

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des sciences et de la technologie et sciences de la matière
Département Des hydrocarbures et chimie



Mémoire pour l'obtention du diplôme
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbures

Filière : Génie pétrolière

Spécialité : Forage

Présenté par :

DJELAILA Brahim

Ali DADI SIDI

BOUAZA Kheireddine

Thème

OPTIMISATION DES PARAMETRES MECANQUES DU
FORAGE HORIZONTAL
APPLICATION SUR LES PUITTS
(MDZ491-MDZ492-MDZ501)

Soutenu publiquement

Le : 26/06/2013

Devant le jury :

BOKSANI Mohammed

Pr. Président

UKM Ouargla

REMITA Abderaouf

Examineur

UKM Ouargla

TLILI Salah

Encadreur

UKM Ouargla

Année Universitaire: 2012 /2013

REMERCIEMENTS REMERCIEMENTS

**Nous tenons à remercier en premier lieu le bon DIEU le tous puissant
qui a fait que ce travail soit terminé ;**

**En achevant ce travail nous tenons à remercier notre encadreur, chargé
du suivi notre travail :**

Monsieur TLILI Salah

Pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

**Nous tenons à remercier les responsables ENTP de HMD;
Pour leurs services, ainsi que toute l'aide qu'ils nous ont apporté
sur le plan scientifique et humain ;**

**Aussi tous les enseignants qui ont contribués à notre formation
durant ces cycles d'études ;**

**En fin nous tenons à remercier tous ce qui nous a aidés de proche
ou de loin, de petit ou de grand d'accomplir ce travail,**

**Ainsi que tout les étudiants de notre
Promotion.**

Dédicace

*Je tiens à dédier mon travail en premier lieu, à mes très chers parents,
pour leur sacrifices et encouragements, durant toute la période de mes études.*

*Je dédie mon travail à mes frères et mes sœurs, pour leurs soutiens qu'ils
m'ont apportés et leurs contributions a ma formation.*

A toute ma famille petit et grand.

A tous mes amis.

En fin à ceux qui me sont très chers.

Kheiredine

Dédicace

*Je remercie Dieu tout puissant qui ma donne la force et le courage pour
arriver au terme de ce travail.*

Je dédie cette mémoire au :

*Ma source de bonheur et de soutient mes parents pour les soins qu'ils
ont prêté à ma formation et à mon éducatons.*

Aussi aux mes frères et ma sœur qu'ils ont ma beaucoup manquer.

Ainsi toute ma famille, Et tous mes amis.

*A tous ceux qui ont contribué de prés ou de loin à la réalisation
de ce travail et tous les étudiants des hydrocarbures.*

Brahim

Dédicace

*Je remercie mon Dieu pour que j'arrive à mettre fin à ce travail après
des années d'éducation.*

*Je tiens à dédier mon travail en premier lieu, à mes très chers parents,
pour leur sacrifices et encouragements, pendant toute la période de mes études.*

*Je dédie mon travail à mes frères et mes sœurs, pour leurs soutiens qu'ils
m'ont apportés et leurs contributions à ma formation.*

À toute ma famille petit et grand.

À tous mes amis.

En fin à ceux qui me sont très chers.

