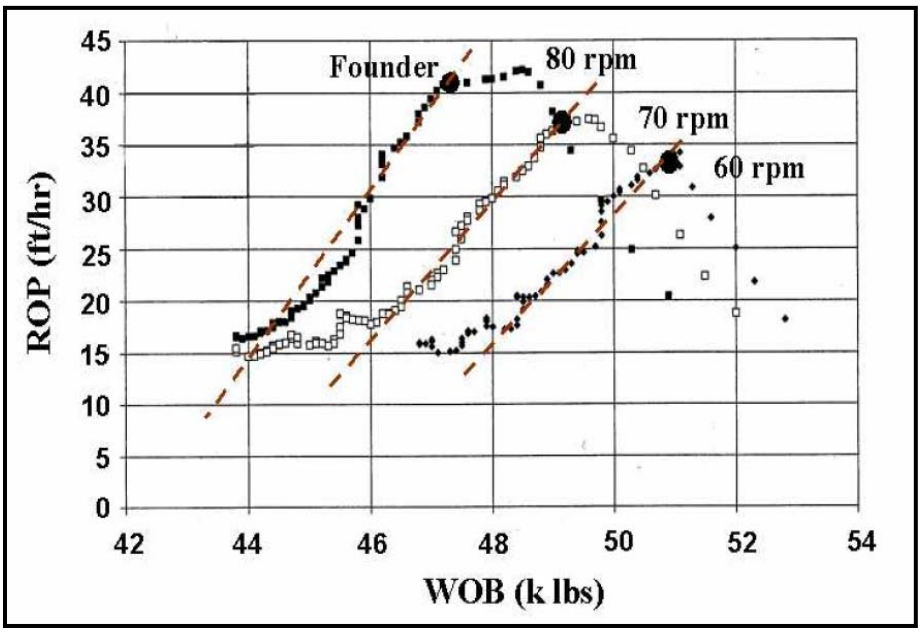


Fig. 29 : drill-off test. [14, 15]

III.3.2- L'idée principale du travail :

On a conclu maintenant qu'on ne peut pas avoir une bonne optimisation sans éliminer l'effet de founder point, et comme on a expliqué précédemment qu'il n y a pas une équation mathématique qui peut expliquer l'effet du founder point, pour cela, on va traiter le problème d'optimisation cette fois ci par la minimisation de l'énergie spécifique **ES**, c'est-à-dire qu'on va transmettre vers l'outil l'énergie nécessaire seulement pour détruire la roche. Par cette méthode on va assurer que les paramètres appliqués au dessous du founder point, c'est-à-dire qu'il n y a pas un excès poids sans amélioration de ROP par contre il va accélérer l'usure de la structure des coupes et sa fatigue.

Comme conclusion ; Dans ce chapitre, on va se concentrer sur la durée de vie de l'outil par le choix optimal des paramètres conduisant à un minimum d'énergie spécifique ES appliqué afin de conserver l'outil pour continuer le forage le plus loin possible et par conséquence l'amélioration de ROP, puisque le ES et le ROP reliés avec une relation inverse comme présenté dans la figure 30 (le data du graphe, c'est le data de puits REG-23, champs de Regane, Algérie).

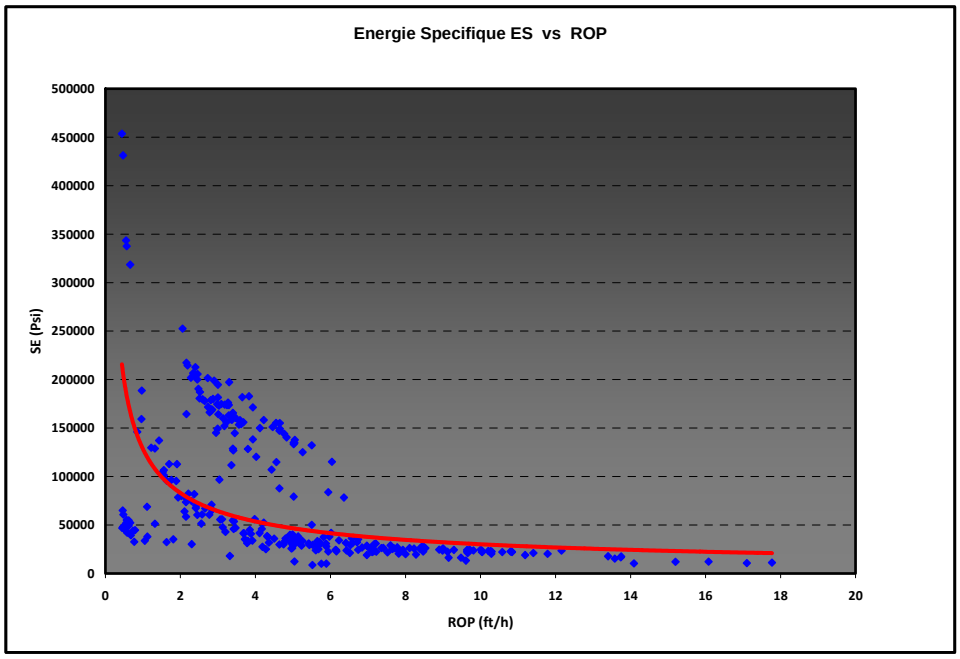


Fig. 30 : Relation entre ES et le ROP.

III.3.3- Définition de L'énergie Spécifique ES :

L'énergie spécifique ES [16, 17] est le travail effectué pour arracher un volume unitaire de la roche.

Il est axiomatique que, pour excaver un volume bien déterminé de roche, théoriquement une certaine quantité d'énergie minimum sera exigée ; sa quantité dépendra entièrement de la nature de la roche. Les vrais processus mécaniques pourraient ou ne pourraient pas approcher ce minimum théorique: la différence entre les conditions réelles et théoriques serait une mesure de travail absorbée dedans, par exemple, cassant la roche excavée en plus petits fragments que nécessaire, dans le frottement entre les outils et la roche (qui s'élève peut-être à la même chose sur une échelle microscopique); ou dans des pertes mécaniques tout à fait en dehors du système de roche.

La rupture des débris en ' plus petits fragments que possibles ' peut avoir un effet disproportionné sur l'énergie requise pour excaver le volume donné. Non seulement plus de particules doivent-elles être cassées inutilement, mais l'énergie spécifique elle-même augmente considérablement pendant que la dimension particulaire est réduite. Cet effet est illustré par WALKER et SHAW. Ils ont mesuré l'énergie nécessaire à arracher diverses tailles des grains de roche et ils ont trouvé (par exemple, on a pris les grains du marbre d'une dimension d'environ de $2.5x10^{-5}$) l'énergie spécifique était 1.200.000 Psi ; Il est tombé rapidement vers 70.000 Psi quand la dimension de la particule augmente ($1.5x10^{-5}$). L'énergie spécifique clairement ne peut pas continuer à tomber indéfiniment à ce taux. Elle doit se stabiliser à une certaine valeur finie et diminuer plus lentement, probablement tellement lentement qu'elle soit devenue pratiquement constante à mesure que la dimension particulaire augmente indéfiniment. Cette idée d'énergie spécifique constante porte des implications importantes pour l'étude des processus

roche-énergie, parce qu'elle place l'efficacité mécanique maximum qu'il est possible d'atteindre. L'efficacité mécanique d'un processus roche-énergie ne peut pas être mesurée directement, puisque la quantité minimum de travail exigée pour excaver un volume indiqué de roche ne peut être mesurée par rapport à aucune norme absolue. Le volume de la roche réellement cassé doit donc fournir l'index. Le volume de la roche cassé par absorption d'énergie d'unité est la réciproque de l'énergie spécifique comme déjà défini, de sorte que l'efficacité mécanique soit un maximum quand l'énergie spécifique est un minimum.

III.3.3.1- L'énergie spécifique dans le forage rotary :

Dans le forage rotary [16, 17], le travail est effectué par la poussée de la force F (lb) et le torque T (lb.in) ; si la vitesse de rotation c'est N (rpm), la surface du trou A(in2) et la vitesse d'avancement v (in/min), donc le travail totale effectué en une minute est **(F.v+2π.N.T)**(in.lb), Le volume de la roche excavée en une minute est **(A.v)**(in^3).

On définie **e** comme l'énergie spécifique, divisant le travail par le volume [16, 17], donne :

$$e = \left(\frac{F}{A}\right) + \left(\frac{2\pi}{A}\right)\left(\frac{N.T}{v}\right) in.lb/in^3$$

En utilisant les indices inférieurs t et r pour dénoter la « poussée » et les composants « rotatoires » de **e** [16, 17],

- $e_t = \left(\frac{F}{A}\right) in.lb/in^3$
- $e_r = \left(\frac{2\pi}{A}\right)\left(\frac{N.T}{v}\right) in.lb/in^3$

Donc la formule définitive de l'énergie spécifique **ES** [16, 17] est :

Tel que :

$$ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM.TQ}{ROP}\right) Psi \qquad \text{..... (31)}$$

III.3.4- Choix du modèle de la vitesse d'avancement ROP :

Dans le chapitre III-2, on avait appliqué une méthode statistique afin de choisir le modèle le plus adapté pour un outil PDC parmi 6 modèles définissant le processus d'avancement ; on a trouvé que le modèle d'Eckel [5] est le mieux adapté**.** Le modèle présenté est comme suit :

$$ROP = C_f . WOB^{\alpha} . RPM^{\beta}$$

III.3.4.1- Le Modèle d'usure d'un outil PDC :

Les auteurs "Hareland et Rampersad" [11, 12, 13] réussirent à définir une estimation d'usure de cutters d'un outil PDC comme un modèle mathématique en fonction de Rate of Pénétration ROP, Weight on bit WOB, Coefficient d'Abrasivité et la Résistance à la Compression de la formation CS.

$$W_f = 1 - \frac{1}{8}.\sum_{i=1}^{n} w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \qquad \text{..... (19)}$$

III.3.5- Méthode d'optimisation :

III.3.5.1- Représentation du modèle d'optimisation :

De ce qui procède, nous pouvons proposer en échange la méthode optimale ayant pour but de minimiser l'énergie spécifique **ES**. Pour ce faire, nous devrons analyser la formule de détermination de **ES** :

$$ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM.TQ}{ROP}\right)Psi$$

On va présenter également le concept de l'énergie spécifique minimum, c'est-à-dire que l'outil va foré avec une efficacité mécanique EFF_m maximum. L'énergie spécifique minimum est atteinte quand l'énergie spécifique s'approche, ou est presque égale à, la résistance à la compression **CS** de la roche étant forée.

C'est-à-dire qu'il faut traiter un problème d'optimisation pour définir les paramètres mécaniques optimaux conduisant a une ES minimum [15]:

$$ES \quad \text{tend vers} \quad ES_{min} \approx CS. \qquad \text{..... (32)}$$

L'efficacité mécanique [15] est alors :

$$EFF_m = \frac{CS}{ES}$$

Et l'efficacité maximum est atteinte quand $\frac{CS}{ES}$ **tend vers** **1**

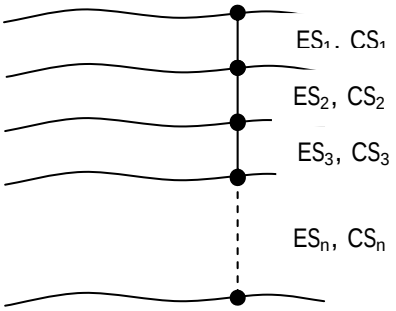
On a compris ce qu'on va optimiser, par contre, il reste maintenant de construire le modèle d'optimisation et toutes les contraintes nécessaires.

III.3.5.1.1- Le modèle d'optimisation:

Le fonctionnel :

L'énergie spécifique est équation (31):

$$ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM.TQ}{ROP}\right)$$



Et comme vu précédemment, la valeur minimum de ES_{min} il faut tendre vers CS, c'est à dire :

$$ES = ES_{min} = CS$$

$$\Rightarrow \quad ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM.TQ}{ROP}\right) = CS$$

$$\Rightarrow \quad WOB + 120\,\pi\left(\frac{RPM.TQ}{ROP}\right) - A_b.CS = 0$$

On remplace le ROP par sa formule en fonction de WOB et RPM : $ROP = C_f.WOB^k.RPM^\alpha$

$$\Rightarrow \quad WOB + 120\,\pi\left(\frac{RPM.TQ}{C_f WOB^{\alpha}.RPM^{\beta}}\right) - A_b.CS = 0$$

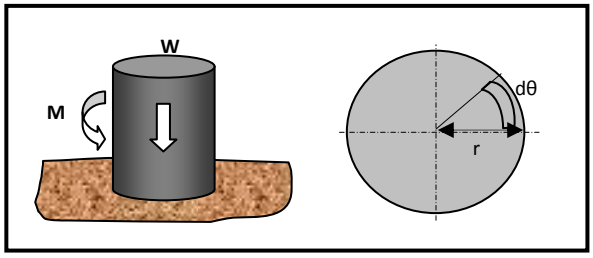
$$\Rightarrow \quad C_f.WOB + 120\,\pi\left(\frac{RPM^{(1-\beta)}.TQ}{WOB^{\alpha}}\right) - A_b.C_f.CS = 0 \qquad \text{..... (33)}$$

On a remplacé la valeur du ROP dans l'équation, mais il reste le Torque (TQ) il faut remplacer par une équation en fonction de WOB ou RPM.

La modélisation du Torque (TQ) :

Le torque, n'est pas un paramètre à optimiser mais c'est un résultat du à certains WOB et RPM appliqués sur l'outil. Pour cette raison, un coefficient de glissement **μ** est introduit pour exprimer le Torque en fonction du WOB.

Pour simplifier le problème de modélisation, on va considérer l'outil comme un axe circulaire avec un fond plat comme présenté dans le dessin [17] :



Tel que : dF = μ.dN / $N = \frac{W}{\frac{1}{4}\pi D^2}$

$$\Rightarrow M = \int_0^{1/2D}\int_0^{2\pi} r^2 \frac{4\mu W}{\pi D^2} dr d\theta \Rightarrow M = \int_0^{1/2D} r^2 \frac{4\mu W}{\pi D^2}\left(\int_0^{2\pi} d\theta\right)dr$$

$$\Rightarrow M = \int_0^{1/2D} \frac{8\mu W}{D^2} r^2 dr = \frac{8\mu W}{D^2}\left(\frac{r^3}{3}\right)_0^{1/2D}$$

$$\Rightarrow M = \frac{\mu . W . D}{3}$$

Et par les changements des unités la formule [15] sera comme suivant :

$$TQ = \frac{1}{36}.\mu.WOB.D \qquad \text{..... (34)}$$

On injecte l'équation (34) dans l'équation (33), la formule sera comme suit :

$$C_f.WOB + 120\,\pi\left(\frac{RPM^{(1-\beta)}.\mu.WOB.D}{36.WOB^{\alpha}}\right) - A_b.C_f.CS = 0$$

$$\Rightarrow C_f.WOB + 3.33.\pi.D.\mu.RPM^{(1-\beta)}.WOB^{(1-\alpha)} - A_b.C_f.CS = 0$$

On met **K** = 3,33.π.D

La dernière équation n'est valable seulement que pour une seule couche et pour construire le modèle global, il faut faire la somme des équations de toutes les couches.

<u>Les contraintes</u> :

Les contraintes sont subdivisées en deux parties :

- Contraintes linéaire sur la capacité des éléments de coupes, on prend les limitations données par les constructeurs des outils sur le poids et la rotation Maximum qu'il faut appliquer sur l'outil.

  - ✓ $W_{i\,Min} \le W_i \le W_{i\,Max}$ / i=1:n.
  - ✓ $N_{i\,Min} \le N_i \le N_{i\,Max}$ / i=1:n.

  ..... (35)

- Contrainte non linéaire sur l'usure des cutters, la valeur de ce dernier est positif et il ne faut pas dépasser 1.
- C.-à-d. : $0 \le W_f \le 1 \Rightarrow 0 \le 1 - \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \le 1$

$$\Rightarrow \quad 0 \leq \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i \leq 1$$

$$\Rightarrow \quad [\frac{1}{8}.\sum w_{ci}.W_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \leq 1 \qquad \text{..... (36)}$$

Donc le modèle d'optimisation sera comme suit :

Le fonctionnel :

$$\sum_{i=1}^{n} [C_{fi}.WOB_i + K.\mu_i.RPM_i^{1-\beta_i}.WOB_i^{1-\alpha_i} - A_b.C_{fi}.CS_i]^2 \Longrightarrow \min \qquad \text{..... (37)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} WOB_{i\,Min} \leq WOB_i \leq WOB_{i\,Max} \ / \ i=1:n. \\ RPM_{i\,Min} \leq RPM_i \leq RPM_{i\,Max} \ / \ i=1:n. \\ [\frac{1}{8}.\sum_{i=1}^{n} w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \leq 1 \ / \ i=1:n. \end{cases}$$

Le modèle obtenu est un problème de programmation non linéaire PNL (modèle de progression non linéaire) avec des contraintes linéaires et des contraintes non linéaires. Par la résolution de ce modèle, on peut défini les couples poids–rotation optimaux de chaque couche.

L'opération d'optimisation du modèle proposé fait appel aux paramètres (ROP, WOB, RPM) repris sur un puits voisin utilisé comme référence afin d'identifier les facteurs de modèle C_f, A_{abr}, α, β et μ.

Le puits de référence représente à quelque chose prêt les mêmes caractéristiques de formation (dureté, tendance abrasivité) que le puits à forer (l'objet de la présente étude).

III.3.5.1.2- Calcul de la résistance à la compression CS :

La résistance à la compression d'une roche est la résistance que celle-ci offre à l'avancement de l'outil, c'est-à-dire quand la CS est grand quand l'avancement de l'outil sera faible et afin d'améliorer cet avancement, il faut augmenter le poids sur l'outil (WOB) jusqu'à une valeur égale ou plus que la résistance à la compression.

A partir de la définition précédente, on peut écrire l'équation reliant le WOB et la résistance à la compression CS comme suit :

$WOB = CS.(S_{Tp} - S_u) \quad \Rightarrow \quad CS = \frac{WOB}{S_{Tp} + S_{hu}} \qquad \text{..... (26)}$

On a déjà présenté la méthode du calcule des surfaces S_{Tp} et S_u d'une manière détaillée dans le sous chapitre précédant (III-2).

III.3.5.2- Identification des coefficients de formation (C_f, β, α) :

En considérant que le puits de référence a la même lithologie que le puits à forer, et que les coefficients du puits de référence ne peuvent être déterminés du fait de l'enregistrement instantané des paramètres (mud logging), il ne reste qu'à les appliquer au puits à forer.

A partir de mud logging, il nous sera facile de déterminer le ROP, WOB, RPM mètre par mètre tout au long du puits.

La méthode de résolution des équations d'une seule couche sera reconduite pour les autres couches.

La vitesse d'avancement de la couche (i) est :

- $\mathbf{ROP_i = C_{fi} .W_i^{\alpha i} .N_i^{\beta i}}$ ..... (*)

ROP_i, W_i et N_i sont connus à partir de l'enregistrement du puits de référence, Il reste à identifier les coefficients de formation. Pour cela, on résout le problème par la méthode des moindres carrées (MMC), par ce que les coefficients de formation ne sont soumis à aucune contrainte et cette résolution est répétée pour chaque intervalle de la discrétisation.

III.3.5.3- Identification de coefficient de glissement (μ) :

L'identification de coefficient de glissement μ est facile. A partir du puits de référence, on prend l'enregistrement des paramètres mètre par mètre mais cette fois ci, on a besoin des valeurs du torque aussi pour calculer l'énergie spécifique ES, et après, on va exprimer **μ** sous une équation très simple.

La formule de ES est : $\mathbf{ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM\,.TQ}{ROP}\right)}$

On garde le ROP sans remplacement mais on va remplacer le torque par sa formule, donc l'équation :

$$\Rightarrow \quad \mathbf{ES = \left(\frac{WOB}{A_b}\right) + \left(\frac{120\,\pi}{A_b}\right)\left(\frac{RPM\,.\mu.WOB\,.D}{36.ROP}\right)}$$

$$\Rightarrow \quad \mathbf{A_b\,.ROP\,.ES = ROP\,.WOB + 3,33\,.\pi\,.D\,.RPM\,.WOB\,.\mu}$$

$$\Rightarrow \quad \mathbf{\mu = \frac{(A_b\,.ES - WOB\,).ROP}{3,33\,.\pi\,.D\,.RPM\,.WOB}}$$

Et les valeurs du coefficient de glissement pour chaque couche est :

$$\mu_i = \frac{(A_{bi}.ES_i - WOB_i).ROP_i}{3,33.\pi.D.RPM_i.WOB_i} \qquad \text{..... (38)}$$

III.3.5.4- Identification des coefficients d'abrasivité et d'usure (A_{abr}, w_c) :

Afin de finaliser le calcul des coefficients du problème d'optimisation, il faut calculer le coefficient d'abrasivité $\mathbf{A_{abr}}$ et le coefficient d'usure $\mathbf{w_c}$ pour introduire ces dernier dans la contrainte non linéaire qui définit la limitation d'usure des cutters.

D'après l'équation (21) :

$$W_f = 1 - \frac{1}{8}.\sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i$$

$$\Rightarrow \sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i = 8.(1 - W_f)$$

$$\Rightarrow 8.(1 - W_f) - \sum w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i = 0$$

Le coefficient d'abrasivité et d'usure a une valeur positive, donc il rentre comme contrainte pour identifier A_{abr} et w_c, cette contrainte nous oblige à passer d'identification simple par la méthode de moindre carrée vers la résolution d'un problème de programmation non linéaire (PNL), problème d'optimisation.

On considère que l'usure de l'outil faite d'une manière régulière le long de puits, le modèle pour identifier w_c et A_{bre} sera comme suit :

Le fonctionnel :

$$[8.(1 - W_f) - \sum_{i=1}^{n} w_{ci}.WOB_i.ROP_i.A_{abri}.CS_i]^2 \Longrightarrow \min \qquad \text{..... (24)}$$

Les contraintes :

$$\begin{cases} w_{ci} \geq 0 \ / \ i=1:n \\ A_{abri} \geq 0 \ / \ i=1:n \end{cases}$$

III.3.5.5- L'optimisation des paramètres mécaniques (WOB, RPM) :

En appliquant les résultats obtenus dans le puits de référence (les facteurs de formation C_f, A_{abr}, β, α et μ) pour le puits à forer, il nous reste à résoudre le modèle d'optimisation (30) pour déterminer le couple WOB-RPM conduisant à un prix du mètre foré le plus bas possible.

III.3.6- Généralisation du modèle :

Considérons que la détermination de C_f, A_{abr}, K, μ et α vue précédemment et identifiés pour une formation (couche) complète, considérons l'hétérogénéité de la formation, cette méthode reste incomplète, pour obtenir des résultats plus précis nous allons discrétiser cette formation sur des intervalles d'épaisseur (e). Pour chaque intervalle nous allons identifier ses propres facteurs. Par cette méthode nous obtiendrons le résultat le plus proche possible à l'état de la formation réelle.

III.3.6.1 L'effet de l'hétérogénéité :

L'hétérogénéité de la formation modélisée influe directement sur la qualité et l'efficacité du modèle mathématique que présente le procès du forage de cette formation.

On a déjà expliqué l'effet de l'hétérogénéité d'une manière détaillée dans le sous chapitre précédant (III.2).