Ali

Sommaire

Remerciement

Dédicaces

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Nomenclatures

Introduction générale01

Etude bibliographique02

CHAPITRE I : Généralité sur le forage horizontal

I-1-Introduction.....04

I-2-Différents profils de forage horizontal à HMD.....04

I-2-1 Medium radius04

I-2-2 Short radius.....05

I-3-Calcul de trajectoire.....06

I-3-1 Choix de la méthode.....06

I-3-2 Méthode du rayon de courbure.....06

I-3-3 Application sur le puits OMIZ821.....07

I-4-Les équipements utilisés.....09

I-4-1 Moteur de fond.....09

I-4-2 Composition du moteur de fond.....09

I-4-3 Principe de fonctionnement.....10

I-4-4 Limite d'utilisation.....10

I-5-Conclusion.....11

CHAPITRE II: Elaboration de programme d'un puits

II-1-Introduction.....12

II-2-Harmonisation des diamètres.....12

II-2-1 Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation.....12

II-2-2 Application sur le puits OMIZ821.....13

II-3-Programme d'outil de forage.....15

II-3-1 Outil à molettes15

II-3-2 Outil à éléments de coupe fixes.....18

II-3-3 Diamants naturels.....19

II-4-Programme de garniture.....20

II-4-1 Choix de garniture.....20

II-5-Programme de boue.....22

II-5-1 Principaux rôles de la boue.....22

II-5-2 Caractéristiques de boue utilisées sur OMIZ821.....23

II-5-3 Choix de boue.....23

II-6-Programme de tubage.....23

II-6-1 But de tubage.....24

II-7-Programme cimentation.....24

II-7-1 Objectifs de la cimentation.....	24
II-7-2 Calcul de volume de laitier V_{lc} et sa quantité de ciment.....	25
II-8-Conclusion.....	26

CHAPITRE III: Modèle d'optimisation dans le forage

III-1-Introduction	27
III-2-Paramètres mécaniques	27
III-2-1 Type et conception de l'outil.....	27
III-2-2 Vitesse d'avancement ou ROP.....	27
III-2-3 Poids sur l'outil ou WOB.....	28
III-2-4 Vitesse de rotation ou RPM.....	28
III-3-Paramètres hydrauliques.....	28
III-3-1 Débit.....	28
III-3-2 La pression du fond du puits.....	28
III-3-3 Type du fluide de forage.....	29
III-3-4 Caractéristiques du fluide de forage.....	29
III-4-Modèle de l'énergie spécifique (E_s).....	29
III-4-1 Définition.....	29
III-4-2 Principe de la théorie de l'énergie spécifique.....	29
III-4-3 Coefficient de frottement μ	30
III-4-4 Efficacité mécanique Eff	31
III-5-D'autres méthodes.....	32
III-5-1 Optimisation du ROP par la procédure DRILL-OFF.....	32
III-5-2 Méthode d'Arthur Lubinski.....	32
III-5-3 Méthode d'I.G. Falconer.....	33
III-6-Conclusion.....	33

CHAPITRE IV: Conception du modèle d'optimisation

VI-1 Introduction.....	34
VI-2-L'optimisation par E_s	34
VI-2-1 Partie verticale.....	34
VI-2-2 Partie horizontale.....	36
VI-3-Interprétations des résultats.....	38
VI-3-1 Application sur le puits MDZ492.....	38
VI-3-2 Application sur le puits MDZ491.....	41
VI-3-3 Application sur le puits MDZ501.....	42
VI-3-4 Calcul de gain par optimisation.....	42
VI-4-Limitation du modèle	43
VI-5 Conclusion.....	43
Conclusion	44

Recommandation

Bibliographie

Annexe

Résumé

Liste des Figures

Chapitre I:

Figure (1) : Profil de forage horizontal à HMD.....	05
Figure (2) : Calcul de trajectoire.....	06

Chapitre II:

Figure (3) : Outil tricône.....	16
Figure (4) : Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche.....	17
Figure (5) : Outils à élément de coupe fixes.....	18
Figure (6) : Mécanisme d'action d'un outil PDC.....	18
Figure (7) : Action d'un outil à diamant naturel.....	19

Chapitre IV:

Figure (8): Organigramme de calcul de ROP_{OP} dans la partie verticale.....	35
Figure (9): Les forces de frottement dans la partie dévient.....	36
Figure (10): Down hole Weight On Bit (DWOB).....	37
Figure (11): Organigramme de calcul de ROP_{OP} dans les puits horizontal.....	38
Figure (12) : Courbe des $ROP_{optimal}$ et $ROP_{réel}$	40
Figure (13) : Courbe de temps estimé MDZ492.....	41
Figure (14) : Courbe de temps estimé MDZ491.....	41
Figure (15) : Courbe de temps estimé MDZ501.....	42

Liste des Tableaux

Chapitre I :

Tableau (1): Les coordonnées du puits OMIZ821.....	08
--	----

Chapitre II :

Tableau (2): Donnée du puits OMIZ821.....	13
Tableau (3) : Résultats d'Harmonisation.....	15
Tableau (4) : Caractéristique des outils tricônes.....	17
Tableau (5) : Caractéristique d'un outil PDC.....	19
Tableau (6) : Caractéristique d'un outil diamanté.....	20
Tableau (7) : La BHA à la phase 26" du puits OMIZ821.....	21
Tableau (8) : Les équipements dans la phase 16" du puits OMIZ821.....	21
Tableau (9) : BHA directionnelle du puits OMIZ821.....	22
Tableau (10) : Caractéristique de boue.....	23
Tableau (11) : Les équations de calcul du volume de laitier.....	25
Tableau (12) : Propriété du ciment.....	26
Tableau (13) : Le rendement de ciment en fonction de la densité.....	26
Tableau (14) : Résultats du programme de cimentation.....	26

Chapitre IV :

Tableau (15) : Résultats des calculs obtenues par MATLEB.....	39
---	----

Nomenclatures

A	Section des tiges en in ² .
A _B	Section de forage en (in ²).
BHA	Bottom Hole Assembly (garniture de fond).
CCS	Pression de confinement (Confined Compressive Strength) en psi.
D _B	Diamètre de l'outil en (in).
DGWD	Downhole Gero While Drilling.
DST	Drilling Stem Test.
DWOB	Downhole Weight On Bit en (lbf).
DTOR	Downhole Torque en (ft-lbf).
E	Module de Young en (psi).
EFF _M	L'efficacité mécanique.
EOB	End Of Build.
Es	Energie spécifique (psi).
FORS	Dureté apparente de la formation.
GOC	Gaz Oil Contact.
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe (Tige Lourde).
HMD	Hassi Messoud.
K	Coefficient d'élasticité.
KOP	Kick-Off Point.
L	Longueur des tiges en (ft).
LWD	Logging While Drilling.
MD	Langueur mesuré (Measured Depth).
MSEmin	Energie mécanique spécifique en [ksi].
MWD	Measurement While Drilling.
N	Vitesse de rotation.
PDC	Polycrystaling Diamant Compact.
PDM	Positive Displacement Motor (Moteur a Diplacement Positif).
ROP	Taux de pénétration (ft/hr).
RPM	Rotation Per Minute.
T	Torque (ft-lbf).
t	Temps d'enregistrement en (h).
TVD	Total Vertical Depth en (ft).
WOB	Poids sur l'outil (lbf).
μ	Coefficient spécifique de friction en sliding de l'outil (sans dimension).

Introduction

La forte demande des hydrocarbures à l'échelle mondiale pousse les entreprises pétrolières à des concurrences dans la découverte, le développement de nouvelles réserves de pétrole pour satisfaire la demande croissante de l'énergie. Cependant les recherches, et l'exploitation des gisements engendrent des couts énormes que les compagnies pétrolières cherchent à diminuer les couts à travers des différents leviers dont l'une d'entre elle est l'investissement destiné à la réalisation du puits (forage).

La rentabilité de forage est évaluée en termes de dépense d'énergie nécessaire pour creuser un puits avec un minimum de temps que possible; cela à travers les moyens et techniques employés dites paramètres de forage, s'agissant de poids sur l'outil, vitesse de rotation, type et conception d'outil, puissance hydraulique, vitesse de pénétration etc. Parmi ces paramètres, la vitesse de pénétration de l'outil qui affecte plus l'efficacité de forage, car tous les paramètres mécaniques comme hydrauliques sont liés entre elles ; ainsi donc la prédiction, l'amélioration et l'optimisation de la vitesse d'avancement contribuera à faire un gain économique optimal.

L'objectif de ce mémoire est l'optimisation des paramètres mécanique de forage dans un puits horizontal, en se basant sur les différentes études, publications et des lois empiriques notamment celle de l'énergie spécifique ; pour décrypter comment ces divers paramètres influencent la vitesse d'avancement et qu'elles sont leurs influence les uns en vers les autres. La compréhension cette dernière permettra de tirer une conjoncture et d'anticiper les défauts et pallié les insuffisances afin de faire un gain optimal en terme du temps, cout et sécurité.