Chapitre III

III-4

L'optimisation en Temps Réel

III.4- L'optimisation en Temps Réel

Introduction :

Afin d'optimiser les paramètres de forage, on est obligé d'identifier la dureté de la roche et déterminer à quel point le poids et la rotation influent sur ce dernier, cette étape est appelée l'identification. Dans les dernières méthodes d'optimisation (les outils tricônes et PDC), on a utilisé la technique de puits voisin afin de faire l'identification. Cette technique est axée sur la rechercher sur un puits déjà foré et le plus voisin possible à notre nouveau puits, on commence les analyses des paramètres mètre/mètre appliqués sur l'outil et les avancements associés à ces paramètres ; ces réponse nous donnent une très bonne idée sur la dureté de la formation déjà forée, c'est-à-dire que sur la base de cet enregistrement, on va identifier touts les coefficients de la formation dans le modèle d'optimisation ; et on suppose que la formation dans notre puits est la même dans puits voisin, on peut maintenant optimiser les paramètres de forage qu'il faut appliquer à cette formation afin d'obtenir une vitesse d'avancement maximum avec une usure minimum ; mais le problème dans cette supposition c'est l'hétérogénéité horizontale de la formation, d'un coté et la variation arbitraire de la profondeur d'une région à une autre d'un autre coté. Ce problème va influer sur la qualité des résultats donnés par l'optimisation basée sur le puits de référence; c'est pour cela qu'on a proposé une autre technique d'optimisation : c'est **l'optimisation en temps réel (Real Time)** [18, 19, 20].

Nous présentons dans ce chapitre une approche d'optimisation des paramètres mécaniques de forage, principalement le poids appliqué sur l'outil et la vitesse de rotation. Le modèle proposé utilise une démarche adaptative, basée sur un modèle de régression non linéaire, permettant la correction des paramètres en fonction de la nature des formations traversées en temps réel.

III.4.1- Principe de travail :

Les équations mathématiques et les méthodes utilisées pour la résolution du problème d'optimisation vont rester les mêmes, on va changer seulement la méthode d'identification et le mode opérationnel d'application de la méthode, c'est pour cela qu'on a introduit la technique de la fenêtre glissante afin d'identifier les coefficients de la formation en temps réel.

III.4.1.1- La fenêtre glissante :

Dans la première méthode d'identification, on prend les données de toute la phase et on identifie les coefficients en même temps puisque le puits est déjà foré, mais en temps réel, on ne peut pas faire celà ; donc comment on va faire ?

Avant de commencer le forage, on n'a aucune donnée, on commence le forage des premiers **N** mètres sans optimisation des paramètres afin de construire une base de données, on établi par la suite un tableau contenant les données de **N** mètres (WOB, RPM, ROP), on commence maintenant l'opération d'identification normale par l'utilisation des équations selon le type d'outil à optimiser et ses paramètres (Outil tricônes, Outil PDC, L'énergie spécifique Es).

Après l'identification des coefficients, on suppose que le mètre suivant dans le forage contient la même nature de la formation du dernier mètre déjà foré ; donc on prend les coefficients déjà identifiés et on va l'injecter dans le modèle d'optimisation afin de définir le couple WOB-RPM optimal qu'il faut appliquer sur le mètre suivant afin de maximiser le ROP et minimiser l'usure ; on applique les paramètres optimaux puisqu'on est en temps réel et on va enregistrer la réponse de la formation, c'est-à-dire le ROP, et on va remplacer le premier mètre dans le tableau de base des données par ce dernier mètre afin de corriger les coefficients de la formation définie par la première opération d'identification et pour garder toujours un nombre fixe de base des données. C'est l'effet de la fenêtre glissante ; en refaire ces étapes chaque mètre jusqu'à la côte finale de la phase.

III.4.1.2- Le facteur de poids λ :

Comme on l'a écrit précédemment, cette méthode construit sa base des données en real time ; on commence le forage des premiers N mètres, l'enregistrement des paramètres appliqués déjà, fait au fur et à mesure de l'approfondissement du forage.

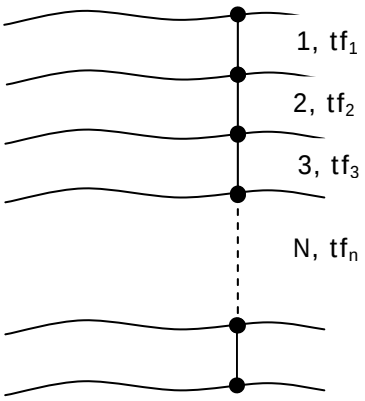
Afin de choisir les paramètres optimaux qu'il faut applique sur le mètre suivant afin de maximiser le ROP et minimiser l'usure ; on va supposer que la nature de la formation déjà traversée dans les mètres précédents est la même avec le mètre suivant, dans ce cas, on peut considérer les coefficients de la formation déjà identifiée par l'utilisation de l'enregistrement des paramètres appliqués dans les

premiers N mètres. Ce sont les mêmes pour le mètre suivant, après l'identification, on va directement vers l'optimisation.

III.4.2- La formulation du problème :

Les équations de chaque mètre foré sont :

$$\begin{cases} ROP_1 = f_1(WOB_1, RPM_1, W_1, C_f, K, \alpha) \\ ROP_2 = f_2(WOB_2, RPM_2, W_2, C_f, K, \alpha) \\ \quad . \\ \quad . \\ ROP_{N-1} = f_{N-1}(WOB_{N-1}, RPM_{N-1}, W_{N-1}, C_f, K, \alpha) \\ ROP_N = f_N(WOB_N, RPM_N, W_N, C_f, K, \alpha) \end{cases}$$



Le mètre a optimisé son paramètre

Après la somme :

$$\sum ROP_i = \sum f_i(WOB_i, RPM_i, W_i, C_f, K, \alpha) \quad \text{..... (39)}$$

A partir de l'équation (39) on peut identifier les coefficients C_f, K et α par la méthode des moindres carrées ou par la résolution d'un problème d'optimisation s'il y a des contraintes sur les coefficients.

Mais cette identification n'est pas précise à 100% puisque les coefficients identifiés par l'utilisation de tous les mètres déjà forés, mais le premier mètre foré est très loin du mètre à optimiser, c'est-à-dire que son influence est faible par comparaison au dernier mètre le plus proche du mètre à optimiser, pour cela, on va introduire les coefficients du poids λ_i ; les valeurs de ces coefficients variant entre]0, 1].

On va multiplier toutes les équations par les coefficients du poids λ_i, la première équation par une valeur de λ_1 proche au zéro afin d'éliminer son effluence et la deuxième un peu plus et la valeur de λ augmentera progressivement jusqu'au la valeur 1.

$$\begin{cases} \lambda_1.ROP_1 = \lambda_1.f_1(WOB_1, RPM_1, W_1, C_f, K, \alpha) & \text{t.q} \quad \lambda_1 = 1/N \\ \lambda_2.ROP_2 = \lambda_2.f_2(WOB_2, RPM_2, W_2, C_f, K, \alpha) & \text{t.q} \quad \lambda_2 = 2/N \\ \quad . \\ \quad . \\ \lambda_{N-1}.ROP_3 = \lambda_{N-1}.f_{N-1}(WOB_{N-1}, RPM_{N-1}, W_{N-1}, C_f, K, \alpha) & \text{t.q} \quad \lambda_{N-1} = N\text{-}1/N \\ \lambda_N.ROP_N = \lambda_N.f_N(WOB_N, RPM_N, W_N, C_f, K, \alpha) & \text{t.q} \quad \lambda_N = N/N = 1. \end{cases}$$

Après la somme :

$$\sum \lambda_i.ROP_i = \sum \lambda_i.f_i(WOB_i, RPM_i, W_i, C_f, K, \alpha) \quad \text{..... (40)}$$

Par l'utilisation de l'équation (40), on peut identifier les coefficients avec une très bonne précision.

III.4.3- Le Modèle d'optimisation:

Pour la résolution du problème d'optimisation, on va utiliser les mêmes équations utilisées dans les chapitres précédents.

On va changer seulement la contrainte sur l'usure qu'on va présenter dans le paragraphe suivant.

III.4.3.1- La Contrainte sur l'usure dans le modèle d'optimisation :

Dans les chapitres précédents, la contrainte sur l'usure est comme suit :

$$\sum_i W_i \leq 1 \quad / \; i=1:n.$$

Cette équation c'est une contrainte globale qui explique que la somme de toutes l'usure générée dans chaque mètre foré ne dépasser pas 1.

Mais dans l'optimisation en real time le modèle d'optimisation résout le problème mètre par mètre, c'est-à-dire qu'on laisse la contrainte sur l'usure toujours ≤ 1, le modèle va définir le couple WOB-RPM pouvant générer une usure totale des cutters après le forage de certains mètres seulement sans finir toutes la phase, c'est pour cela qu'on proposera une autre méthode pour mettre le contrainte sur l'usure.

On suppose qu'on va forer **M** mètres et l'usure correspondant au même métrage c'est W=1.

La relation entre le W et le Z est linaire:

$$W = b.Z + c$$

Donc :

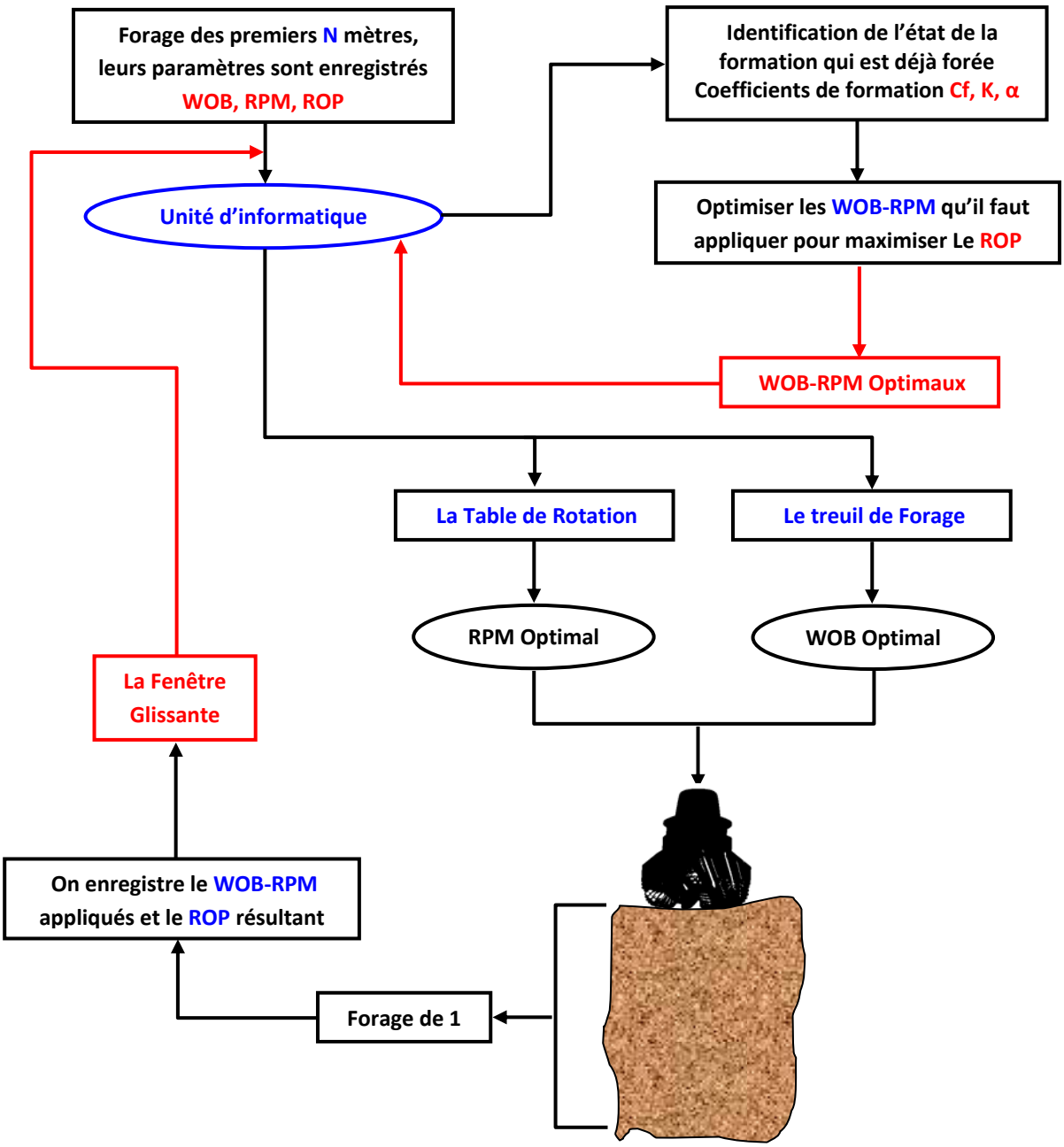
- c = 0.
- $b = \frac{dW}{dZ} = \frac{W_f - W_0}{M}$ / W_0 = 0 (outil neuf) et W_f : égale 1.

D'où la valeur d'usure dans certains mètres est: $W_i = \frac{1}{M}.Z_i$

Donc, on peut mettre la contrainte sur l'usure pour chaque mètre à optimiser ses paramètres afin d'assurer que l'outil ne va pas s'user totalement avant de terminer la phase, comme suit :

$$W_i \leq \frac{1}{M}.Z_i \qquad \text{..... (41)}$$

III.4.4- Les étapes principales de la méthode :



Chapitre III

III-5

Logiciel d'Optimisation DPOS

III.5- Logiciel d'Optimisation DPOS

Introduction

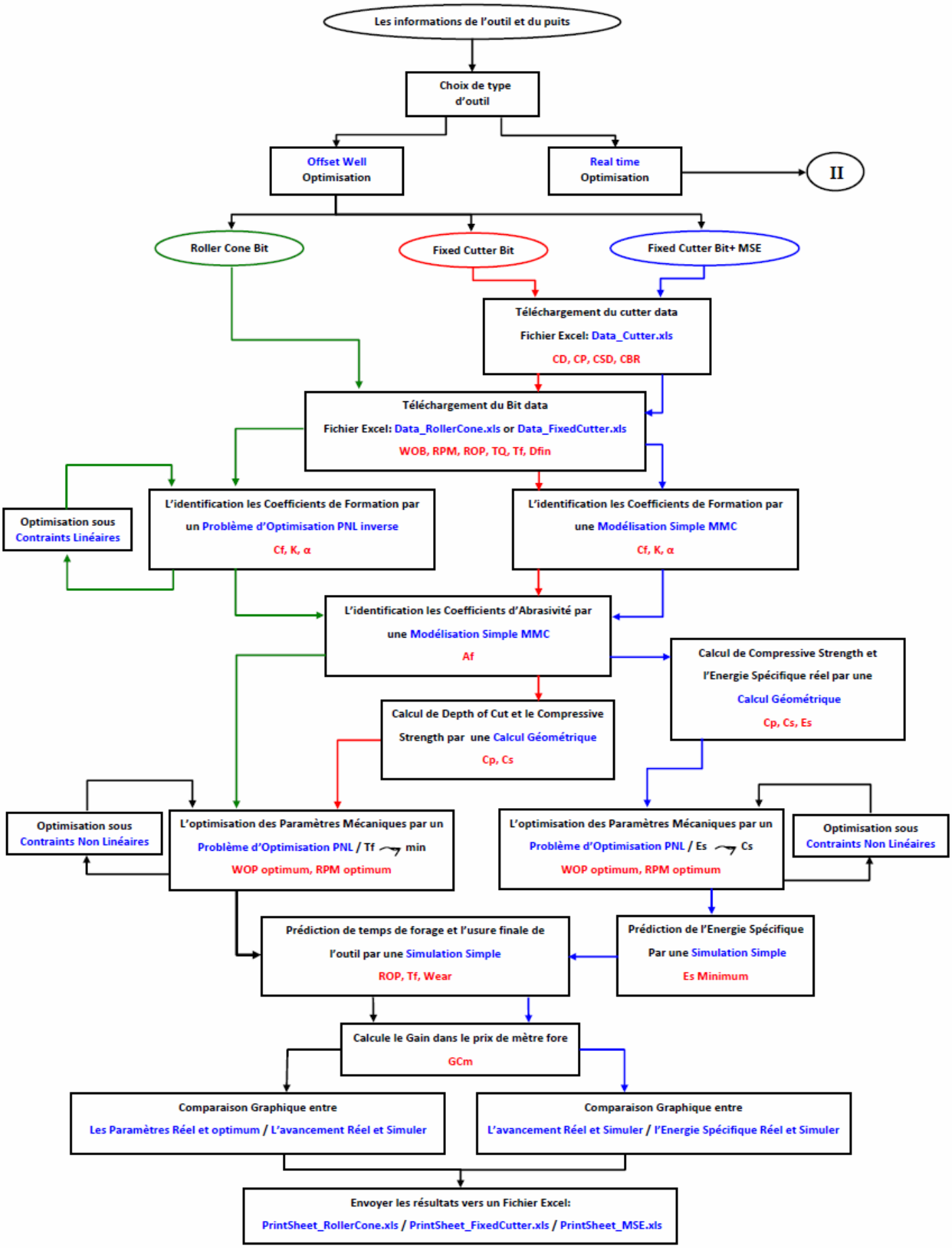
C'est très difficile de résoudre un problème d'optimisation avec un nombre des paramètres à optimiser très grand par les outils des résolutions conventionnels disponibles à notre niveau (Solver sous Excel). Le problème d'optimisation dans cette étude contient un ensemble des problèmes complexes et des fonctionnels non linéaires avec un ensemble des contraintes linéaires et non linéaires au même temps, et aussi le nombre élevé des variables à optimiser en même temps, parfois les résultats de l'un dépendent de l'autre [21, 22]. Tous ces obstacles ne favorisent pas la résolution du problème par le Solver d'un point de vue temps de résolution et point de vue de la qualité des résultats.

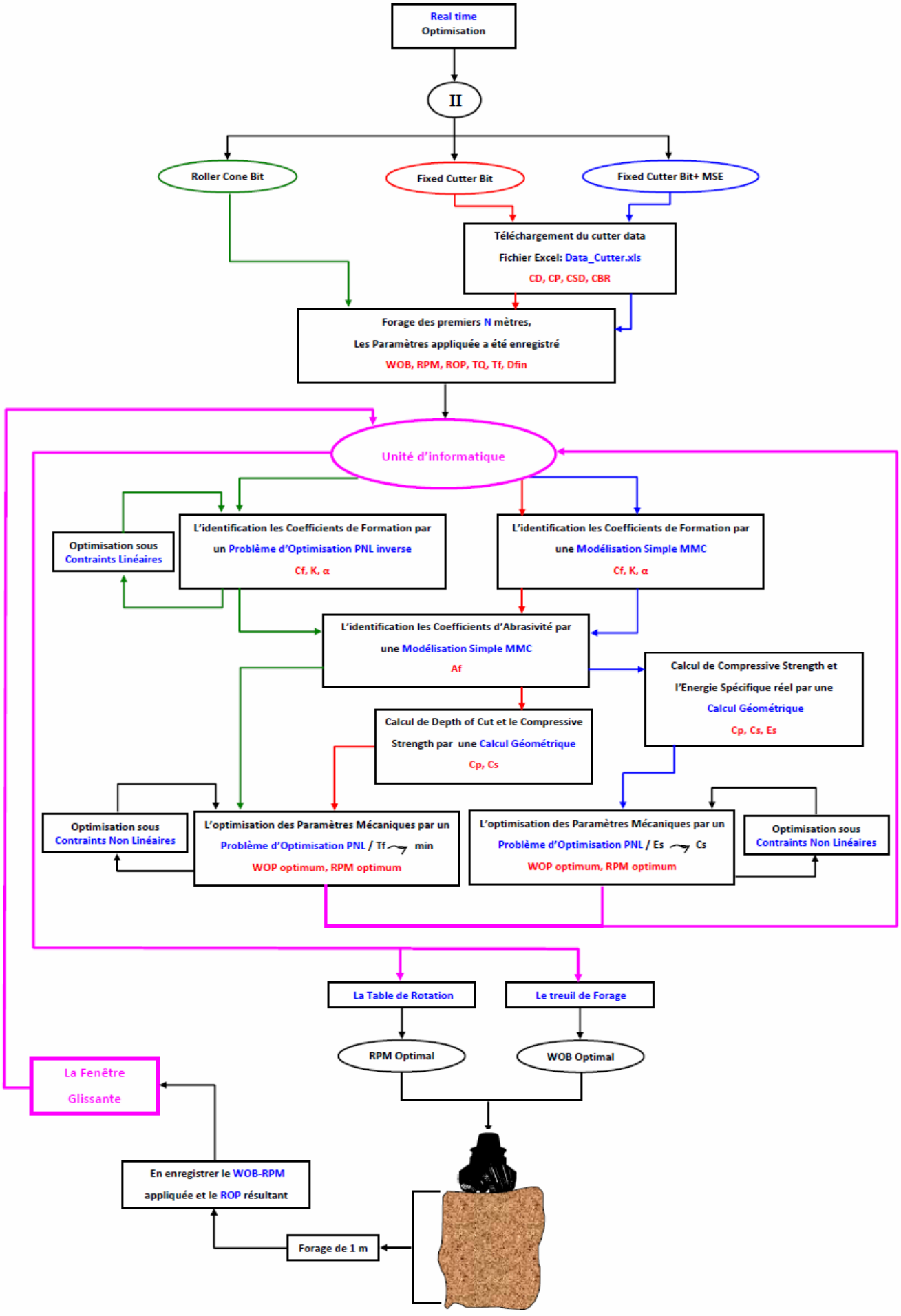
Pour cela, on a commencé par créer un ensemble des programmes en MATLAB, reliés entres eux par tous les problèmes d'optimisation posés dans cette étude ; et par la suite, on améliore la méthode de téléchargement des données nécessaires pour procéder à la résolution et la méthode d'affichage des résultats pour faciliter l'exploitation et l'introduction des interfaces dans les programme pour faciliter la manipulation et sa compréhension par tout un chacun [23]. Enfin, on a réussi à construire un logiciel complet d'optimisation nommé : **Drilling Parameters Optimization Software (DPOS).**

*Pour plus des détails sur le Logiciel **DPOS**, voir l'annexe page ….*

III.5.1- L'organigramme de Logiciel DPOS :

Avant tout, on va montre l'organigramme de logiciel DPOS afin de présenter les démarches des opérations à partir du téléchargement des données jusqu'à l'affichage des résultats.