Nous allons commencés par une généralité de forage horizontal, puis par élaboration d'un programme de puits à (HMD). Dans la partie spéciale nous décrirons les paramètres mécaniques, hydrauliques et la théorie de l'énergie spécifique.

A la fin de cette partie nous faisons une étude de cas par un programme MATLAB pour faire une projection de graphe, puis une analyse et comparaison entre la courbe de vitesse de pénétration réel et optimale, en fin on termine par de recommandations.

Études Bibliographique

Bourgoyne et Youngs [1] ont la méthode la plus importante dans le domaine d'optimisation des paramètres de forage, ils ont utilisé un modèle linéaire qui introduit toutes les paramètres de forage dans 8 équations (hydraulique ou mécanique). Pour ce dernier, cette méthode est considérée la mieux pour l'optimisation en temps réel.

E.M.Gall et H.B.Woods ces sont les premiers auteurs qui ont commencé le travail sur la modalisation du processus d'avancement d'un outil tricône, ils avaient examinés la meilleure sélection de WOB, RPM et ont présenté un graphe pour les paramètres de forage optimaux. Après A.Lubinski a exploité cette modèle par l'utilisation des méthodes d'optimisation afin de définir une politique d'optimisation des paramètres mécanique de forage.

E.L.Simmons [2] publié son travail on 1986 a propos de l'utilisation de l'optimisation afin d'amélioré la performance de forage dans les nouveaux puits à forée, le résumé 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 de 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 le forage 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.

David A.Glowka commencé son travail on 1987 dans les temps au un nouveau type d'outil introduire au domaine de forage c'est les outils PDC, les auteurs essayent de faire l'optimisation avec ce type d'outil comme les outils tricônes, mais le problème c'était

comment évaluer ou prédire l'usure des cutters puisque c'est une étape très essentielle dans l'optimisation. Cette travail publie afin de ressouder ce problème : une méthode développée pour prédire les forces appliquées 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 déséquilibre d'outil.

Fred E. Dupriest et William L. Koederitz [3] publie en 2005 une méthode d'optimisation basée sur l'utilisation de l'énergie spécifique, le résumé de travail est le suivant : le concept de l'énergie spécifique E_s a été utilisé dans les laboratoires pour évaluer l'efficacité des outils de forage. 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 augmentée de 133%. Le processus de surveillance de E_s offre la possibilité de détecter des changements dans l'efficacité du système de forage.

L'analyse de E_s 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 de E_s 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 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 d'avancement (ROP) pour tous les types des outils ont été élaborés 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, 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.

Chapitre I

Généralité sur forage horizontal

Généralité sur forage horizontal

I.1 Introduction :

Le forage horizontal est un ensemble des ingénieries et opérations qui consiste à percer une section d'un puits inclinée ou sub-inclinée par rapport à la verticale jusqu'à atteindre une cible souhaitée.

Ce type de forage est employé pour améliorer la productivité du réservoir c'est-à-dire d'augmenter considérablement la surface de contact entre le réservoir et la colonne de production. Il est aussi un bon candidat pour les réservoirs à fracture verticale ou les réservoirs multicouches puisqu'un seul puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux. Outre que ces avantages sur la productivité du réservoir il permet la résolution d'un certain problème comme l'inaccessibilité de cite (montagne), forage auprès des dômes salés, présence de faille etc....

Le forage horizontal est aussi parmi les techniques les plus développées dans le domaine du forage pétrolier à HMD, par le forage de puits MDZ1 en 1993, depuis lors cette technique ne cesse d'accroître comme le montre les statistiques.

I.2 Différents profils de forage horizontal à HMD :

Le profil est la forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles, cette silhouette a évolué au fil de temps allant des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles du forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut. Dans le champ de HMD les méthodes communément utilisées sont médium et short radius.

I.2.1 Medium radius :

Ces sont les plus communément utilisés dans les forages horizontaux, spécialement pour les opérations en on shore avec un rayon de courbure de 300-800 ft, un gradient de monté de 8-20°/100ft et l'extension horizontale de 1500-3000ft et peut atteindre jusqu'à 4000ft au maximum.