Les informations de l'outil et du puits
Choix de type d'outil
Offset Well Optimisation
Real time Optimisation
II
Roller Cone Bit
Fixed Cutter Bit
Fixed Cutter Bit+ MSE
Téléchargement du cutter data
Fichier Excel: Data_Cutter.xls
CD, CP, CSD, CBR
Téléchargement du Bit data
Fichier Excel: Data_RollerCone.xls or Data_FixedCutter.xls
WOB, RPM, ROP, TQ, Tf, Dfin
Optimisation sous Contraints Linéaires
L'identification les Coefficients de Formation par un Problème d'Optimisation PNL inverse
Cf, K, α
L'identification les Coefficients de Formation par une Modélisation Simple MMC
Cf, K, α
L'identification les Coefficients d'Abrasivité par une Modélisation Simple MMC
Af
Calcul de Compressive Strength et l'Energie Spécifique réel par une Calcul Géométrique
Cp, Cs, Es
Calcul de Depth of Cut et le Compressive Strength par une Calcul Géométrique
Cp, Cs
Optimisation sous Contraints Non Linéaires
L'optimisation des Paramètres Mécaniques par un Problème d'Optimisation PNL / Tf ⇝ min
WOP optimum, RPM optimum
L'optimisation des Paramètres Mécaniques par un Problème d'Optimisation PNL / Es ⇝ Cs
WOP optimum, RPM optimum
Optimisation sous Contraints Non Linéaires
Prédiction de temps de forage et l'usure finale de l'outil par une Simulation Simple
ROP, Tf, Wear
Prédiction de l'Energie Spécifique Par une Simulation Simple
Es Minimum
Calcule le Gain dans le prix de mètre fore
GCm
Comparaison Graphique entre
Les Paramètres Réel et optimum / L'avancement Réel et Simuler
Comparaison Graphique entre
L'avancement Réel et Simuler / l'Energie Spécifique Réel et Simuler
Envoyer les résultats vers un Fichier Excel:
PrintSheet_RollerCone.xls / PrintSheet_FixedCutter.xls / PrintSheet_MSE.xls


Real time
Optimisation
II
Roller Cone Bit
Fixed Cutter Bit
Fixed Cutter Bit+ MSE
Téléchargement du cutter data
Fichier Excel: Data_Cutter.xls
CD, CP, CSD, CBR
Forage des premiers N mètres,
Les Paramètres appliquée a été enregistré
WOB, RPM, ROP, TQ, Tf, Dfin
Unité d'informatique
Optimisation sous
Contraints Linéaires
L'identification les Coefficients de Formation par
un Problème d'Optimisation PNL inverse
Cf, K, α
L'identification les Coefficients de Formation par
une Modélisation Simple MMC
Cf, K, α
L'identification les Coefficients d'Abrasivité par
une Modélisation Simple MMC
Af
Calcul de Compressive Strength et
l'Energie Spécifique réel par une
Calcul Géométrique
Cp, Cs, Es
Calcul de Depth of Cut et le Compressive
Strength par une Calcul Géométrique
Cp, Cs
Optimisation sous
Contraints Non Linéaires
L'optimisation des Paramètres Mécaniques par un
Problème d'Optimisation PNL / Tf ⇝ min
WOP optimum, RPM optimum
L'optimisation des Paramètres Mécaniques par un
Problème d'Optimisation PNL / Es ⇝ Cs
WOP optimum, RPM optimum
Optimisation sous
Contraints Non Linéaires
La Table de Rotation
Le treuil de Forage
RPM Optimal
WOB Optimal
La Fenêtre
Glissante
En enregistrer le WOB-RPM
appliquée et le ROP résultant
Forage de 1 m

III.5.2- Les données d'entrées et les sorties du logiciel :

Toutes les informations de puits de référence a été prenez a partir de rapport de fin de puits (End of Well Report) faite par la société de forage.

III.5.2.1- Les données d'entrée :

- Les informations générales du puits à forer (le nome de puits, le champ, …).
- Les diamètres de l'outil.
- Le temps de forage et le ROP dans le puits de référence.
- L'état d'usure de l'outil utilisé dans le puits de référence.
- La profondeur finale de puits de référence.
- Le maximum WOB acceptable par l'outil.
- Le maximum RPM acceptable par l'outil.
- Les paramètres de forage mètre/mètre appliqués dans le puits de références.
- les caractéristiques de chaque cutter (diamètres,…) (seulement dans L'optimisation de PDC et de Es).
- Le prix par heure de location de l'appareil de forage.
- **k :** Nombre d'intervalles on va discrétiser la phase.

III.5.2.2- Les sorties du programme :

1. **L'identification :**

- **C_f, k, α :** les coefficients de formation de chaque intervalle discrétisé.
- **A_{bre} :** le coefficient d'abrasivité de chaque intervalle discrétisé.
- La distribution d'usure pour l'outil utilisé dans le puits de référence.
- **P_c :** Le depth of cut moyenne pour chaque intervalle discrétisé.
- **Cs :** La résistance a la compression pour chaque intervalle discrétisé.
- **Es :** L'énergie spécifique réelle.

Les 3 derniers sont identifiants seulement dans L'optimisation de PDC et de Es.

2. **L'optimisation :**

- **WOB :** Le Weigth on bit optimal pour chaque intervalle discrétisé.
- **RPM :** La rotation optimale pour chaque intervalle discrétisé.

3. La simulation :

- **Esmin :** L'énergie spécifique minimum conduite par le couple WOB-RPM optimal (seulement dans L'optimisation de Es).
- **ROP :** La vitesse d'avancement conduite par le couple WOB-RPM optimal.
- **D :** l'usure des dents ou des cutters à la fin de chaque intervalle.
- **T_f :** le temps de forage conduit par le couple WOB-RPM optimal.

4. Les courbes :

- Une courbe présente la variation des coefficients de la formation le long du puits.
- Une courbe présente une comparaison graphique entre les paramètres réels appliqués sur l'outil dans le puits de référence et les paramètres optimaux définis par le Logiciel **DPOS**.
- Une courbe présente une comparaison graphique entre L'énergie spécifique calculer dans le puits de référence et l'énergie spécifique minimum simulée si on appliquera les paramètres optimaux (seulement dans L'optimisation de Es).
- Une courbe présente une comparaison graphique entre les avancements dans le puits de référence et l'avancement prévu si on appliquera les paramètres optimaux.
- Une courbe présente une comparaison graphique entre la variation d'usure générée le long du puits de référence et l'usure prévue si on appliquera les paramètres optimaux.

Chapitre IV

Applications et Interprétation des Résultats

Applications et Interprétation des Résultats

Introduction :

On va exécuter le logiciel DPOS pour des cas réels dans différents champs en Algérie. On commencera par un outil tricône, un outil PDC et finalement un outil PDC par l'utilisation de l'énergie spécifique MSE.

IV.1- Application sur un Outil Tricône (Roller Cone) :

IV.1.1- Application au puits **MDz-567** pour la phase **26"** :

- Le puits situé dans le champ Hassi Messaoud, le puits de référence c'est MDz-561.
- L'outil c'est **XT1GSC** de diamètre 26".
- L'enregistrement du puits MDz-561 met dans le fichier **Data_RollerCone.xls.**
- La profondeur de la phase 26" de puits MDz-567 est : **H = 300 m**.
- L'usure de l'outil dans le puits de référence c'est **D = 0,5**.
- Le maximum WOB c'est **28 tons**.
- Le maximum RPM c'est **140 rpm**.
- Le prix par heure de location de l'appareil de forage $\mathbf{P_h = 2700}$ **kDA/heures**.
- On discrétise la phase 26" en 30 intervalles, c'est-à-dire **k = 30.**
- On fait rentrer toutes les données dans le logiciel et on exécute.

1. Interprétation :

- Le temps de forage réel est : $\mathbf{T_{reel} = 12.69}$ **heures,** Le temps de forage optimisé est : $\mathbf{T_{op} = 9.15}$ **heures,** avec une usure de dents **D = 0.55.**

- Le temps gagné est égal : $\mathbf{\Delta T_f = (T_{réel} - T_{op}) = 3.54}$ **heures.**

Donc, on peut calculer le gain de prix de mètre foré $\mathbf{\Delta P_m = P_h.\Delta T_f / M}$

/ P_h = 2700 KDA. ΔT =3.54 h. M =300 m. d'ou: $\mathbf{\Delta P_m = 31.88}$ **KDA/m**

C'est-à-dire, on va gagner **30 %** de coût total de forage.

- Dans le premier tableau, on a affiché les valeurs de : les coefficients de la formation, les paramètres optimaux, le temps de forage et l'usure de l'outil.
- **La figure 31**: Cette figure contient les courbes des variations des coefficients de la formation en fonction de la profondeur :

  - ✓ Le 1er graphe présente la variation du coefficient de la formation C_f le long de la phase, l'augmentation du courbe signifie que la formation est soft et l'inverse signifie que la formation est hard, ceci provient de la variation de la courbe qui est proportionnelle à la variation de la vitesse d'avancement ROP.
  - ✓ Le 2eme graphe présente la variation du coefficient du poids k le long de la phase, la variation dans la courbe est constant, cela signifie que toutes les formations sont sensible au poids de la même manière.
  - ✓ Les 3eme et 4eme graphes présentent la variation du coefficient de la rotation α et le coefficient de l'abrasivité A_f.

- **Figure 32 :** Cette figure contient une comparaison entre les paramètres de forage appliqués réellement (courbe en bleu) et les paramètres optimaux définis par le programme d'optimisation (courbe en rouge).

  - ✓ Le 1er graphe présente la variation du WOB le long de la phase, les poids proposés par le programme d'optimisation sont totalement différents des poids appliqués réellement, cela explique pourquoi on va gagner environ 30% lorsqu'on applique les paramètres optimaux.
  - ✓ Le 2eme graphe présente la variation du RPM le long de la phase, les rotations proposées par le programme d'optimisation restent dans les marges des rotations réelles.
  - ✓ Le 3eme graphe présent la variation du ROP le long de la phase.

- **Figure 33 :** Cette figure contient une comparaison entre les avancements en fonction du temps réel (courbe en bleu) et simulé (courbe en rouge), et la variation de la valeur estimée de l'usure de l'outil le long de la phase.

2. L'affichage des résultats :

Drilling Parameters Optimization Software Results DPOS

Realiser Par : Horra Hichem

Roller Cone Bit

Well: MDz-567 **Bit Size:** 26
Field: Hassi Messaoud **Bit Type:** XT1GSC

1) The Average Performances Comparison:

Data	Drilling Time	ROP	Wear
Real :	12.69	23.63	0.50
Optimized:	9.15	32.78	0.55

2) The Gain in the cost/metre GCm : GCm = Ph.(Tfr-Tfop)/M

Ph = 2700.00 kDA/hers
M = 300.00 → GCm = 31.88 kDA/m

Depth	Formation Type				Optimum Parameters		Sumilation Results		
Z	Cf	k	α	Af	WOB	RPM	ROP	Usure	Tf
10	10.62	0.60	0.74	0.07	4.49	92.90	118.64	0.02	0.08
20	6.34	0.60	0.80	0.07	4.49	105.80	81.28	0.04	0.21
30	13.49	0.60	0.41	0.24	5.63	118.10	37.51	0.05	0.47
40	19.31	0.60	0.47	0.14	4.49	123.30	55.18	0.06	0.66
50	7.84	0.60	0.61	0.19	4.61	127.50	43.29	0.08	0.89
60	18.87	0.60	0.40	0.29	7.83	129.40	51.22	0.09	1.08
70	8.56	0.60	0.42	0.86	14.54	128.40	35.50	0.10	1.36
80	11.81	0.60	0.46	0.32	9.36	130.90	40.84	0.12	1.61
90	16.90	0.60	0.40	0.18	7.18	116.60	36.75	0.14	1.88
100	70.34	0.60	0.40	0.04	4.49	108.80	109.24	0.15	1.97
110	63.21	0.60	0.40	0.06	4.49	125.80	94.49	0.17	2.08
120	22.56	0.60	0.40	0.18	8.32	126.80	46.50	0.18	2.29
130	13.63	0.60	0.40	0.68	16.12	132.10	41.87	0.20	2.53
140	11.97	0.60	0.40	0.57	16.19	125.00	34.30	0.21	2.82
150	14.73	0.60	0.40	0.42	15.05	114.80	38.23	0.23	3.08
160	18.51	0.60	0.40	0.29	13.16	108.80	42.45	0.24	3.32
170	16.66	0.60	0.40	0.30	14.44	128.60	38.52	0.26	3.58
180	15.38	0.60	0.40	0.59	18.12	118.10	42.12	0.28	3.82
190	11.95	0.60	0.40	0.90	20.96	104.60	35.77	0.30	4.10
200	20.76	0.60	0.40	0.61	19.28	117.90	56.46	0.31	4.27
210	23.63	0.60	0.40	0.48	18.17	115.00	59.72	0.32	4.44
220	11.08	0.60	0.40	1.12	23.62	103.40	33.47	0.34	4.74
230	20.93	0.60	0.40	0.48	19.45	95.00	51.73	0.35	4.93
240	11.25	0.60	0.40	1.02	24.07	106.90	32.16	0.38	5.24
250	11.78	0.60	0.40	0.98	24.67	110.30	33.06	0.40	5.55
260	3.34	0.60	0.55	1.88	25.45	118.60	21.78	0.43	6.01
270	5.20	0.60	0.43	2.18	25.45	115.60	17.72	0.46	6.57
280	5.92	0.60	0.40	2.17	25.45	104.60	16.44	0.50	7.18
290	3.54	0.60	0.40	4.65	25.45	122.10	9.43	0.52	8.24
300	4.26	0.60	0.40	4.44	25.45	120.10	10.95	0.55	9.15

Fig.31

Formation Parameters Variation Curves

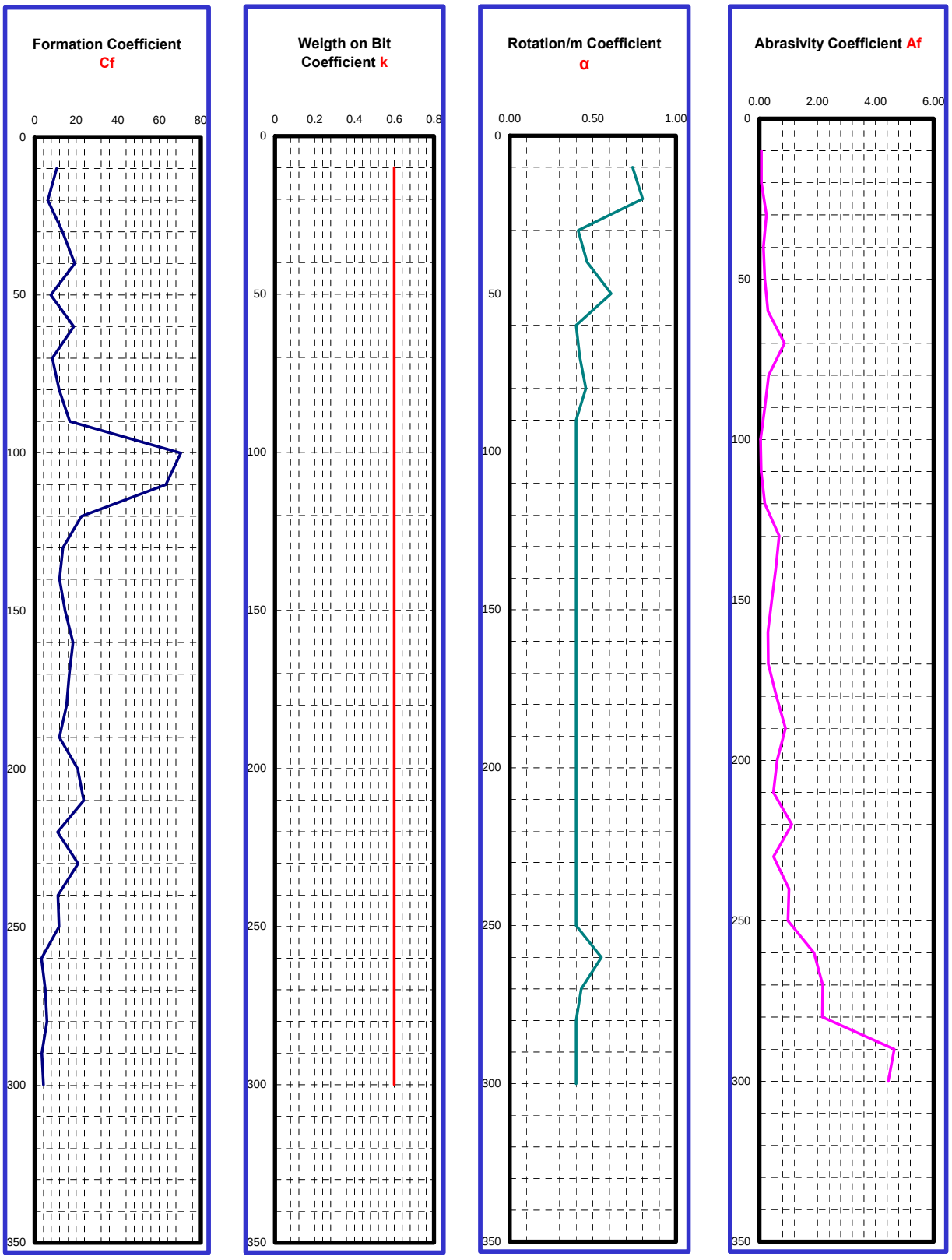


Fig.32 Real Parameters Against Optimum Parameters

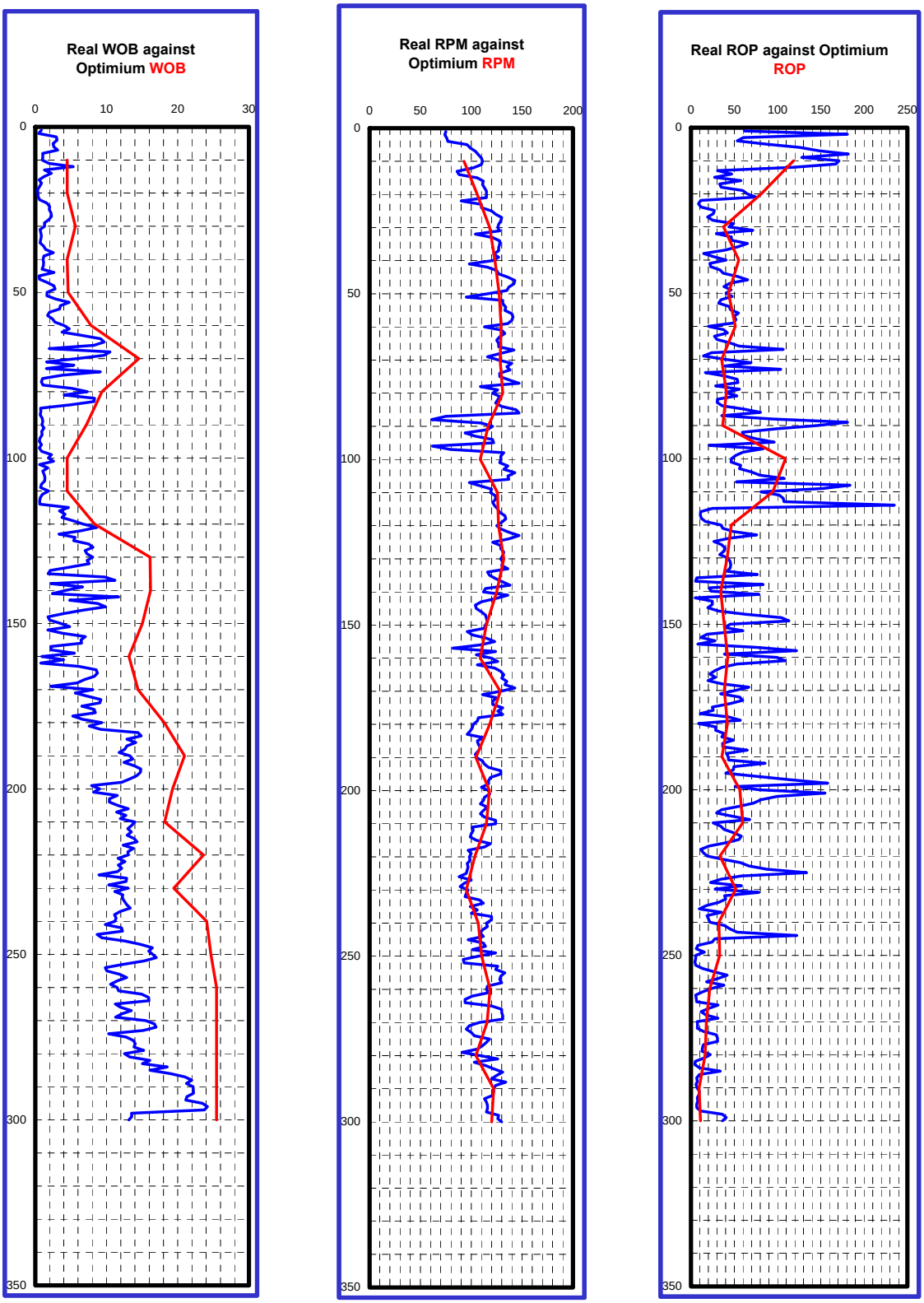
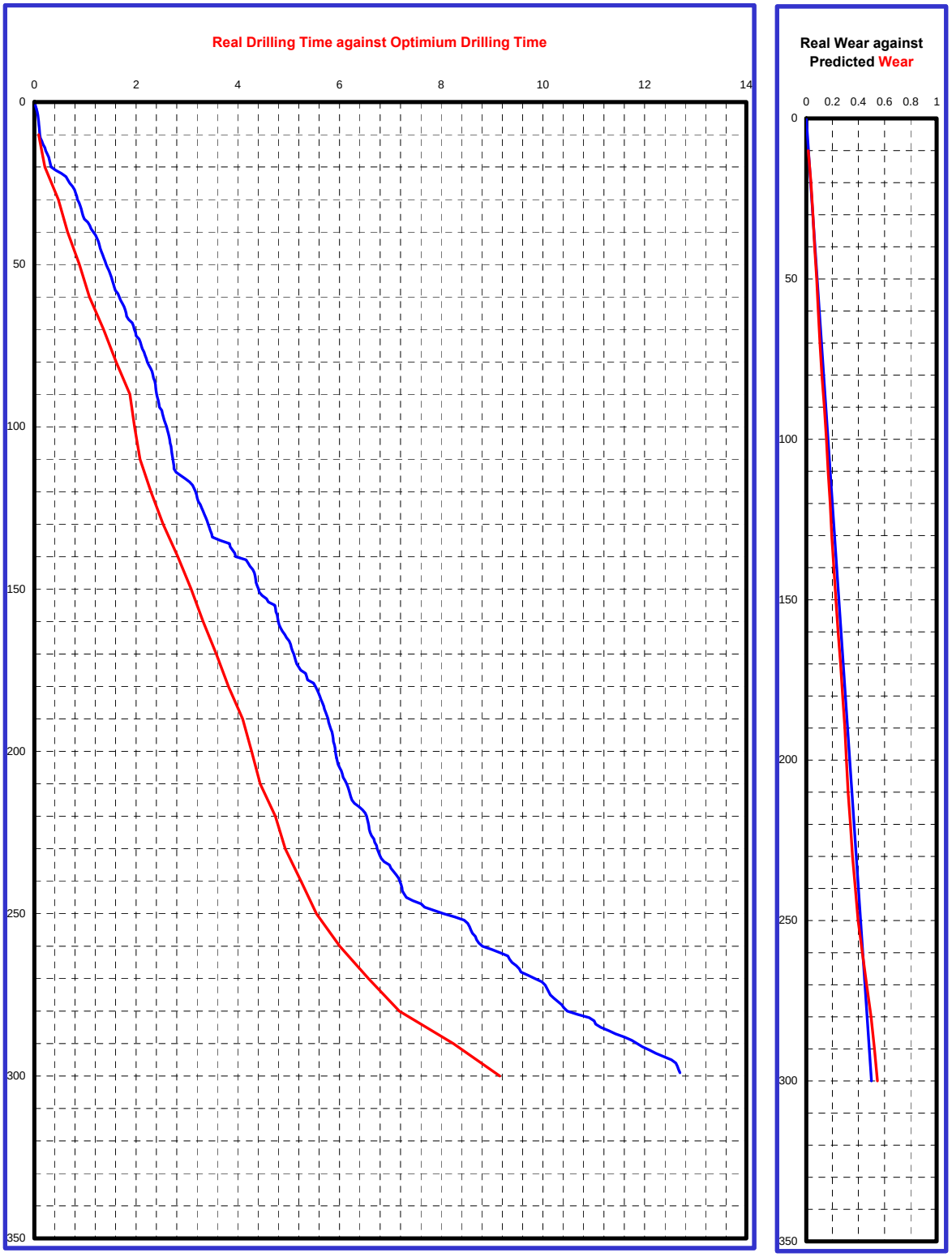


Fig.33 Real Parameters Against Optimum Parameters



IV.2- Application sur un Outil PDC (Fixed Cutter) :

IV.2.1- Application au puits **MZLN-9** pour la phase **12 ¼"** :

- Le puits situé dans le champ Manzel Ledjmat, le puits de référence c'est MZLN-6.
- L'outil c'est **FM3945Z** de diamètre 12 ¼".
- L'enregistrement du puits MZLN-6 met dans le fichier **Data_FixedCutter.xls.**
- La profondeur de la phase 12 ¼" de puits MZLN-9 est : **H = 2303 m**.
- L'usure de l'outil dans le puits de référence c'est **D = 0,4**.
- Le maximum WOB c'est **25 tonnes**.
- Le maximum RPM c'est **180 rpm**.
- Le prix par heure de location de l'appareil de forage $\mathbf{P_h = 2700}$ **kDA/heure**.
- On discrétise la phase 12 ¼" en 30 intervalles c.-à-d. **k = 50.**
- On rentre toutes les données dans le logiciel et on exécute.

1. L'interprétation :

- Le temps de forage réel est : $\mathbf{T_{reel} = 107.82}$ **heures,** avec une usure de dents **D = 0.4.** Le temps de forage optimisér est : $\mathbf{T_{op} = 93.42}$ **heures,** avec une usure de dents **D = 0.22.**

- Le temps gagné est égal à : $\mathbf{\Delta T_f = (T_{réel} - T_{op}) = 14.4}$ **heures.**

Donc, on peut calculer le gain sur le prix de mètre foré $\mathbf{\Delta P_m = P_h.\Delta T_f / M}$

/ P_h = 2700 KDA. ΔT =14.4 h. M =2303 m. d'ou: $\mathbf{\Delta P_m = 16.88}$**KDA/m**

C'est-à-dire qu'on va gagner **13 %** du cout total de forage.

- Dans le premier tableau en a affiché les valeurs des: les coefficients de la formation, le depth of cut P_c, la compressive strength C_s, paramètres Optimaux, le temps de forage et l'usure de l'outil.
- **Figure 34** contient les courbes des variations des coefficients de la formation et le depth of cut P_c, la compressive strength C_s en fonction de la profondeur :

  - ✓ Les 1^{er} et 2^{eme} graphes présentent la variation du coefficient de la formation C_f et le coefficient de l'abrasivité A_f le long de la phase, ces variations n'ont aucun sens puisqu'elles sont juste des coefficients de modélisation.

- ✓ Le 3eme graphe présente la variation du depth of cut P_c le long de la phase, l'augmentation de courbe signifie que la formation est soft et l'inverse signifie que la formation est hard. Sa variation est proportionnellement inverse à la variation de la compressive strength.
- ✓ Le 4eme graphe présente la variation du compressive strength C_s le long de la phase, l'augmentation de la courbe signifie que la formation est hard et l'inverse signifie que la formation est soft.

- **Figure 35 :** contient une comparaison entre les paramètres de forage appliqués réellement (courbe en bleu) et les paramètres optimaux définis par le programme d'optimisation (courbe en rouge).

  - ✓ Les 1er et 2eme graphes présentent la variation des WOB et RPM le long de la phase, les paramètres proposés par le programme d'optimisation reste dans les marges des paramètres appliqués réellement.
  - ✓ Le 3eme graphe présent la variation du ROP le long de la phase.

- **Figure 36 :** contient une comparaison entre les avancements en fonction du temps réel (courbe en bleu) et simulée (courbe en rouge), et la variation de la valeur estimée de l'usure de l'outil le long de la phase.

2. L'affichage des résultats :

L'affichage des résultats dans la page suivante.

Drilling Parameters Optimization Software Results DPOS

Realiser Par : Horra Hichem

Fixed Cutter Bit

Well: MZLN-9 **Bit Size:** 12 1/4
Field: Manzel ledjmat **Bit Type:** FM3945Z

1) The Average Performances Comparison:

Data	Drilling Time	ROP	Wear
Real :	107.82	21.36	0.40
Optimized:	93.42	24.65	0.22

2) The Gain in the cost/metre GCm : GCm = Ph.(Tfr-Tfop)/M

Ph = 2700.00 kDA/hers
M = 2303.00 → GCm = 16.89 kDA/m

Depth	Formation Type				Optimum Parameters		Sumilation Results		
Z	Cf	Af	Pc	Cs	WOB	RPM	ROP	Usure	Tf
46	2.11	0.00	0.16	8477.22	9.70	107.24	24.45	0.00	1.88
92	140.67	0.00	0.12	18499.09	13.73	129.08	19.89	0.01	4.19
138	0.00	0.00	0.09	26457.20	14.33	161.81	16.62	0.01	6.96
184	0.00	0.00	0.10	26023.44	15.01	146.50	18.22	0.02	9.49
230	0.00	0.00	0.14	12505.74	12.30	162.50	28.72	0.02	11.09
276	0.00	0.00	0.18	8142.86	11.42	166.00	41.72	0.02	12.19
322	0.00	0.00	0.15	10854.02	11.69	163.00	33.40	0.03	13.57
368	6.29	0.00	0.09	25822.55	14.23	134.32	18.98	0.03	15.99
414	0.00	0.00	0.22	8169.30	14.69	149.50	46.75	0.03	16.98
460	0.00	0.00	0.11	23504.75	15.40	154.00	17.47	0.04	19.61
506	0.18	0.00	0.15	12356.60	13.42	134.14	27.24	0.04	21.30
552	18.31	0.00	0.13	15557.98	13.07	143.00	22.57	0.04	23.34
598	0.00	0.00	0.16	9662.94	11.31	164.00	33.18	0.05	24.72
644	0.00	0.00	0.19	7532.80	11.51	150.50	37.16	0.05	25.96
690	0.00	0.00	0.18	10277.10	13.99	149.00	35.83	0.06	27.24
736	0.00	0.00	0.18	12255.76	16.23	144.00	33.89	0.06	28.60
782	312.62	0.00	0.18	13251.00	18.06	143.50	36.14	0.07	29.87
828	392.92	0.00	0.21	10516.13	17.40	144.20	43.04	0.07	30.94
874	###########	0.00	0.18	12808.19	17.49	139.00	38.14	0.07	32.15
920	###########	0.00	0.20	11001.60	16.90	139.00	41.01	0.08	33.27
966	0.00	0.00	0.13	17654.61	16.28	140.50	20.54	0.08	35.51
1012	0.00	0.00	0.17	13368.30	16.46	147.50	39.49	0.09	36.67
1058	0.33	0.00	0.16	13600.08	16.52	176.36	36.21	0.09	37.95
1104	0.04	0.00	0.15	14357.52	15.09	165.05	31.18	0.09	39.42
1150	0.15	0.00	0.15	14059.52	14.40	139.89	25.15	0.10	41.25
1196	3378995.65	0.00	0.18	8490.43	11.79	105.75	29.81	0.10	42.79
1242	1481589.62	0.00	0.15	11931.11	12.71	96.50	20.08	0.10	45.08
1288	0.00	0.00	0.13	21871.28	18.41	169.29	21.01	0.11	47.27
1334	0.06	0.00	0.12	22771.24	18.77	141.91	23.25	0.12	49.25
1380	0.00	0.00	0.14	20815.30	19.77	148.00	27.64	0.13	50.92
1426	1.52	0.00	0.13	20129.28	18.55	166.00	31.02	0.13	52.40
1472	0.00	0.00	0.14	20166.89	18.88	162.77	28.60	0.13	54.01
1518	0.03	0.00	0.16	11195.21	12.71	159.78	33.31	0.14	55.39
1564	0.24	0.00	0.20	8692.73	14.07	150.68	45.43	0.14	56.40
1610	0.00	0.00	0.16	11017.18	13.21	173.02	31.59	0.15	57.86
1656	272.73	0.00	0.13	14926.04	13.46	115.95	25.87	0.16	59.64
1702	0.01	0.00	0.17	10711.21	13.92	162.00	36.54	0.16	60.89
1748	0.09	0.00	0.19	10120.83	14.76	126.60	34.28	0.17	62.24
1794	0.00	0.00	0.14	14525.31	15.37	151.93	23.73	0.17	64.17
1840	0.00	0.00	0.15	13636.10	15.90	141.50	26.46	0.18	65.91
1886	0.00	0.00	0.15	12869.39	14.47	158.00	26.56	0.18	67.64
1932	0.00	0.00	0.15	10648.34	12.91	171.00	33.37	0.18	69.02
1978	0.06	0.00	0.19	9838.34	15.45	133.85	33.22	0.19	70.41
2024	1629.88	0.00	0.18	9384.09	15.05	108.88	33.10	0.19	71.80
2070	11326.52	0.00	0.20	8661.20	15.99	149.61	38.08	0.20	73.01
2116	3.48	0.00	0.16	10361.33	14.92	121.18	29.05	0.20	74.59
2162	22.32	0.00	0.12	11165.65	12.84	114.29	23.87	0.21	76.52
2208	0.70	0.00	0.12	15860.71	18.25	133.75	21.18	0.21	78.69
2254	0.00	0.00	0.06	28708.09	19.25	177.00	9.63	0.22	83.47
2300	5.10	0.00	0.02	72799.18	18.16	180.00	4.62	0.22	93.42

Fig.34

Formation Parameters Variation Curves

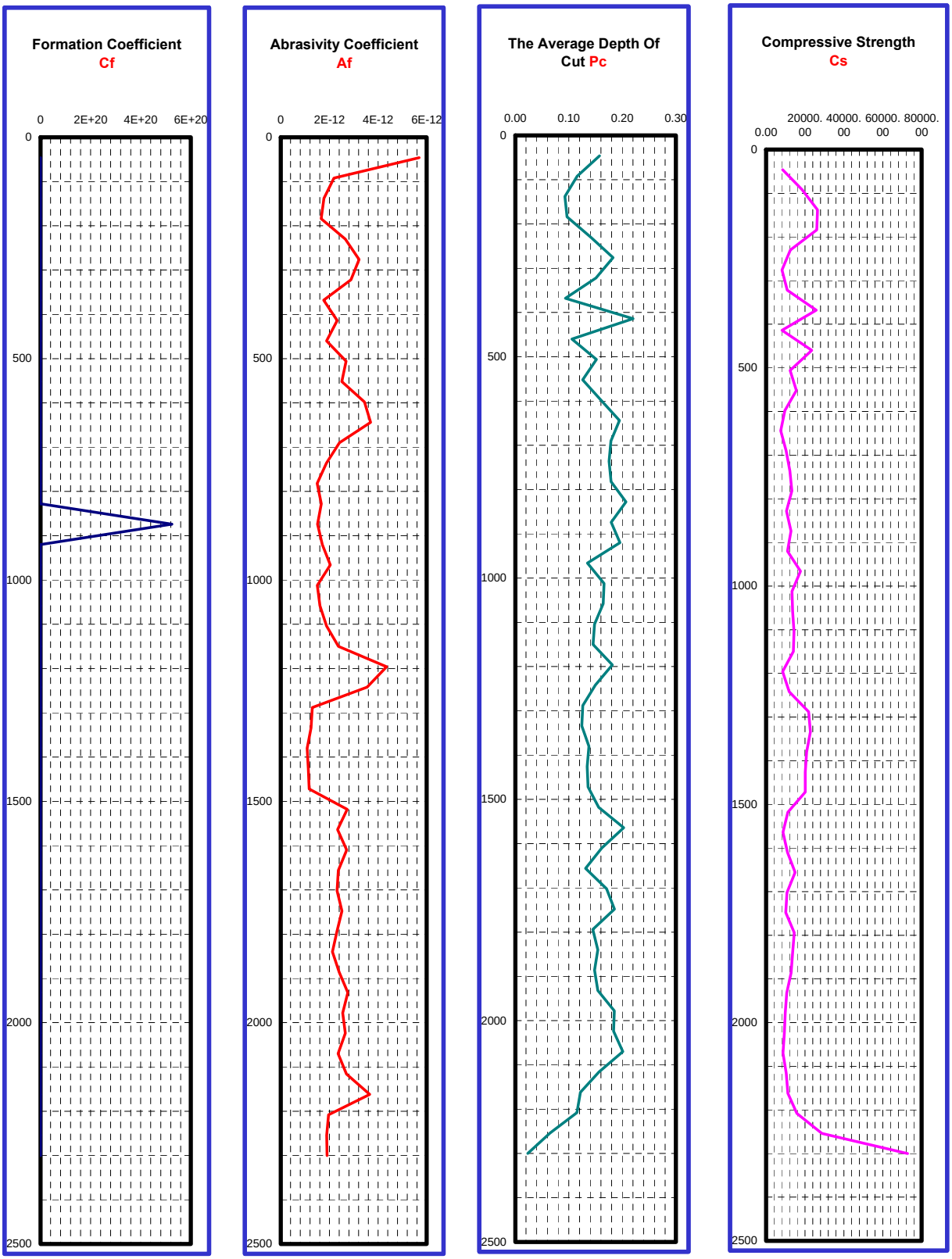


Fig.35 Real Parameters Against Optimum Parameters

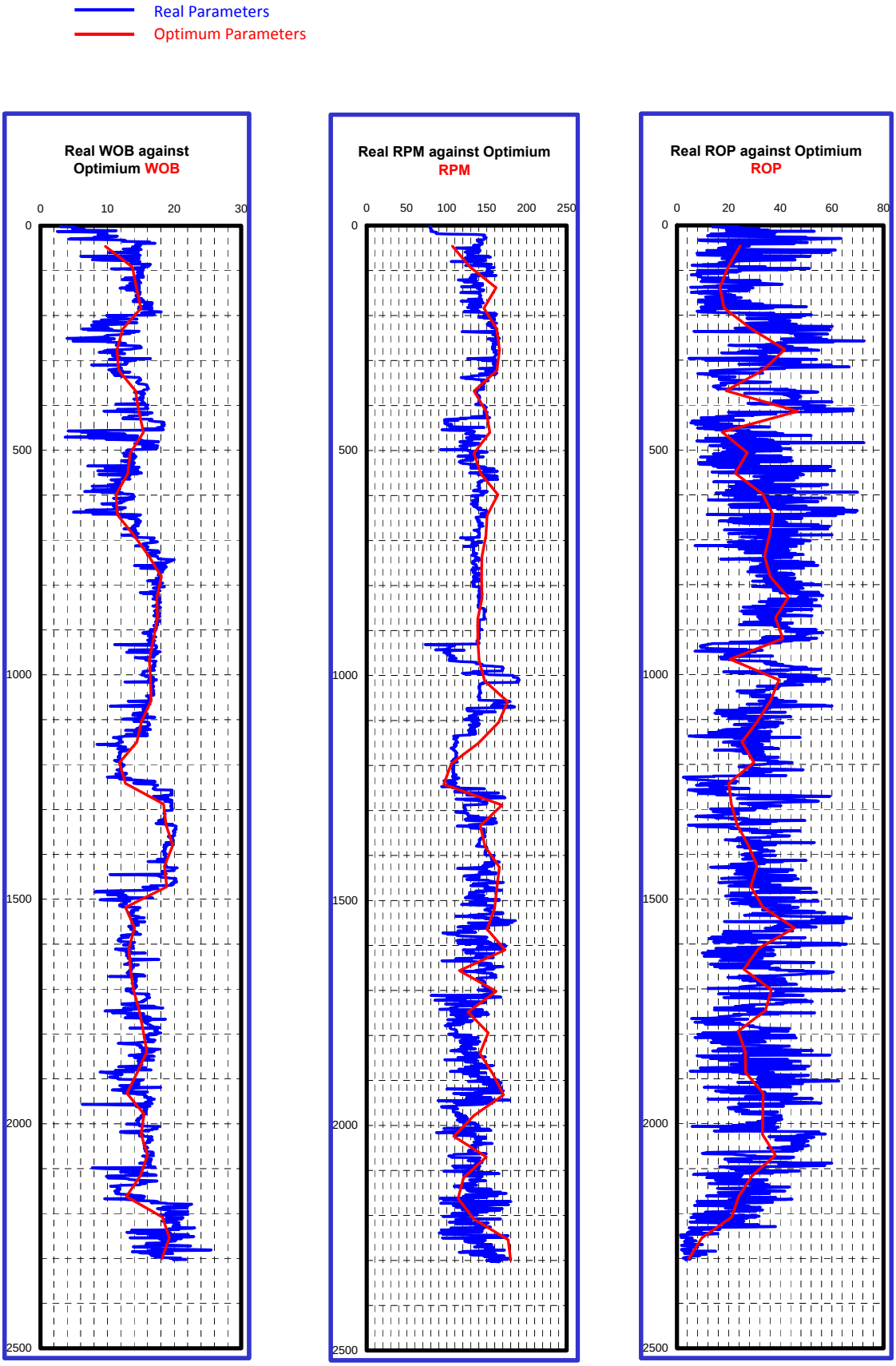
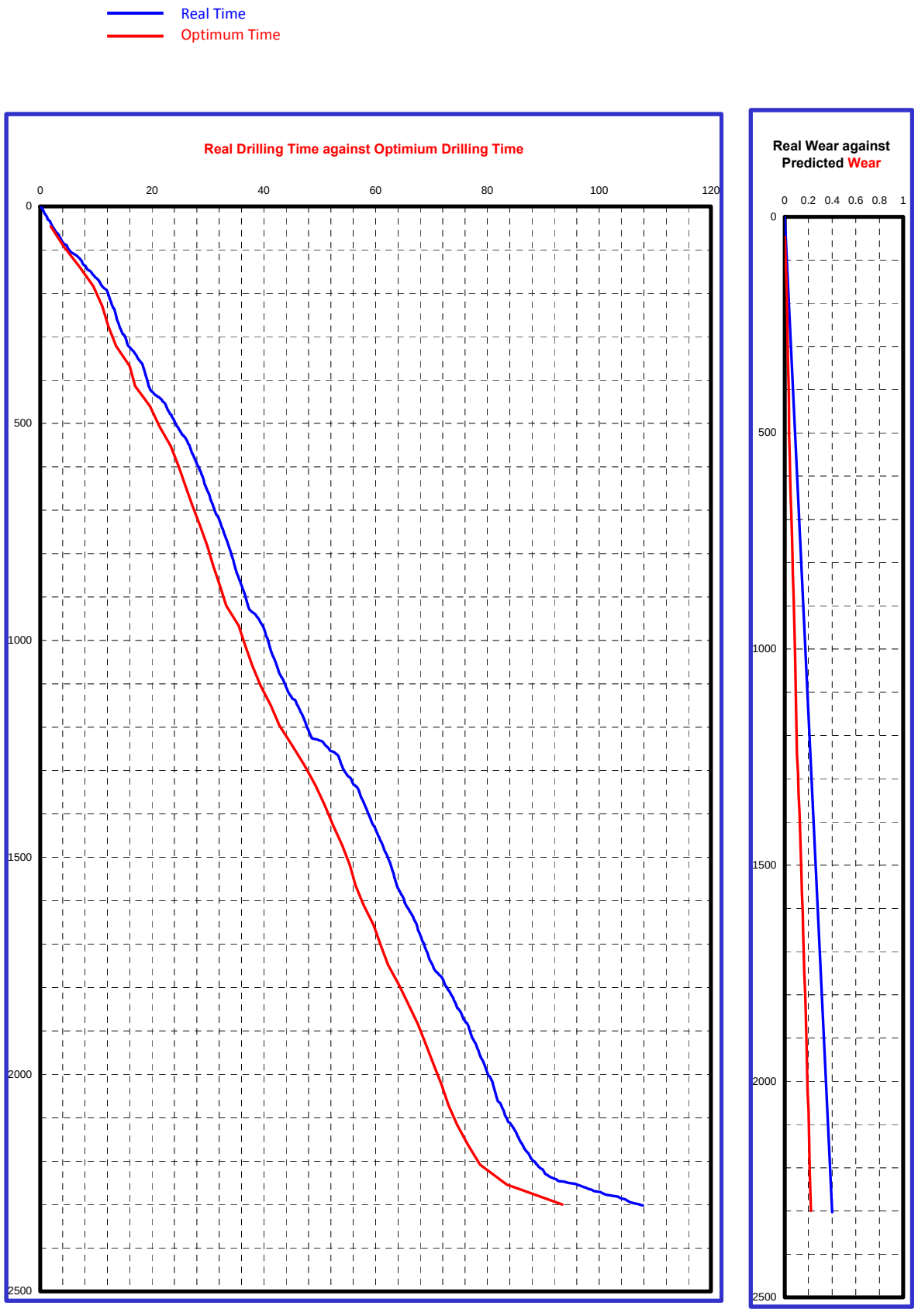


Fig.36 Real Parameters Against Optimum Parameters



IV.2.2- Application au puits **OMLz-643** pour la phase **12 ¼"** :

- Le puits situé dans le champ Hassi Messaoud, le puits de référence c'est OMLz-640.
- L'outil c'est **FM3945Z** de diamètre 12 ¼".
- L'enregistrement du puits OMLz-640 met dans le fichier **Data_FixedCutter.xls.**
- La profondeur de la phase 12 ¼" de puits OMLz-643 est : **H = 721 m**.
- L'usure de l'outil dans le puits de référence c'est **D = 0,3**.
- Le maximum WOB c'est **25 tons**.
- Le maximum RPM c'est **200 rpm**.
- Le prix par heure de location de l'appareil de forage $\mathbf{P_h = 2700\ kDA/heurs}$.
- On discrétise la phase 12 ¼" en 30 intervalles c.-à-d. **k = 50.**
- On rentre toutes les données dans le logiciel et on exécute.

1. Interprétation :

- Le temps de forage réel est : $\mathbf{T_{reel} = 83.03\ heurs,}$ avec une usure de dents **D = 0.3.** Le temps de forage optimisé est : $\mathbf{T_{op} = 77.85\ heures,}$ avec une usure de dents **D = 0.26.**

- Le temps gagné est égal à : $\mathbf{\Delta T_f = (T_{réel} - T_{op}) = 5.18\ heures.}$

Donc, on peut calculer le gain sur le prix de mètre foré $\mathbf{\Delta P_m = P_h.\Delta T_f / M}$

/ P_h = 2700 KDA. ΔT =5.18 h. M =721 m. d'ou: $\mathbf{\Delta P_m = 19.39 KDA/m}$

C'est-à-dire qu'on a gagné **7 %** de cout total de forage.

- Dans le premier tableau, on a affiché les valeurs des: les coefficients de la formation, le depth of cut P_c, la compressive strength C_s, paramètres Optimaux, le temps de forage et l'usure de l'outil.
- **Figure 37** : contient les courbes des variations des coefficients de la formation et le depth of cut P_c, la compressive strength C_s en fonction de la profondeur :

  - ✓ Les 1er et 2eme graphes présentent la variation du coefficient de la formation C_f et le coefficient de l'abrasivité A_f le long de la phase, ces variations n'ont aucun sens puisqu'elles sont juste des coefficients de modélisation.
  - ✓ Le 3eme graphe présente la variation du depth of cut P_c le long de la phase, l'augmentation du de la courbe signifie que la formation est soft et l'inverse signifie que la formation est hard, sa variation est proportionnellement inverse à la variation de la compressive strength.

- ✓ Le 4eme graphe présente la variation du compressive strength C_s le long de la phase, l'augmentation de la courbe signifie que la formation est hard et l'inverse signifie que la formation est soft.

- **Figure 38 :** contient une comparaison entre les paramètres de forage appliqués réellement (courbe en bleu) et les paramètres optimaux définis par le programme d'optimisation (courbe en rouge).

  - ✓ Les 1er et 2eme graphes présentent la variation des WOB et RPM le long de la phase, les paramètres proposés par le programme d'optimisation restent dans les marges des paramètres appliqués réellement.
  - ✓ Le 3eme graphe présente la variation du ROP le long de la phase.