➤ *Avantage :*

- Bonne précision de l'atterrissage à l'horizontal par rapport au long radius.
- Recommandé dans des conditions telles que puits profond, haute pression et les problèmes de formation.
- Forage des drains de longueur important.

➤ *Inconvénient :*

- Difficulté de nettoyage de fond par rapport au forage vertical.

I.2.2 Short radius :

Le short radius souvent dit drain latéral sont forée à partir d'un puits tubé (casedhole), ils ont un rayon de courbure court de quelques pieds jusqu'à 60 ft avec un gradient de montée très important et un déplacement horizontale entre 300-700 ft. il est généralement employé dans les champs de HMD pour les travaux de workover.

➤ **Avantage :**

- Plus de précision de trajectoire que les autres profils.
- L'utilisation de pompe hydraulique.
- Forage à partir d'un puits existant.
- Risque limité de mauvaise isolation entre les fluides à cause de positionnement de (KOP) par rapport au (GOC).
- Moins chers à compléter puisque les infrastructures sont déjà en place (tête de puits, tubages...).

➤ **Inconvénient :**

- Nécessité de faire de fraisage du tubage (side-track).
- Besoin de l'équipement de forage spécial (MWD et BHA particulier, flexible).
- La complexité de la complétion à cause de diamètre réduit.

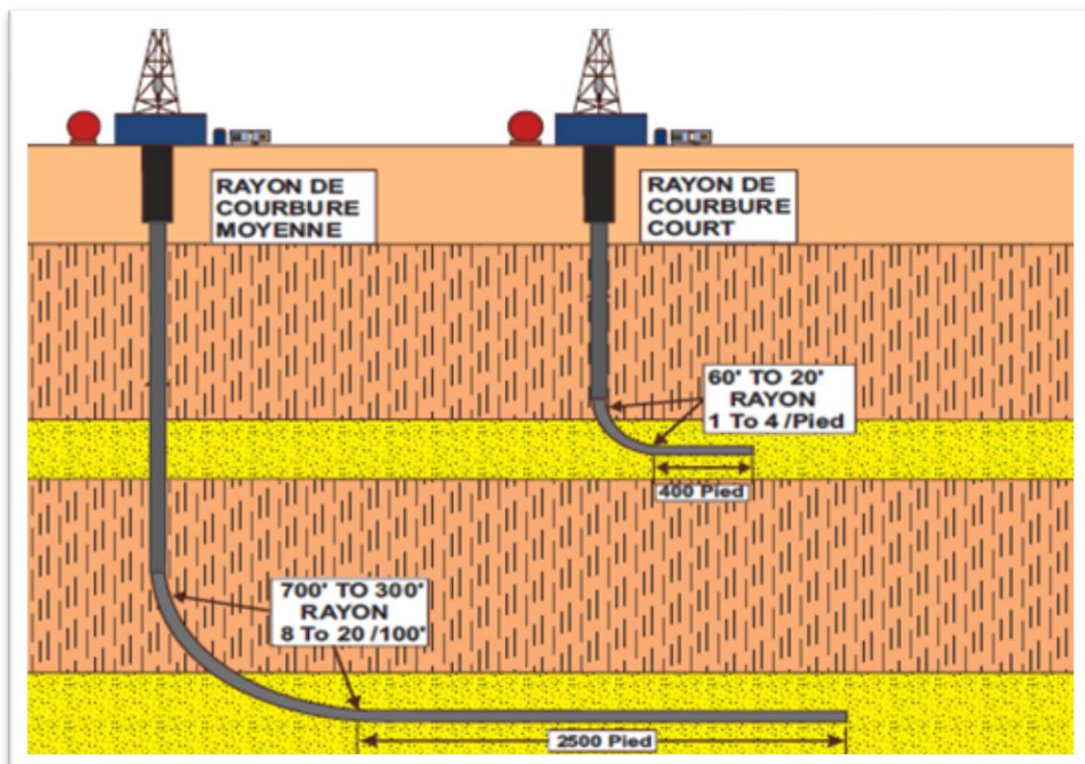


Figure (1) : Profil de forage horizontal à HMD [8].