- **Figure 39 :** contient une comparaison entre les avancements en fonction du temps réel (courbe en bleu) et simulé (courbe en rouge), et la variation de la valeur estimée de l'usure de l'outil le long de la phase.

2. L'affichage des résultats :

L'affichage des résultats dans la page suivante

Drilling Parameters Optimization Software Results DPOS

Realiser Par : Horra Hichem

Fixed Cutter Bit

Well: OMLz-643 **Bit Size:** 12 1/4
Field: Hassi Messaoud **Bit Type:** FM3663Z

1) The Average Performances Comparison:

Data	Drilling Time	ROP	Wear
Real :	83.04	8.68	0.30
Optimized:	77.85	9.26	0.26

2) The Gain in the cost/metre GCm : GCm = Ph.(Tfr-Tfop)/M

Ph = 2700.00 kDA/hers
M = 721.00 → GCm = 19.41 kDA/m

Depth	Formation Type				Optimum Parameters		Sumilation Results		
Z	Cf	Af	Pc	Cs	WOB	RPM	ROP	Usure	Tf
14	3.34	0.00	0.03	180683.05	16.11	92.95	4.08	0.00	3.43
28	1.64	0.00	0.03	236062.12	19.62	93.78	3.69	0.01	7.22
42	5.37	0.00	0.02	308997.63	19.49	88.00	3.22	0.01	11.57
56	1.57	0.00	0.02	268986.42	17.90	132.00	4.30	0.02	14.83
70	62.70	0.00	0.03	208867.10	17.20	103.00	4.93	0.02	17.66
84	255.40	0.00	0.03	191142.46	17.06	128.00	5.53	0.03	20.20
98	5484.39	0.00	0.03	189149.72	17.55	120.00	5.45	0.03	22.77
112	23.79	0.00	0.02	237828.53	18.40	141.00	4.94	0.04	25.60
126	3.39	0.00	0.03	207124.04	19.10	49.00	5.37	0.04	28.21
140	10046.92	0.00	0.03	187502.68	19.34	132.00	6.27	0.05	30.44
154	37.11	0.00	0.03	194861.98	19.61	156.00	6.10	0.05	32.73
168	87.89	0.00	0.03	225325.99	19.39	123.00	5.17	0.05	35.44
182	145.14	0.00	0.03	212808.03	17.50	143.00	4.92	0.06	38.29
196	0.00	0.00	0.05	68097.85	15.04	136.00	7.88	0.07	40.07
210	1241.95	0.00	0.08	28620.17	13.21	154.12	14.33	0.07	41.04
224	135038.81	0.00	0.08	35381.00	15.02	115.48	10.75	0.08	42.35
238	0.01	0.00	0.03	148208.95	16.45	144.00	5.46	0.08	44.91
252	1.38	0.00	0.04	91183.05	16.92	141.00	7.81	0.09	46.70
266	4921.33	0.00	0.05	66697.24	16.02	118.00	9.68	0.09	48.15
280	4853943.42	0.00	0.07	50879.11	17.73	141.56	10.93	0.10	49.43
294	592083.04	0.00	0.03	167933.34	18.59	154.00	6.07	0.11	51.74
308	385140.24	0.00	0.03	135354.81	17.51	124.00	6.87	0.11	53.78
322	4392153.36	0.00	0.03	188500.48	16.95	117.00	5.34	0.12	56.40
336	3147453.02	0.00	0.08	34323.72	13.93	102.00	7.35	0.12	58.30
350	196.65	0.00	0.21	5987.83	10.18	166.47	48.79	0.13	58.59
364	0.02	0.00	0.19	7246.06	10.97	163.20	51.30	0.13	58.86
378	0.00	0.00	0.17	10440.64	13.44	178.00	33.98	0.14	59.28
392	0.56	0.00	0.22	6915.70	12.36	203.98	57.41	0.14	59.52
406	0.19	0.00	0.10	16654.66	10.47	159.22	19.87	0.15	60.22
420	0.30	0.00	0.09	20591.50	11.39	170.91	18.12	0.15	61.00
434	38.57	0.00	0.14	12197.35	11.82	149.00	19.69	0.16	61.71
448	0.13	0.00	0.02	202709.59	14.41	163.00	4.89	0.16	64.57
462	31094.29	0.00	0.03	188312.28	16.73	88.00	5.48	0.17	67.13
476	10.19	0.00	0.03	156150.28	15.96	139.86	5.60	0.17	69.62
490	29.25	0.00	0.09	22043.64	11.15	168.00	16.34	0.18	70.48
504	0.00	0.00	0.10	16178.07	10.40	168.00	21.59	0.18	71.13
518	0.00	0.00	0.14	13220.34	12.42	191.00	27.89	0.19	71.63
532	1636.39	0.00	0.13	15768.32	13.96	152.02	29.02	0.20	72.11
546	0.00	0.00	0.09	22320.57	12.30	210.70	18.70	0.20	72.86
560	0.00	0.00	0.13	12419.26	11.33	185.99	29.97	0.21	73.33
574	0.01	0.00	0.16	11489.72	13.23	225.00	40.07	0.21	73.68
588	0.00	0.00	0.13	11758.90	10.14	249.95	36.59	0.22	74.06
602	10.12	0.00	0.11	15693.20	10.30	164.41	27.71	0.22	74.57
616	3.10	0.00	0.10	21672.49	12.43	206.79	25.53	0.23	75.12
630	0.01	0.00	0.11	17226.40	12.29	197.00	25.46	0.23	75.67
644	30.71	0.00	0.09	27096.12	13.56	175.40	18.95	0.24	76.40
658	0.00	0.00	0.18	9020.71	12.46	212.16	51.34	0.24	76.68
672	1360.68	0.00	0.12	17552.19	13.91	168.72	29.25	0.25	77.16
686	0.00	0.00	0.15	10550.40	11.45	179.00	37.30	0.25	77.53
700	0.02	0.00	0.18	8389.61	11.40	150.61	43.50	0.26	77.85

Fig.37

Formation Parameters Variation Curves

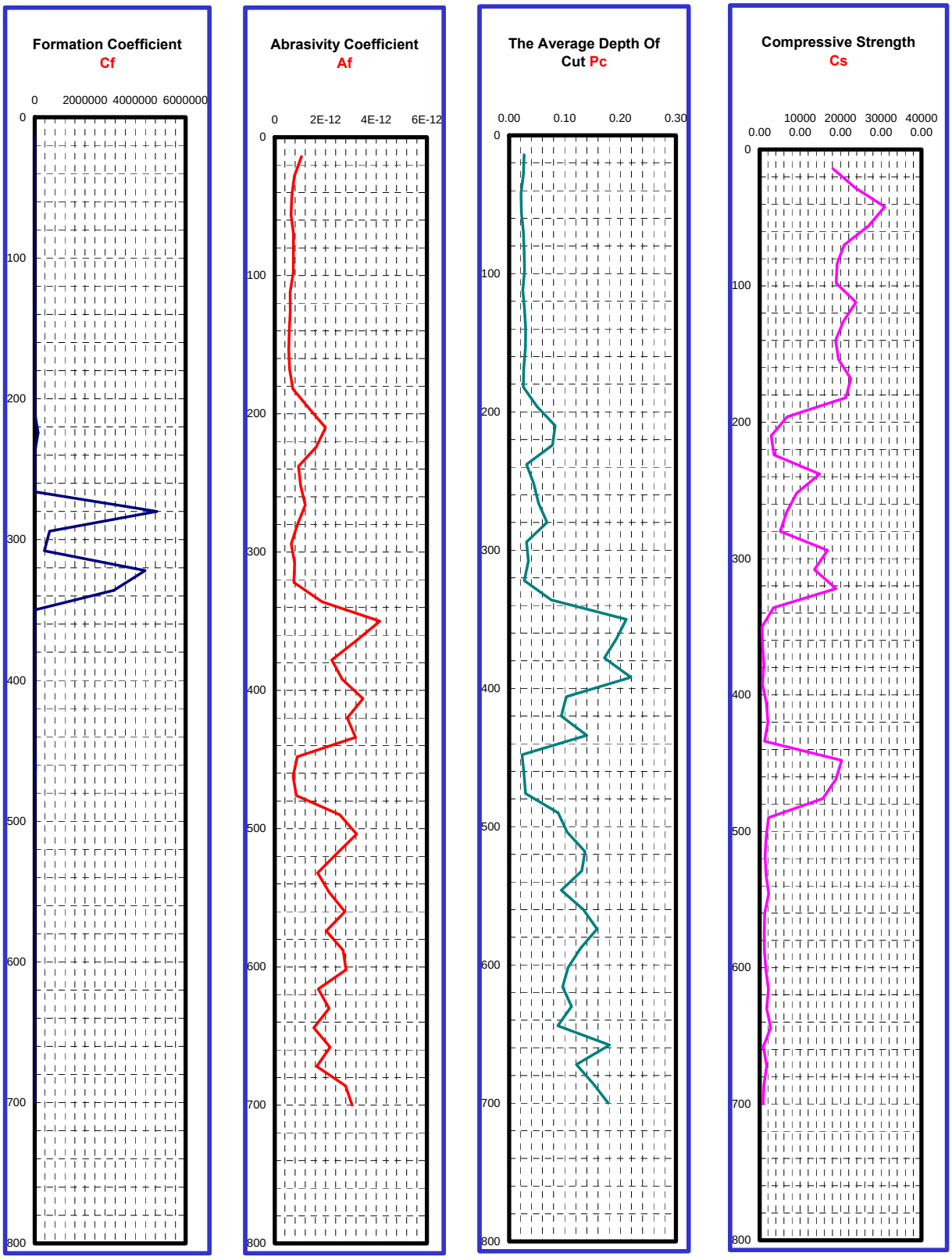


Fig.38

Real Parameters Against Optimum Parameters

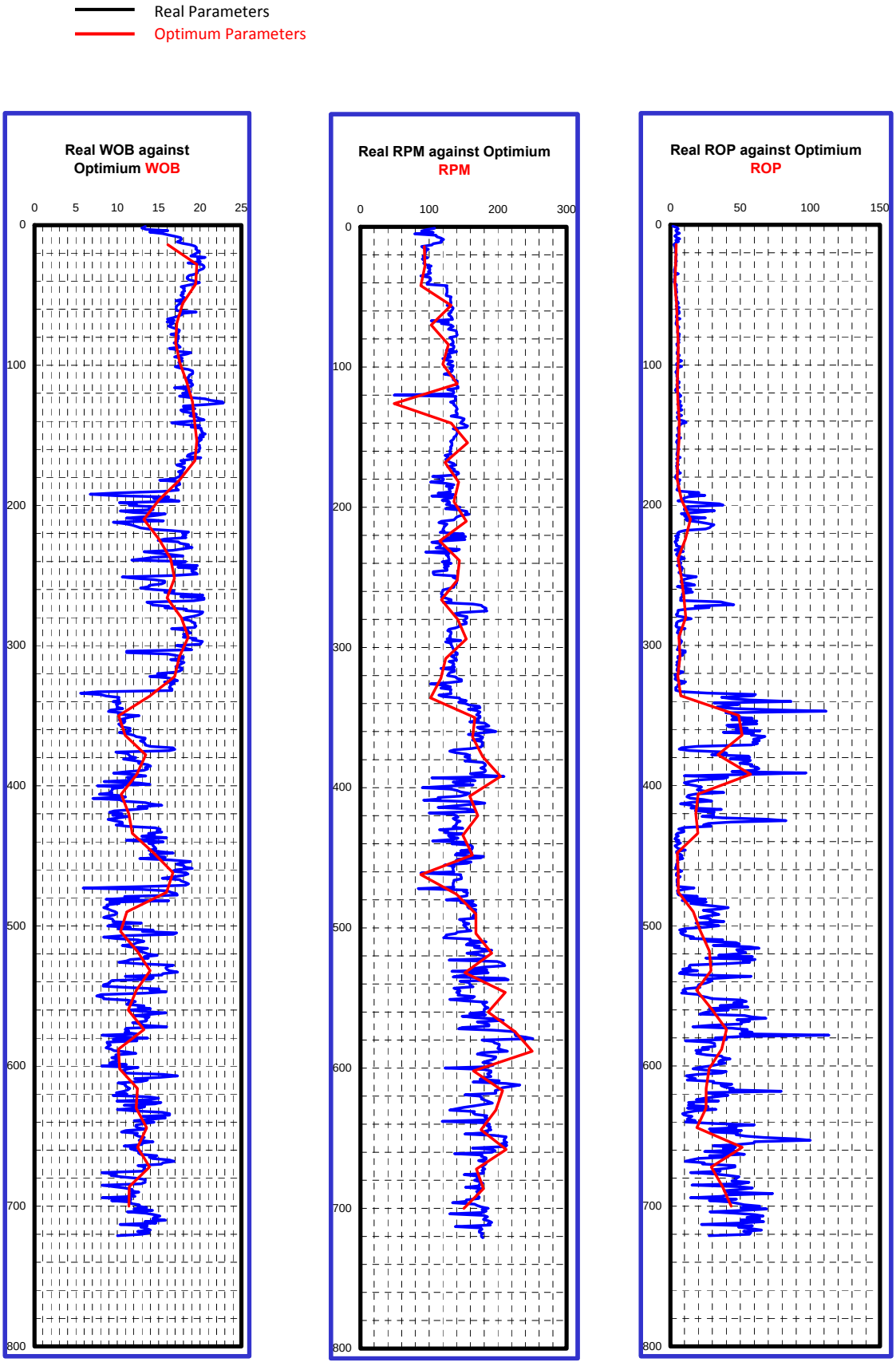


Fig.39 Real Parameters Against Optimum Parameters

IV.3- Application sur un Outil PDC par l'utilisation de l'énergie spécifique MSE :

IV.3.1- Application au puits **IRLE-2** pour la phase **12 ¼"** :

- Le puits situé dans le champ Irlalen, le puits de référence c'est IRLE-1.
- L'outil c'est **FM3945Z** de diamètre 12 ¼".
- L'enregistrement du puits IRLE-1 met dans le fichier **Data_FixedCutter.xls.**
- La profondeur de la phase 12 ¼" de puits IRLE-2 est : **H = 1474 m**.
- L'usure de l'outil dans le puits de référence c'est **D = 0,4**.
- Le maximum WOB c'est **25 tonnes**.
- Le maximum RPM c'est **140 rpm**.
- Le prix par heure de location de l'appareil de forage $\mathbf{P_h = 2700}$ **kDA/heures**.
- On discrétise la phase 12 ¼" en 30 intervalles c'est-à-dire **k = 50.**
- On rentre toutes les données dans logiciel et on exécute.

1. Interprétation :

- Le temps de forage réel est : $\mathbf{T_{reel} = 77.80}$ **heures,** Le temps de forage optimisé est : $\mathbf{T_{op} = 71.12}$ **heures,** avec une usure de dents **D = 0.25.**

- Le temps gagné est égal à : $\mathbf{\Delta T_f = (T_{réel} - T_{op}) = 6.68}$ **heures.**

Donc, on peut calculer le gain sur le prix du mètre foré $\mathbf{\Delta P_m = P_h.\Delta T_f / M}$

/ P_h = 2700 KDA. ΔT =6.68 h. M =1474 m. d'ou: $\mathbf{\Delta P_m = 12.23}$ **KDA/m**

C'est-à-dire qu'on va gagner **10 %** de cout total de forage.

- Dans le premier tableau, on a affiché les valeurs des: le coefficient de l'abrasivité A_f, le depth of cut P_c, la compressive strength C_s, l'énergie spécifique E_s, paramètres Optimaux, le temps de forage et l'usure de l'outil.
- **Figure 40** : contient les courbes suivantes :
  - ✓ Le 1er graphe représente la variation du coefficient de l'abrasivité A_f le long de la phase, sa variations n'a aucun sens puisqu'il est juste un coefficient de modélisation.
  - ✓ Les 3eme et 4eme graphes présentent la variation du depth of cut P_c et la compressive strength C_s le long de la phase, sa variation est proportionnellement inverse.

- ✓ Le 4eme graphe présente une comparaison entre la compressive strength C_s et l'énergie spécifique E_s fournie par l'outil dans le forage réel, on peut observer clairement que l'énergie fournit est très élevée par rapport à la compressive strenght de la formation.

- **Figure 41:** contient une comparaison entre les paramètres de forage appliqués réellement (courbe en bleu) et les paramètres optimaux définis par le programme d'optimisation (courbe en rouge).

  - ✓ Les 1er et 2eme graphes présentent la variation des WOB et RPM le long de la phase, les paramètres proposés par le programme d'optimisation restent dans les marges des paramètres appliqués réellement.
  - ✓ Le 3eme graphe présente la variation du ROP le long de la phase.

- **Figure 42 :** le 1er graphe contient la comparaison entre les deux énergies spécifiques fournies par l'outil réellement (courbe en bleu) et l'optimisé et la compressive strenght (courbe en noire), seulement le résultat. On arrive vraiment à minimiser l'énergie fournit. Et la comparaison entre les avancements en fonction du temps réel et simulé, et la variation de la valeur estimée de l'usure de l'outil le long de la phase.

2. L'affichage des résultats :

L'affichage des résultats dans la page suivante.

Drilling Parameters Optimization Software Results DPOS

Realiser Par : Horra Hichem

Fixed Cutter Bit

Well: IRLE-2 **Bit Size:** 12.25
Field: Irlalen Est **Bit Type:** FMH3945ZR

1) The Average Performances Comparison:

Data	Drilling Time	ROP	Wear
Real :	77.80	18.95	0.40
Optimized:	71.12	20.73	0.25

2) The Gain in the cost/metre GCm : GCm = Ph.(Tfr-Tfop)/M

Ph = 2700.00 kDA/hers
M = 1474.00 → GCm = 12.23 kDA/m

Depth	Formation Type			Optimum Parameters		Sumilation Results			
Z	Af	Pc	Cs	WOB	RPM	Se	ROP	Usure	Tf
29	0.00	0.07	3307.08	7.81	135.00	20935.79	8.73	0.01	3.32
58	0.00	0.07	7155.69	6.97	87.00	18061.54	11.02	0.01	5.95
87	0.00	0.13	3824.87	7.75	122.00	8458.92	20.30	0.01	7.38
116	0.00	0.13	3431.87	6.33	91.00	7033.25	20.77	0.02	8.78
145	0.00	0.12	5576.51	7.72	91.00	9722.59	19.56	0.03	10.26
174	0.00	0.14	4750.51	6.07	131.00	6508.54	21.25	0.03	11.62
203	0.00	0.22	2530.54	6.46	126.00	3690.20	33.83	0.04	12.48
232	0.00	0.15	3844.39	6.96	132.00	6341.70	25.12	0.05	13.63
261	0.00	0.29	2414.17	9.31	129.00	3641.20	46.55	0.05	14.26
290	0.00	0.24	2691.79	9.49	129.00	4739.76	36.32	0.06	15.06
319	0.00	0.23	2752.81	8.96	126.00	4628.00	38.58	0.07	15.81
348	0.00	0.22	3306.76	9.11	80.00	5195.36	33.49	0.07	16.67
377	0.00	0.31	2150.35	9.04	42.00	3274.14	45.86	0.07	17.31
406	0.00	0.15	4715.20	10.95	139.00	10375.41	20.07	0.08	18.75
435	0.00	0.14	4518.57	7.68	96.00	7807.17	22.62	0.09	20.03
464	0.00	0.13	5074.55	7.73	87.00	9164.04	20.06	0.09	21.48
493	0.00	0.13	4641.82	8.94	137.00	10701.10	20.33	0.10	22.91
522	0.00	0.14	4064.06	7.42	98.00	7518.42	22.11	0.10	24.22
551	0.00	0.16	7211.92	8.71	119.00	7463.50	25.64	0.11	25.35
580	0.00	0.15	5796.33	8.63	128.00	7827.87	22.38	0.11	26.64
609	0.00	0.15	8320.04	9.21	82.00	8474.55	21.44	0.12	28.00
638	0.00	0.16	6154.82	7.56	122.00	6224.42	25.48	0.12	29.13
667	0.00	0.14	5795.78	7.56	89.00	7522.75	20.79	0.12	30.53
696	0.00	0.14	8158.31	10.00	124.00	10088.99	21.19	0.13	31.90
725	0.00	0.15	8396.18	11.38	98.00	10622.12	23.79	0.13	33.12
754	0.00	0.12	8718.24	7.32	121.00	9309.02	19.07	0.14	34.64
783	0.00	0.12	10508.56	9.17	75.00	11948.67	18.99	0.14	36.16
812	0.00	0.16	6521.90	9.90	132.00	8277.16	28.68	0.15	37.18
841	0.00	0.14	8160.98	9.60	109.00	10059.87	23.84	0.15	38.39
870	0.00	0.12	6596.94	10.93	123.00	13726.69	18.12	0.16	39.99
899	0.00	0.11	9916.08	9.16	89.00	12478.08	19.00	0.16	41.52
928	0.00	0.12	10898.61	9.88	92.00	13127.13	19.36	0.17	43.02
957	0.00	0.11	8576.39	10.29	124.00	14622.79	17.60	0.17	44.66
986	0.00	0.11	11159.95	10.13	94.00	14253.75	18.68	0.18	46.22
1015	0.00	0.14	8584.50	9.08	120.00	8819.05	22.70	0.18	47.49
1044	0.00	0.13	9719.12	9.95	119.00	11433.75	19.85	0.18	48.96
1073	0.00	0.14	11005.49	12.62	90.41	13115.08	20.78	0.19	50.35
1102	0.00	0.12	10941.82	10.12	116.00	12974.50	19.36	0.19	51.85
1131	0.00	0.12	10810.51	7.93	93.00	9289.95	20.49	0.20	53.26
1160	0.00	0.12	11170.31	8.36	122.00	10701.01	19.74	0.20	54.73
1189	0.00	0.12	9017.21	9.96	97.00	11963.45	19.87	0.21	56.19
1218	0.00	0.11	8792.33	9.73	108.00	12082.83	19.02	0.21	57.72
1247	0.00	0.11	12131.41	9.54	99.00	11628.08	19.10	0.22	59.24
1276	0.00	0.14	6274.15	8.44	140.00	7908.71	22.51	0.22	60.52
1305	0.00	0.11	7499.51	9.79	134.00	11146.81	18.04	0.23	62.13
1334	0.00	0.10	11478.79	9.27	125.00	11046.20	15.90	0.23	63.96
1363	0.00	0.12	9478.13	8.90	127.00	8317.56	20.11	0.24	65.40
1392	0.00	0.11	12210.97	9.07	101.00	8927.11	18.89	0.24	66.93
1421	0.00	0.09	10458.66	8.50	131.00	9697.66	14.47	0.25	68.94
1450	0.00	0.08	13354.14	9.90	78.00	11511.77	13.30	0.25	71.12

Fig.40 Formation Parameters Variation Curves

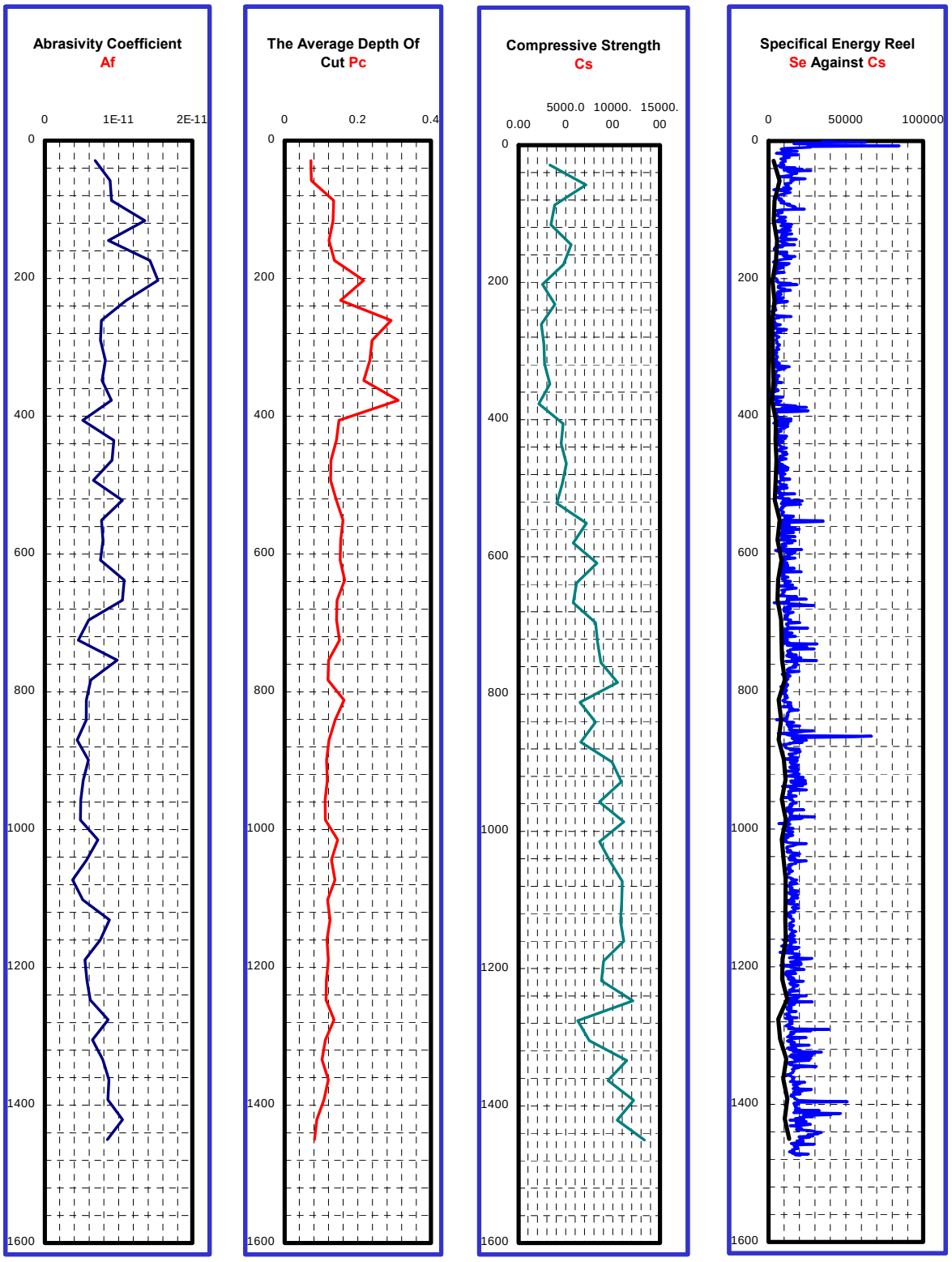


Fig.41 Real Parameters Against Optimum Parameters

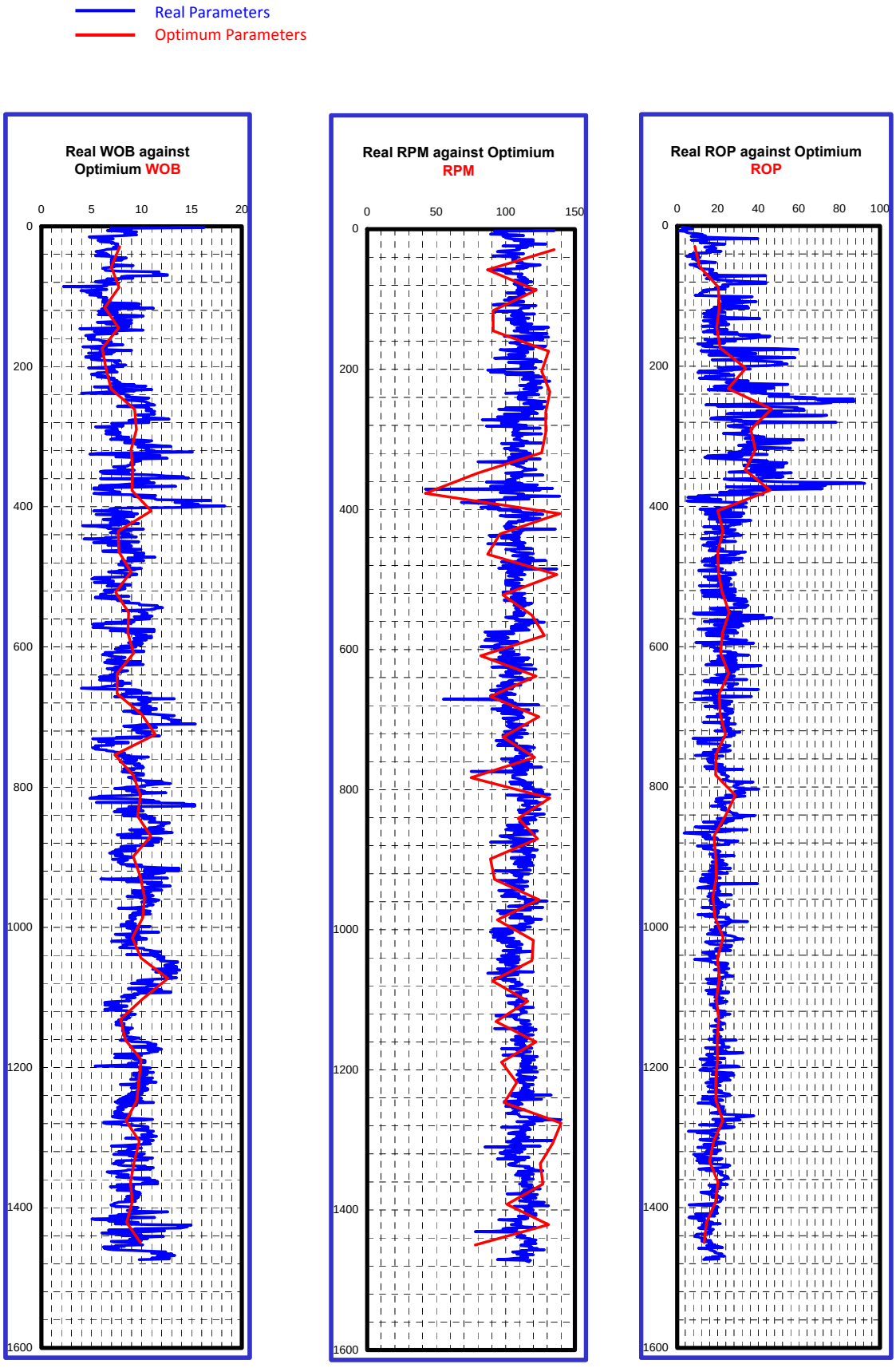
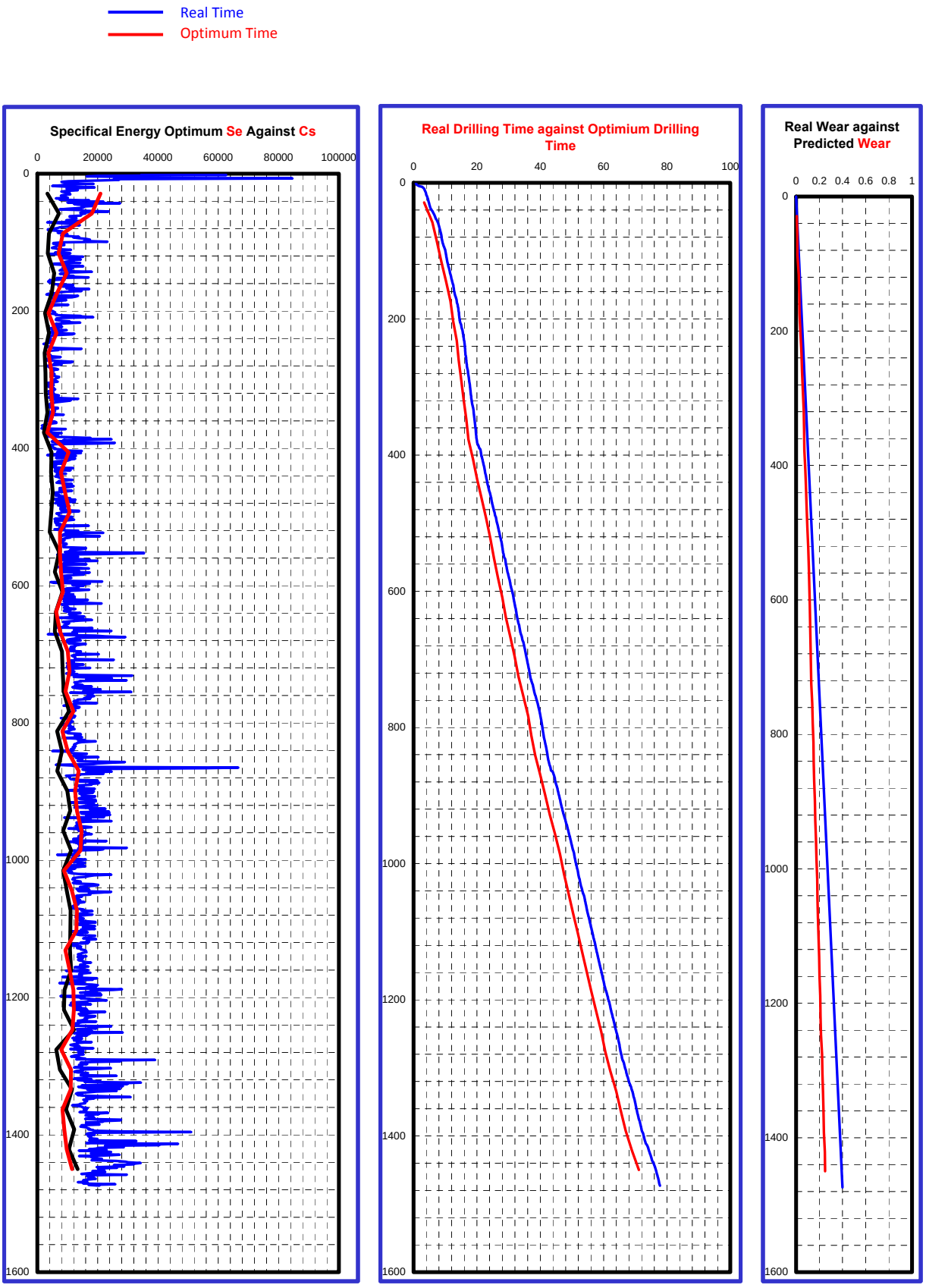


Fig.42 Real Parameters Against Optimum Parameters



Conclusion et Recommandations

Conclusion

Le but de cette étude était de minimiser le prix du mètre foré par un traitement des données d'un puits le plus proche et en temps réel, pendant le forage. La discrétisation de la formation en intervalles d'épaisseur, la plus petite possible avait pour but d'éliminer l'hétérogénéité du terrain, d'identifier le coefficient de formations définissant l'état de ce dernier et enfin de choisir des paramètres mécaniques optimaux pour chaque intervalle afin d'obtenir un temps de forage minimal et par conséquent un prix minimal aussi.

A cause de l'hétérogénéité des formations à forer, il fallait discrétiser le terrain en intervalles (épaisseur de 1 mètre pour chaque intervalle) et traiter le problème d'optimisation mètre par mètre, à cause de la dépendance de la valeur d'usure des cutters d'un mètre à l'autre. On était obligé de résoudre un problème global contenant la somme de toutes les équations pour chaque mètre, cela implique une augmentation du nombre de variables qu'il fallait identifier. Le problème en fait repose sur la capacité de l'outil utilisé à résoudre un nombre maximal de variables. La capacité de MATLAB est limitée à 82 variables avec 210 contraintes.

Par la limitation de l'outil de résolution, on ne pouvait pas discrétiser la phase avec des intervalles moins de 10 mètres d'épaisseur, ce qui reste insuffisant pour éliminer totalement l'hétérogénéité de la formation.

Les équations de Gall et Woods utilisées dans la résolution du problème d'optimisation pour les outils tricônes, ont montré leurs efficacités dans plusieurs domaines de calculs (calcul de d-exposant), l'équation de l'énergie spécifique aussi est une équation acceptée comme une définition de base de l'énergie spécifique, donc elle est très efficace et peut nous donner un bon résultat.

Mais l'équation d'Eckel explique le processus de forage d'un outil PDC, c'est une équation très simple, contenant seulement la relation du ROP en fonction des paramètres mécaniques et ne prend pas en considération l'influence d'usure sur l'avancement de l'outil et le choix des paramètres, surtout le poids sur l'outil (WOB), pour cela, les résultats obtenus dans le problème d'optimisation pour les outils PDC ont besoin d'une confirmation avec un autre modèle.

L'équation de Hareland et Rampersad pour estimer la valeur d'usure pour un outil PDC contient tous les facteurs influant réellement sur l'usure (WOB, RPM, la résistance à la compression, l'abrasivité), mais l'équation considérée que l'outil possède un seul cutter c.-à-d. il ne prend pas en considération les diamètres des cutters et le positionnement des cutters dans l'outil (les cutters de shoulder s'usent

rapidement par rapport les cutters de cône), et ca influx directement sur l'usure de chaque cutter et aussi sur la valeur d'usure moyen de l'outil. Donc il est nécessaire de généraliser cette équation afin d'avoir une simulation correct d'usure réel.

Il est important d'évaluer la résistance à la compression de la roche d'une manière précise, puisqu'on a besoin de cette valeur pour quantifier l'usure des cutters, et aussi afin de minimiser l'énergie spécifique de l'outil, il faudrait faire tendre ce dernier vers la résistance à la compression de la roche qu'on a besoin de forer. La méthode utilisée dans cette étude pour calculer la résistance à la compression n'est pas efficace à 100% puisqu'elle se base sur les valeurs moyennes des poids appliqués sur l'outil et sur la surface d'usure du cutter (l'estimation de ce dernier est très difficile et reste toujours imprécise).

Il existe d'autres méthodes pour le calcul de la résistance à la compression par l'utilisation d'un logiciel (Sparta, GeoMechanics, TerraScop) basé sur l'analyse de diagraphies data (Gamma Ray, densité, Sonic…), son résultat est très précis puisqu'il ne dépend ni de l'état de l'outil de forage ni des paramètres appliqués.

L'efficacité de la technique de puits voisin (ou puits de référence) est limité par l'hétérogénéité horizontale de la formation d'un coté et la variation arbitraire de la profondeur des couches d'un autre coté ; pour cela, si la distance entre le puits à forer et le puits de référence dépasse 10 km (varie selon la géologie du champ) et même parfois moins, on ne peut pas assurer l'efficacité des paramètres optimaux définis par l'utilisation de cette technique.

Pour résoudre ce problème, une autre technique a été proposée, c'est l'optimisation en Temps Réel, la procédure en détail de cette méthode a été précisée et les résultats sont intéressants, mais on doit faire un essai par une application dans un forage réel pour tester l'efficacité de la méthode sur le terrain.

Malgré tous les obstacles rencontrés, les résultats obtenus par le logiciel d'optimisation DPOS, préconise une méthode possible de minimisation du prix de revient du mètre foré.

Finalement, on peut considérer ces étapes d'optimisation des paramètres pour chaque méthode présentée dans cette étude comme une procédure générale, et afin d'améliorer les résultats obtenus, on doit simplement utiliser les modèles les plus adaptés aux problèmes posés.

Recommandations

On recommande aux sociétés pétrolières intéressées de continuer cette étude, en tenant compte de :

- La vérification de la validité de modèle établi par Gall et Woods et le modèle d'Eckel et aussi l'équation de Hareland et Rampersad dans des laboratoires spécialisés afin d'aller vers une recherche approfondie d'un modèle plus efficace.

- L'application de cette étude dans un forage réel afin d'examiner l'efficacité du mode opérationnel des méthodes d'optimisation surtout l'optimisation en real time, et prendre en considération le volet économique (on peut réduire le coût de 10 à 30 % environ).

Le couple WOB-RPM optimal défini par le logiciel d'optimisation porte sur les paramètres qu'il faut appliquer dans un mètre foré, c'est-à-dire qu'il faut fixer ces paramètres durant le forage de ce mètre, pour le RPM, cela est possible mais pour le WOB c'est pratiquement très difficile, aussi, nous recommandons les solutions suivantes:

- L'utilisation d'un treuil automatique comme dans les nouveaux appareils de forage (F-rigs) de Nabores Drilling Company ;
- La machine « Automatic Drilling », c'est un appareil relié avec le treuil pour harmoniser le poids sur l'outil par rapport à l'avancement (fourni par NOV- Weldcat Company).

Annexe - 1

Description de Logiciel DPOS

Description de Logiciel d'Optimisation DPOS

1- Description de différentes étapes du logiciel DPOS:

Le logiciel s'exécute directement sous MATLAB ; quand on a exécuté ce dernier, le logiciel va afficher une première fenêtre pour introduire les informations initiales afin de commence l'opération d'optimisation.

Cette fenêtre (comme présente dans la figure 1) contient :

- ✓ Les informations générales sur l'outil et le puits.
- ✓ Le choix de type d'outil et on va optimiser ces paramètres : Outil Tricône, Outil PDC et Outil PDC par l'énergie spécifique (MSE).
- ✓ Le choix de la méthode d'optimisation qu'on va suivre afin de résoudre le problème d'optimisation : L'optimisation par l'utilisation d'un offset well ou L'optimisation en temps réel.

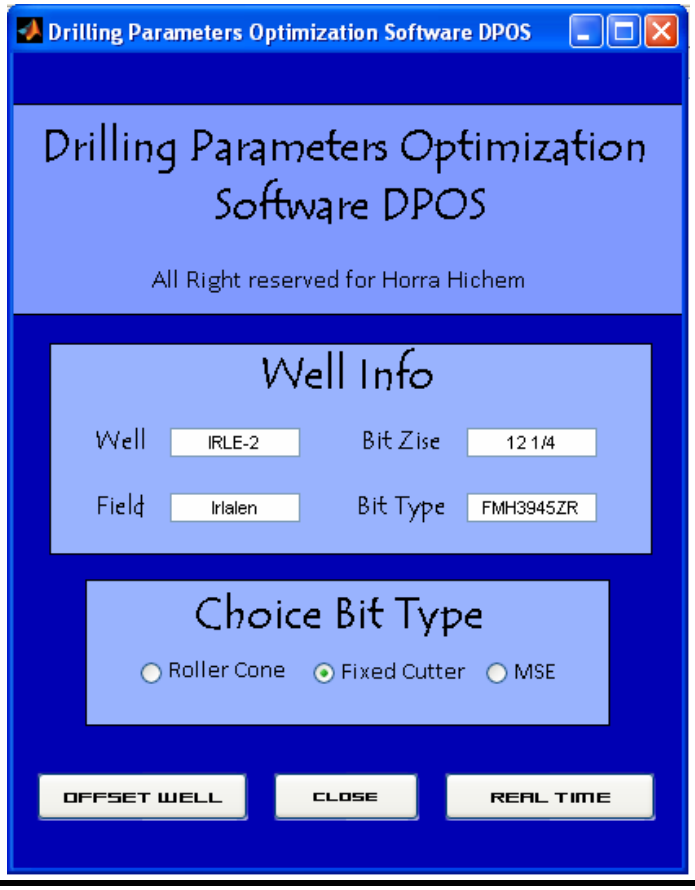


Fig 1

1-1- Real Time (temps réel) :

Cette méthode n'est pas finie puisqu'on a besoin de faire un test pratique afin d'avoir un résultat et faire la comparaison avec les autres méthodes.

1-2- Offset Well (puits de référence) :

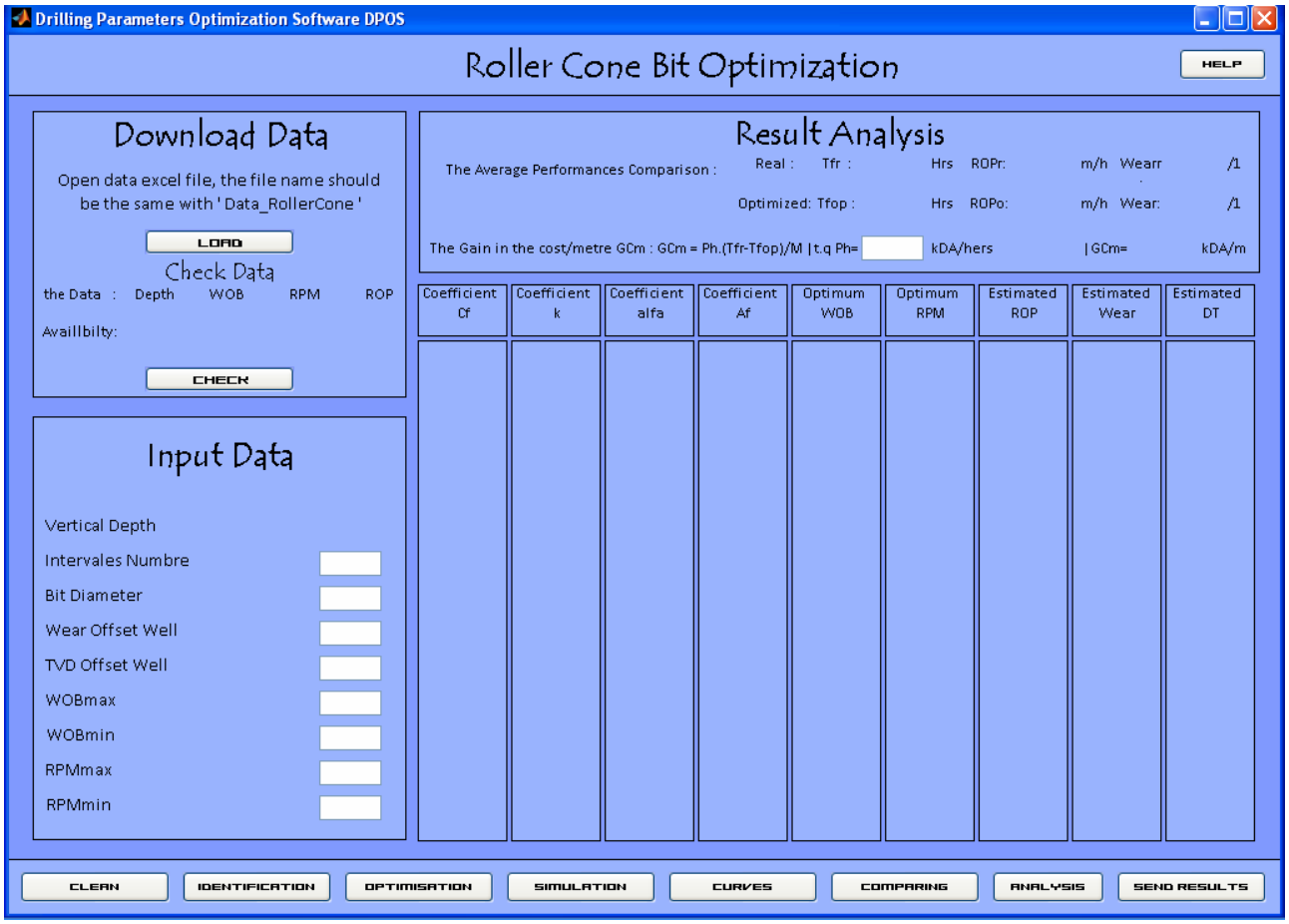
On va commencer par la première ligne, c'est l'optimisation par l'utilisation d'un offset well (puits de référence).

Après le choix d'outil, on Click sur le bouton **« Offset Well »** pour passer à la deuxième fenêtre qui correspond au choix de l'outil.

1- Le premier choix « Roller Cone » :

Si on choisi le premier type d'outil c'est Roller Cone (outil tricone) la fenêtre qui va s'afficher sera comme suit :

Fig 2



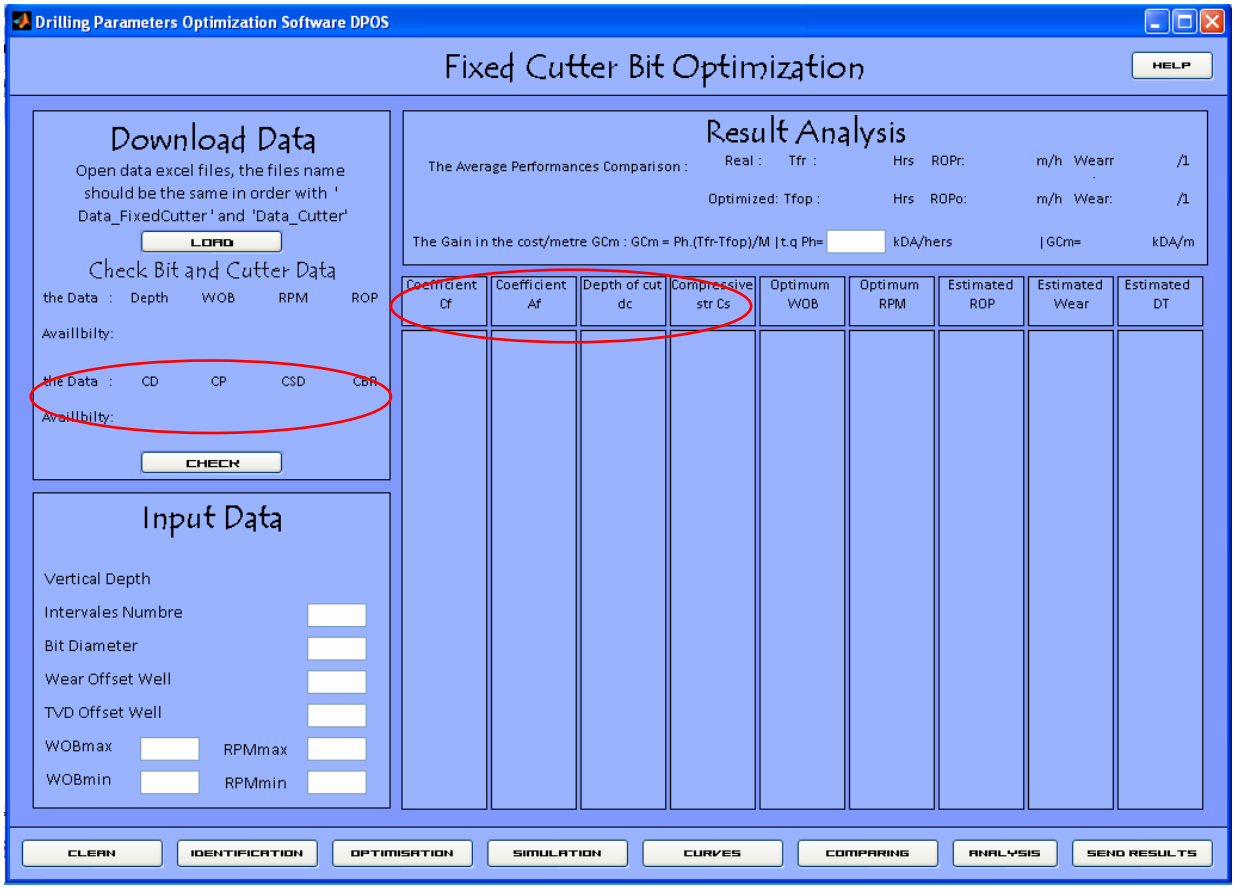
2- Le deuxième choix « Fixed Cutter » :

Si en choisi le deuxième type d'outil, c'est Fixed Cutter (outil mono-bloque), la fenêtre qui va s'afficher sera comme suit :

On a une différence entre la première et la deuxième fenêtre. On a deux points (cerclés en rouge dans la figure 3):

- ✓ En plus du téléchargement des données de puits de référence pour les outils roller cone, on va ajouter le téléchargement des données des cutters pour les outils fixed cutter afin de calculer le depth of cut et la compressive strength.
- ✓ On va remplacer l'affichage (tableau d'affichage) les coefficients de WOB et RPM par le depth of cut et la compressive strength.

Fig 3

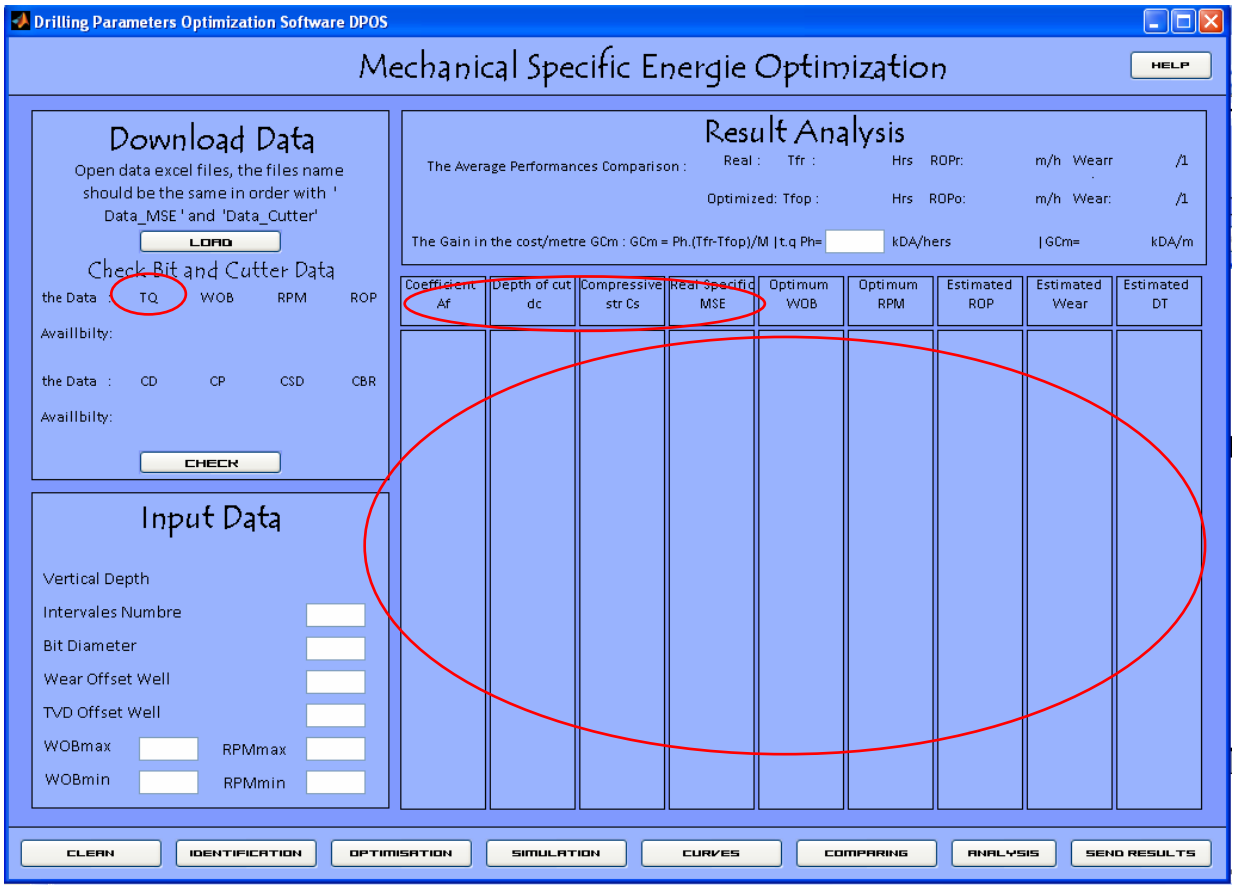


3- Le troisième choix « MSE » :

Si on choisi le troisième cas, ce sont des outils de type Fixed Cutter (outil mono-bloc) mais avec un traitement de minimisation de l'énergie spécifique Es, la fenêtre affichée sera comme suit (fig 4):

Il y a seulement un changement léger entre la fenêtre de fixed cutter et MSE, on a un changement dans les données téléchargées, on va ajouter le torque pour le MSE ; et aussi l'énergie spécifique dans le tableau d'affichage.

Fig 4



4- Description de la fenêtre d'optimisation :

Ces 3 fenêtres sont subdivisées en principe en 4 champs. Ces champs sont les mêmes dans toutes les fenêtres, pour le choix des types d'outils avec une petite modification dans le détail de chacun.

- **Download Data (téléchargement des données) :**

Ce champ contient deux actions :

- ✓ Télécharger les paramètres appliqués dans le puits de références (WOB, RPM et ROP) mètre/mètre à partir d'un fichier Excel par un Click sur le bouton **« Load ».**
- ✓ Vérification des données déjà téléchargées afin d'éviter l'existence des zéros à l'intérieur de data, puisqu'on va utiliser les opérations de division, donc le programme va nous donner des problèmes d'exécution, on commence l'opération de vérification par le Click sur le bouton **« Check ».**

- **Input Data (les données d'entre) :**

Ce champ contient les données d'entrée juste avant de commencer l'optimisation :

- ✓ Le nombre d'intervalle qu'on choisir pour la discrétisation, ce dernier est limité par la capacité de résolution de MATLAB lui-même.
- ✓ Le diamètre de l'outil.
- ✓ La valeur d'usure de l'outil utilisé dans le puits de référence.
- ✓ La profondeur verticale du puits de référence.
- ✓ WOB maximum et minimum acceptable par l'outil.
- ✓ RPM maximum et minimum acceptable par l'outil.

- **Le tableau d'affichage (dans le grand cercle rouge) :**

Dans ce tableau, on va afficher touts les résultats obtenus par le programme d'optimisation presté comme suit :

- ✓ **Cf** : le coefficient de la formation.
- ✓ **K :** le coefficient de l'influence de WOB sur le ROP.
- ✓ **α :** le coefficient de l'influence de RPM sur le ROP.
- ✓ **Af :** le coefficient d'abrasivité de la formation.
- ✓ **WOB optimum :** c'est le poids optimum défini par le programme d'optimisation.
- ✓ **RPM optimum :** c'est la rotation optimum définie par le programme d'optimisation.
- ✓ **ROP, Wear et Tf :** c'est l'estimation du ROP, l'usure et le temps de forage, si on applique les couples WOB-RPM optimaux définis par le programme d'optimisation.

- **Results Analysis :**

Dans cette partie, on va faire une comparaison entre le temps de forage final et le ROP moyen et l'usure finale en temps réel et optimiser; et déceler le gain dans le prix de mettre foré.

- **L'ensemble des boutons dans la base de la fenêtre :**

Après le téléchargement des données, on va passer vers l'étape d'exécution des sous-programmes d'identification, optimisation et simulation.

Les fonctions de chaque bouton selon son ordre dans le logiciel :

Clean : pour effacer tous les calculs déjà faits et la fermeture de la fenêtre afin de commencer un nouveau calcul dans une nouvelle fenêtre.

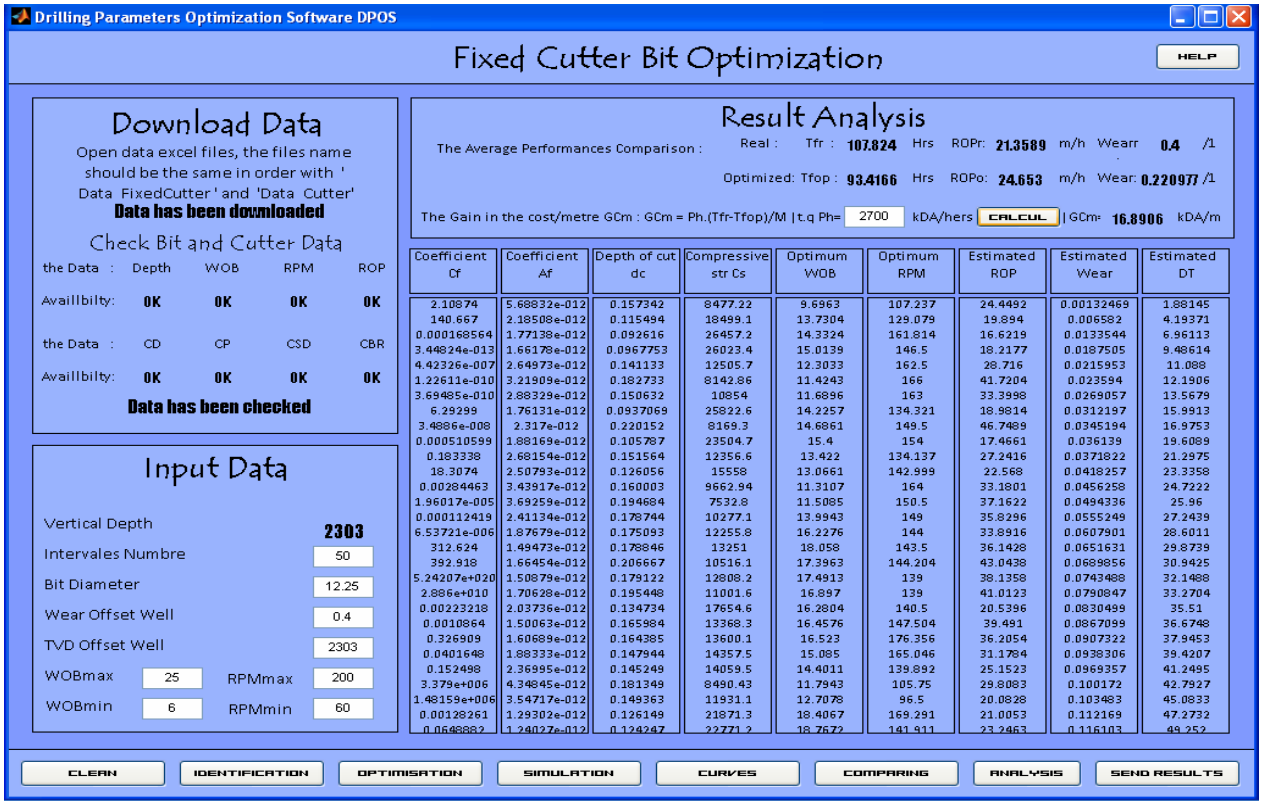
Identification : la première étape de calcul est l'identification des coefficients de la formation et le coefficient de l'abrasivité.

Optimisation : après l'identification, on va vers l'optimisation des choix des paramètres WOB et RPM qu'il faut appliquer sur la formation déjà identifiée, son coefficient afin de maximiser le ROP et minimiser l'usure de l'outil.

Simulation : dans cette étape, on va appliquer théoriquement les paramètres optimums définis par le programme d'optimisation sur la formation définie par son coefficient ; afin d'estimer le ROP, l'usure et le temps de forage.

Analysis : Dans cette étape, on va afficher la comparaison entre le temps de forage final et le ROP moyen et l'usure finale réelle et optimiser aussi le gain dans le prix de mettre foré.

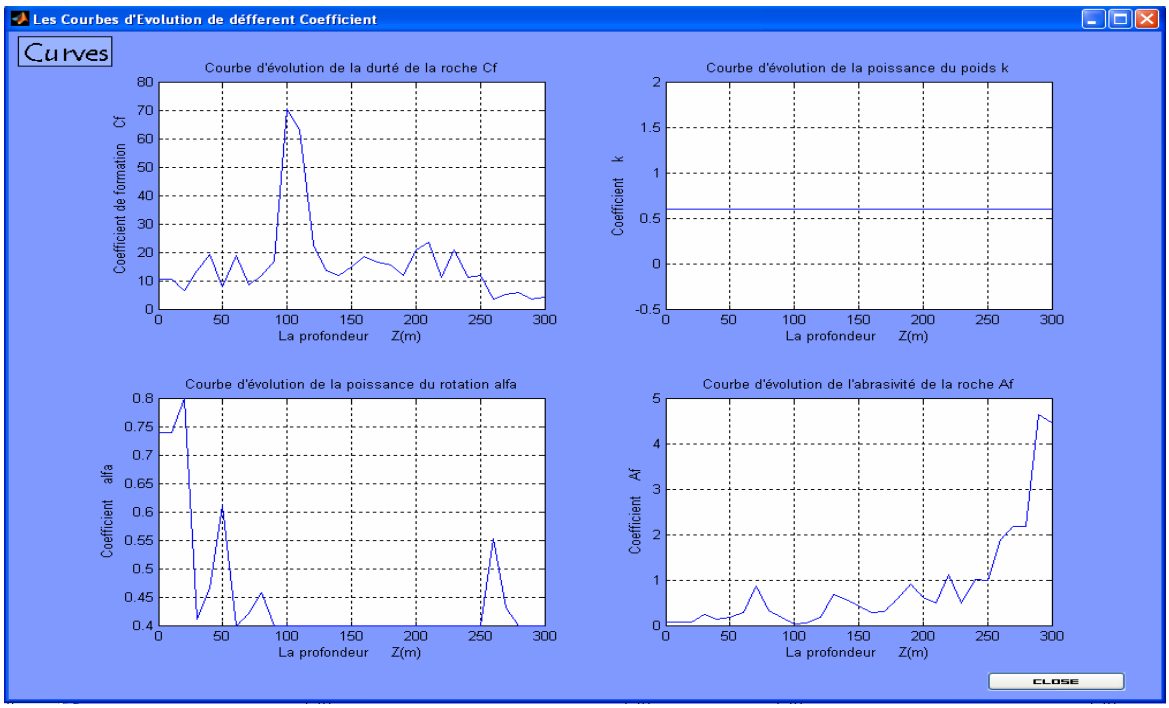
Fig 5



Curves : on va afficher ici les coefficients de la formation et le coefficient de l'abrasivité sous forme de courbes pour les outils roller cone et fixed cutter et depth of cut, la compressive strength et l'énergie spécifique pour le MSE afin de faciliter leur contrôle.

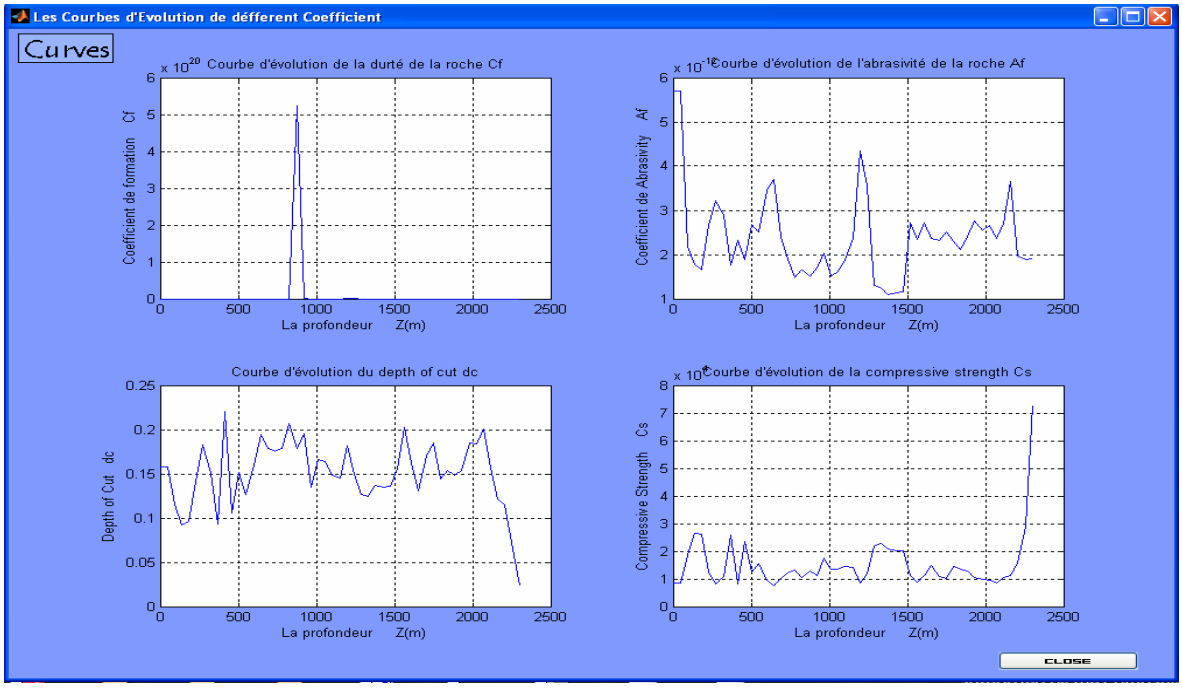
Roller Cone : la fenêtre sera comme suit : fig. 6

Fig 6



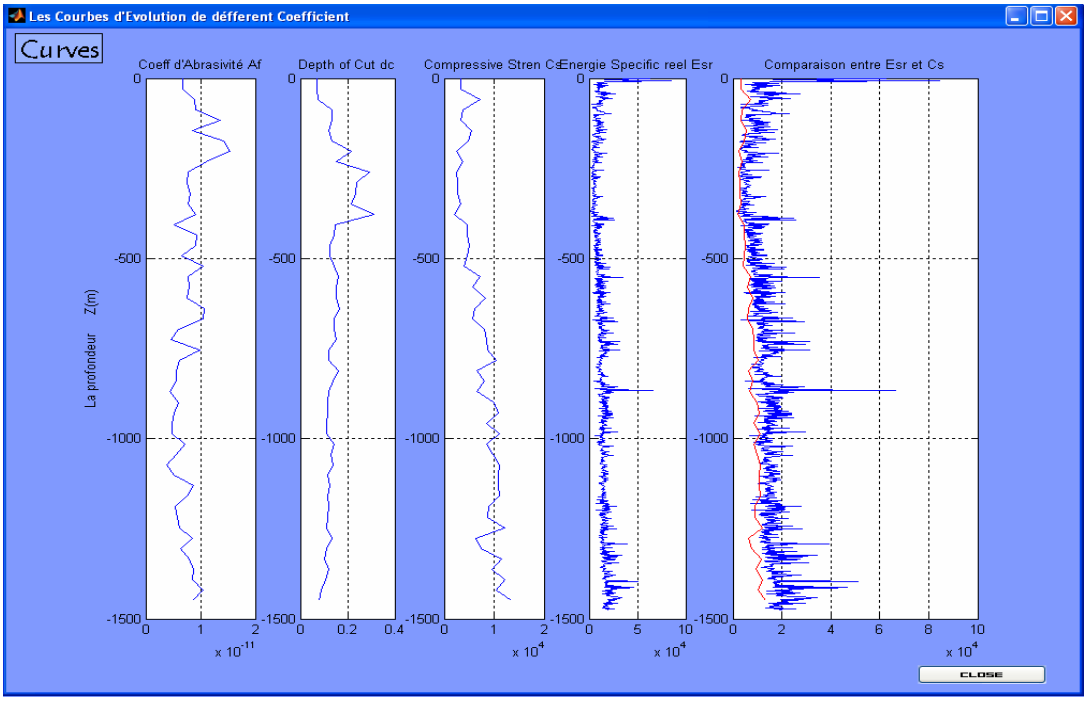
Fixed Cutter : la fenêtre sera comme suit : fig. 10-7

Fig 10-7



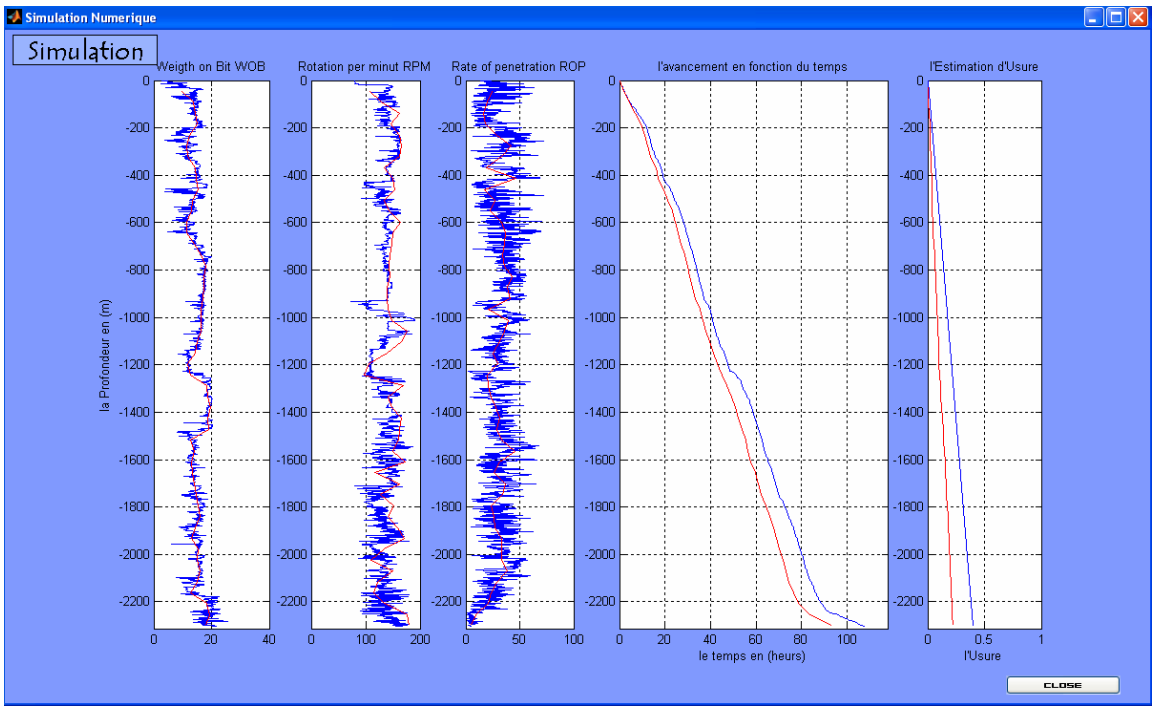
MSE : la fenêtre sera comme suit : fig. 8

Fig 8

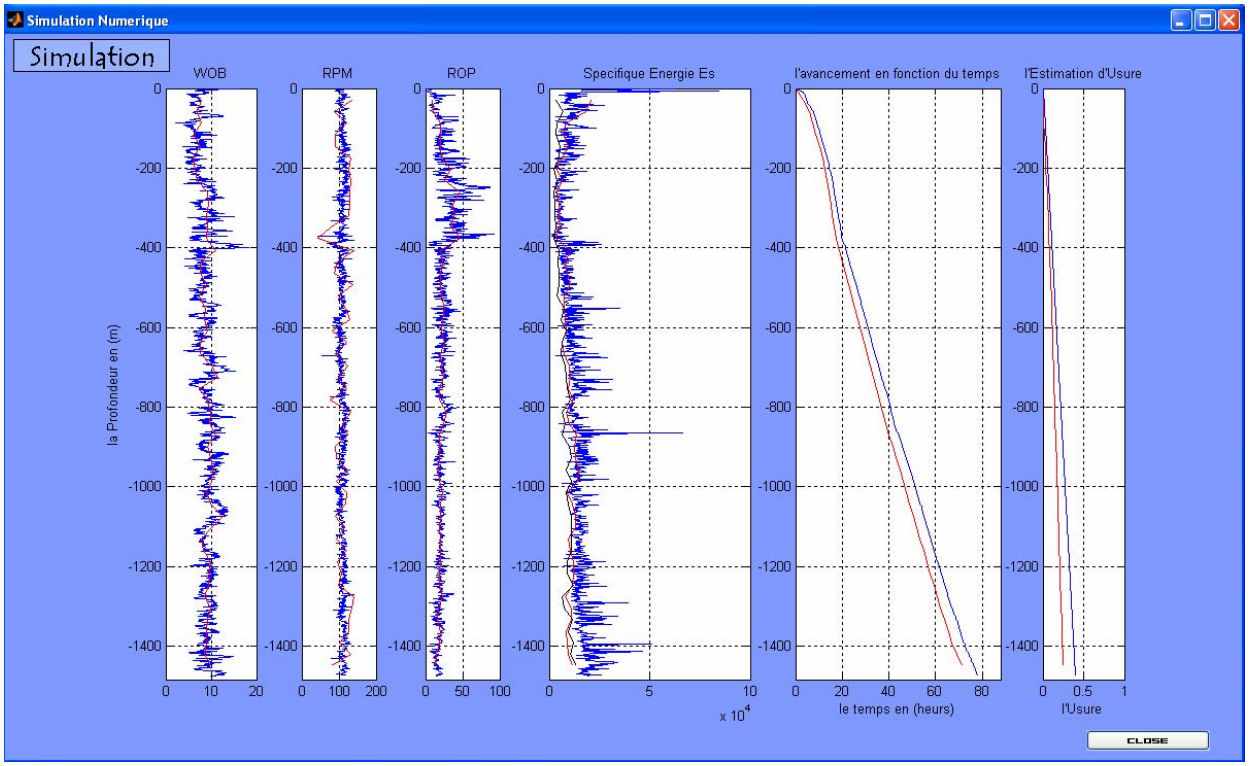


Comparing : Après le résultat d'optimisation, on va comparer les paramètres appliqués en réalité et leur ROP et temps de forage résultants avec les paramètres optimum définis par le programme et leur ROP et le temps de forage simulé.

Roller Cone et Fixed Cutter : la fenêtre sera comme suit : fig. 9



MSE : la fenêtre sera comme suit : fig. 10



Send Results : avec ce bouton, on va envoyer tous les résultats vers un fichier Excel afin de libérer l'espace dans le logiciel pour d'autres applications et aussi sauvegarder le résultat dans une Data Base, chaque type d'outil a un fichier Excel spécial :

- ✓ Roller Cone : **PrintSheet_RollerCone.xls**
- ✓ Fixed Cutter : **PrintSheet_FixedCutter.xls**
- ✓ MSE : **PrintSheet_MSE.xls**

Annexe - 2

Le Choix du Modèle pour un Outil PDC

Le Choix du modèle pour un Outil PDC

Eckel	Maurer	Gall	Moore	Bingham	Cumigham
le moyen du coefficient de corrélation multiple R					
0.6323	0.5950	0.5476	0.4678	0.5381	0.5389
0.6753	0.6705	0.6807	0.5056	0.6668	0.5177
0.7363	-	0.1193	-	0.6385	-
0.8026	0.8926	0.9275	-	0.5390	-
0.5247	0.5258	-	0.4447	0.4541	0.4756
0.6716	0.6573	0.5321	-	0.6264	0.2994
0.8646	0.8889	0.1634	-	0.7855	-
0.9663	0.9756	0.9830	-	0.9323	0.5045
0.3679	0.4296	-	-	0.3957	-
0.6996	0.7364	0.8282	-	0.5143	-
0.6482	0.6593	0.6863	0.2412	0.6270	0.4204
0.6480	0.6538	-	-	0.6455	-
0.9047	0.7957	0.9132	0.3481	0.7605	0.8814
0.3559	0.3275	-	0.3035	0.1545	0.3748
0.8032	0.7070	0.8143	0.3225	0.6382	0.6699
0.5412	0.3107	0.5206	0.2952	0.2656	0.4237
0.4129	0.3246	-	0.3184	0.2006	0.3964
0.7593	0.7190	0.8266	-	0.6060	0.4928
0.9334	0.5602	0.9337	0.5607	0.4519	0.9185
0.7157	-	0.7189	-	-	0.5537
0.4243	0.1824	0.4306	-	0.1869	-
0.3715	0.0265	0.3757	-	-	0.3885
0.9275	-	0.9013	-	0.5502	0.6213
0.5924	0.5381	-	-	0.5499	-
0.6758	-	0.7204	-	0.6753	-
0.3813	-	0.2502	-	-	0.3494
0.3733	-	0.0253	-	0.3487	-
0.7688	0.6171	-	-	0.5704	0.8248
0.6408	0.7626	0.8283	-	0.5039	-
0.2258	0.2266	-	-	0.1966	-
0.7762	0.5732	-	-	0.5316	0.6115
0.8164	0.3450	0.8186	-	0.3447	0.8072
0.8264	0.8205	0.8040	-	0.8270	-
0.6512	0.5711	0.2451	-	0.5688	-
0.8149	0.7269	0.5168	-	0.5620	0.5170
0.5926	0.4825	-	0.4578	0.4810	0.5901
0.3897	-	0.2161	-	-	0.3866
0.8821	0.8814	-	0.8741	0.8822	0.8831
0.7114	0.8583	-	-	0.6634	-
0.9444	0.9199	0.9489	0.7621	0.9159	0.8940
-	-	0.0411	-	-	-
0.8067	0.7173	0.8297	0.5521	0.6451	0.7990
0.6608	0.7149	0.7184		0.6582	0.3546
0.8821	0.9160	0.9072	0.8501	0.8786	0.8532
0.3398	0.2944	-	-	-	0.2981
0.7927	0.7579	0.4931	-	0.7141	0.1890
0.4454	0.2926	0.4729	-	0.2859	0.4483
0.4623	0.3099	0.3834	-	0.1902	0.1851
0.8287	0.8588	0.8655	-	0.8278	-
0.4372	0.2810	0.5310	-	0.2623	-
0.9680	0.9613	0.7726	-	0.9622	0.5727
0.3990	0.4448	0.1822	-	0.4053	-
0.3047	0.3252	0.4145	-	0.2779	-
0.6905	0.7592	0.0055	-	0.6945	-
0.1370	-	0.3075	-	0.1153	-
0.3026	0.2478	-	0.1805	0.0929	0.3685
0.7409	0.6212	0.3234	-	0.6070	-
-	-	0.0774	-	-	-
0.6824	0.7702	0.5272	-	0.6941	-
0.5988	0.7966	0.8556	-	0.5994	-
0.5293	0.5542	-	-	0.5294	-
0.7413	0.7461	-	-	0.7231	0.2865
0.7628	0.4465	0.4552	-	0.4046	0.7045
0.7454	0.7555	0.1992	-	0.7131	-
0.1288	0.1911	0.1919	-	0.1288	-

Eckel	Maurer	Gall	Moore	Bingham	Cumigham
0.2587	0.3194	-	0.3144	-	0.2485
0.7082	0.7120	0.7191	0.5176	0.7058	0.5026
0.3708	-	0.3623	-	-	0.1778
0.2275	-	0.0753	-	0.0944	-
0.7777	-	0.3502	-	0.4812	-
0.8697	0.8730	0.2559	-	0.8696	-
0.8745	0.8578	-	0.3664	0.8554	0.7922
0.2932	0.2940	0.3017	-	0.2854	0.0635
0.3281	0.1802	0.2822	-	0.1223	0.1331
0.8802	0.8216	0.3154	-	0.8061	0.2140
0.6014	-	0.3911	-	-	-
0.0876	0.0949	-	0.0613	0.0693	0.0860
0.5885	0.5636	0.3809	-	0.5596	0.4316
0.7909	0.7768	0.7910	0.0864	0.7742	0.4796
0.8844	0.8763	0.1461	-	0.8827	-
0.7905	-	0.7482	-	-	0.7067
0.5138	0.5238	0.5216	-	0.5183	-
0.8116	0.8028	-	-	0.8098	-
0.8369	0.1786	0.2727	-	0.7847	-
0.7061	0.6884	0.1391	-	0.6883	-
0.7871	0.7317	-	0.7319	0.6854	0.7871
0.5320	0.6531	0.6849	-	0.5448	-
0.5620	0.3426	-	-	0.4524	-
0.4297	0.4359	0.4435	0.3636	0.4245	0.3617
0.7640	0.7508	0.7734	0.7267	0.7401	0.7306
0.7188	0.6886	-	-	0.6884	0.2492
0.7785	0.6544	0.7788	0.6324	0.6330	0.6568
0.7067	0.6993	0.7406	-	0.6815	-
0.9123	-	0.9120	0.8306	0.9086	0.8320
0.4163	-	0.2944	-	-	0.3523
0.1662	0.1572	0.1774	-	0.1453	0.1628
0.3963	-	0.3978	-	-	0.3664
0.4240	0.4188	0.4249	0.4097	0.4238	0.4071
0.9510	-	0.9523	0.4601	0.9421	0.7313
-	-	0.1059	-	-	-
0.6076	0.5571	-	0.5480	0.5284	0.6121
0.4186	0.3921	0.4184	0.3595	0.3777	0.3648
0.1230	0.0749	0.2250	-	0.1489	-
0.0836	-	0.1813	-	-	-
0.6024	0.5107	0.3190	-	-	0.2919
-	-	0.1397	-	-	-
0.1629	0.1904	0.2013	0.1931	0.1666	0.1780
0.7078	0.6721	-	-	0.6843	0.5354
0.7467	0.4777	0.3208	-	0.4812	-
0.2076	0.0887	0.2160	0.0874	0.0699	0.1951
0.2465	0.2429	-	-	0.2438	-
0.5684	0.3224	0.3552	-	0.2966	0.1871
0.2761	-	0.2616	-	-	0.2766
0.5923	0.6398	0.6637	0.5716	0.6041	0.5950
0.6633	0.6768	0.6829	0.3457	0.6632	0.3178
0.6270	0.5329		0.4249	0.4500	0.5395
0.8986	0.8581	0.9281	0.4461	0.8275	0.5624
0.6210	0.4350	0.6516	0.3975	0.4056	0.4551
0.3925	0.3356	0.3888	-	0.3319	-
0.3068	-	0.3383	-	-	0.2756
0.3594	-	0.4200	-	-	0.3655
0.7417	0.7155	0.7614	0.5589	0.6990	0.6389
0.4781	0.5154	0.5792	-	0.3968	-
0.6070	0.4884	0.1964	-	0.4831	0.1399
0.8387	0.3870	0.5504	0.3625	0.3756	0.6299
0.9188	0.9216	-	-	0.9162	-
0.7646	-	0.6904	-	-	0.5968
0.7001	0.6577	0.3463	-	0.6632	0.4845
0.4567	0.4559	0.2590	0.0812	0.4481	0.1325

Eckel	Maurer	Gall	Moore	Bingham	Cumigham
0.5191	0.2420	-	-	0.3408	-
0.9444	0.8289	-	0.6589	0.8135	0.8740
0.3977	0.3423	-	0.2858	0.3239	0.3965
0.2197	-	-		0.2141	-
0.7001	0.5109	0.7518	0.5081	0.4662	0.5964
0.1506	0.1745	0.1913	-	0.1267	-
0.5317	-	0.5365	-	0.5342	-
0.5093	0.5102	0.5179	0.4020	0.5044	0.3957
0.5889	0.4776	0.6114	0.4693	0.4731	0.5964
0.7214	0.6469	-	0.6425	0.6226	0.7088
0.4517	0.4239	0.4260	0.2729	0.4520	0.2836
0.8056	0.7479	0.8072	0.7210	0.7364	0.7998
0.7809	0.7532	0.8436	0.6871	0.7309	0.8021
0.7022	0.5633	0.5918	0.3731	0.6739	0.3964
0.7321	0.7476	0.7618	0.6455	0.7141	0.6914
0.5992	0.5065	0.5081	0.2987	0.5494	0.3377
0.3959	0.4394	0.3546	0.2318	0.3956	0.1929
0.8125	0.7300	-	0.6785	0.7415	0.8062
0.7959	0.6816	0.8172	0.0411	0.6433	-
0.6019	0.4923	0.3111	-	0.4837	-
0.0547	-	0.0492	-	-	-
0.2518	-	0.3563	-	-	0.2974
0.8545	0.7749	0.3390	-	0.7265	-
0.4007	0.3061	-	-	0.1435	-
0.8070	0.8319	0.2211	-	0.8085	-
0.5126	0.2853	0.2973	-	0.2634	0.5146
0.8977	0.9171	0.9326	-	0.8985	0.2285
0.9389	0.9338	0.9398	0.8860	0.9275	0.8928
0.9008	0.9004	0.8085	0.7327	0.8611	0.7668
0.5933	0.5926	0.6016	0.5566	0.5867	0.5670
0.5244	0.5951	0.5967	-	0.5852	0.2602
0.6301	-	0.6469	-	0.6236	0.4590
0.5503	0.5513	-	0.5395	0.4740	0.5693
0.7356	0.7697	0.7566	0.2708	0.7713	0.1167
0.7930	-	-	0.4960	0.5893	0.7119
0.6261	0.6196	-	0.3298	0.5748	0.5208
0.8419	0.5944	0.8402	0.3902	0.5176	0.6132
0.5298	0.3533	0.5553	0.2831	0.3224	0.5242
0.5853	0.5126	-	0.3487	0.5678	0.5743
0.6495	0.5212	-	0.3345	0.4937	0.6679
0.4473	0.3883	0.5363	0.3299	0.3231	0.4390
0.8065	0.7673	0.8017	0.2758	0.7632	0.2717
0.6633	0.4695		0.2381	0.4235	0.6460
-	-	0.1786	-	-	-
0.8110	0.7133	-	0.5778	0.7101	0.7621
0.8437	0.6285	-	0.5783	0.6107	0.8480
0.8573	0.7646	0.8538	0.4914	0.7081	0.8291
0.5751	0.5975	0.6148	0.4933	0.5550	0.4477
0.8318	0.8312	0.8520	0.8102	0.8202	0.7869
0.7399	0.7018	0.7479	0.5697	0.6990	0.6582
0.5942	-	0.6150	-	-	0.6090
0.7343	0.7163	0.7336	-	0.7181	-
0.1599	-	0.1664	-	-	0.0946
0.8215	-	0.8239	-	-	0.8202
0.3811	0.4554	0.4630	0.4130	0.3137	0.3564
0.7636	-	-	0.6066	0.6661	0.7741
0.6781	-	0.6042	-	-	-
0.5645	0.5581	0.1909	-	0.5396	-
0.8610	0.8191	-	-	0.8094	-
0.9704	0.9726	0.9725	0.3518	0.9694	0.3170
0.5703	0.6029	0.5382	0.4246	0.5882	0.4803
0.7687	0.6634	-	-	0.6584	-
0.7210	-	0.7391		-	0.7180
0.4536	0.4424	0.4736	0.2257	0.4653	0.3068
0.6276	0.4649	-	-	0.3673	-
-	0.1661	0.1607	-	-	-
0.2689	0.3093	0.3130	0.2730	0.2720	0.2417
0.6469	0.6089	0.3945	0.2316	0.6068	0.2357
0.5949	-	0.6186	-	-	0.4036
0.7391	-	0.8351	0.0343	0.8171	0.3045
-	0.0868	0.2250	-	-	-
0.4455	0.3079	0.3093	-	0.3864	-

Bibliographie

Références Bibliographiques

[1] F.GRONDIN, « Les Outils de Forage », SONATRACH – Division forage, département de formation, édition janvier 2004.

[2] Mr. HARCHOUCHE Zaoui, « Forage au diamant et carottage », Centre de Développement et d'Application des Techniques Pétroliers et Gazières.

[3] CULIOLI jean-christophe, « Introduction à l'optimisation », Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, édition 1994.

[4] A. CHOQUIN, « COURS DE FORAGE. Deuxième partie. Paramètres et contrôle du forage », Publications de l'institue français du pétrole, édition octobre 1975.

[5] HUBERT Fay, « L'identification, simulation, l'optimisation d'un processus de forage », thèse Doctorat, L'université de Toulouse.

[6] E. M. Galle and H. B. Woods, « Best Constant Weight and Rotary Speed for Rotary Rock Bits », Hughes Tool Company, Presented by E M Galle at the spring meeting of the Pacific Coast District. API Division of Production, May 1963.

[7] LUBINSKI. A, « Optimisation des paramètres de forage », Colloque sur quelques problèmes de forage, tenu à l'IFP du 23 au 26 mai 1961.

[8] R. V. Barragan, O. L. A. Santos* and E. E. Maidla**, « Optimization of Multiple Bit Runs », *Petrobras, **Csiro Petroleum. Society of petroleum engineers 1997, SPE N°: 37644.*

[9] Paul Rampersad and Geir Hareland and Thamarat Pairintra, « Drilling Optimization of an Oil or Gas Field », New Mexico Institute of Mining and Technology. Society of petroleum engineers 1993, N°: 26949.

[10] P. R. Rampersad, G. Hareland and P. Boonyapaluk, « Drilling Optimization Using Drilling Data and Available Technology », New Mexico Institute of Mining and Technology. Society of petroleum engineers 1994, SPE N°: 27034.

[11] Hareland. G, Rampersad. P. R, « Drag Bit Model Including Wear », presented at the 1994 SPE LAPEC Conference, Buenos Aires, Argentina, 27-29 April, SPE N°: 26957.

[12] Jose Gregorio. S. S, « Drilling Optimization Using Drilling Simulator Software », Master of Science thesis, Texas A&M University, May 2004.

[13] David A. Glowka, « Development of a Method for Predicting the Performance and Wear of PDC Drill Bits », Sandia National Laboratories 1987.

[14] Aravind Suresh Kumar, « A Baseline for Mechanical Specific Energy and Estimation of Bit Wear Rate », Master of Science thesis, The University of Texas at Austin, December 2008.

[15] Fred E. Dupriest, William L. Koederitz**, « Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy », *ExxonMobil, **Varco Company; Society of petroleum engineers 2005, SPE N°: 92194.*

[16] R. Teale, « The Concept of Specific Energy in Rock Drilling », Mining Research Establishment, National Coal Board, Worton Hall, Isleworth, Middlesex, 1964.

[17] R. C. Pessier, M. J. Fear**, « Quantifying Common Drilling Problems with Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction »,*Hughes Tool Co, **BP Exploration; Society of petroleum engineers 1992, SPE N°: 24584.*

[18] Fauzan Iqbal, « Drilling Optimization Technique Using Real Time Parameters », BP Pakistan E&P Inc. Society of petroleum engineers 2008, SPE N°: 114543.

[19] Tuna Eren and M. Evren Ozbayoglu**, « Real Time Optimization of drilling Parameters during Drilling Operations », * Eni E&P, ** Middle Technical University. Society of petroleum engineers 2010, SPE N°: 129126.*

[20] D. Dashevskiy, V. Dubinsky** and J. D. Macpherson**, « Application of Neural Networks for Predictive Control in Drilling Dynamics », *University of Houston, **Baker Hughes INTEQ. Society of petroleum engineers 1999, SPE N°: 56442.*

[21] E. L. Simmons, « A Technique for Accurate Bit Programming and Drilling Performance Optimization », Chevron Geosciences Co. Society of petroleum engineers 1986, SPE N°: 14784.

[22] R. K. Bratli, G. Hareland**, F. Stene*, G. W. Dunsaed* and G. Gjelstad***, « Drilling Optimization Software Verified in the North Sea », *Saga Petroleum ASA, **New Mexico Institute of Mining and Technology, ***HACO Inc. Society of petroleum engineers 1997, SPE N°: 39007.*

[23] M. MOKHTARI, A. MESBAH, « Apprendre et maîtriser MATLAB », Springer, édition 1997.

[24] M. H. REHALILIA, « Modèles linéaires statistiques modèles à effets fixes », Office de publication universitaire, édition 1995.