I.3 Calcul de trajectoire :

Le principe de calcul est de déterminer point par point le chemin parcouru par l'outil dont son origine est un point quelconque de la surface (table de rotation, kelly, niveau ...) Jusqu'à la cible. Plusieurs méthodes sont utilisées telle que la méthode d'angle moyenne, tangentielle, rayon de courbure ou courbure minimum pour effectuer des mesures à intervalles réguliers, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer par le calcul la position du puits. Dans ce travail on intéresse à la méthode de rayon de courbure.

I.3.1 Choix de la méthode :

La sélection de la méthode de rayon de courbure pris comme méthode de calcul de la trajectoire dans ce travail est la simplicité qu'elle offre c'est-à-dire on peut calculer à l'aide d'une calculatrice. Elle fournit des très bonnes précisions en comparant aux autres méthodes, mais toute fois elle est moins bonne que la méthode de courbure minimum.

I.3.2 Méthode du Rayon de courbure :

La section forée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. Ses projections horizontales et verticales sont assimilées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs. Voir la figure 2

$$\text{Gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta L$$

$$\text{Gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta L$$

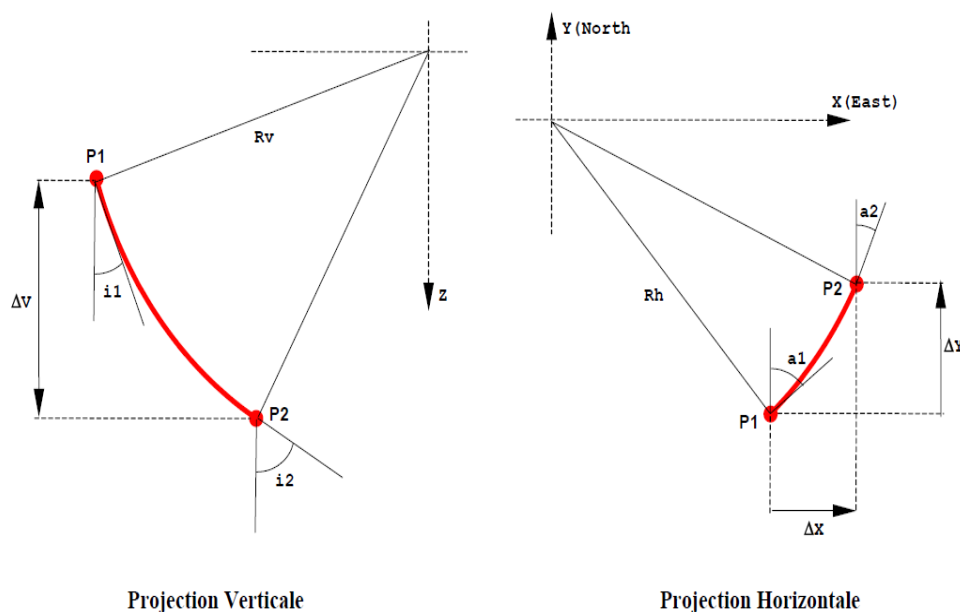


Figure (2) : Calcul de trajectoire [4].

Avec :

P1, P2 : les points 1 et 2 respectivement.

I_1 : inclinaison 1.

I_2 : inclinaison 2.

a_1 : azimut 1.

a_2 : azimut 2.

$\Delta I, \Delta A$: variation de l'inclinaison et l'azimut respectivement.

ΔV : variation de la profondeur verticale entre les points (1-2).

ΔH : variation du déport entre les points (1-2).

ΔX : variation de coordonnée Est/Ouest entre les points (1-2).

ΔY : variation de coordonnée Nord/Sud entre les points (1-2).

Les coordonnées sont obtenues par les formules suivantes [1]:

$$\Delta V = (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1).$$

$$\Delta H = (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1).$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1).$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1).$$

I.3.3 Application sur le puits OMIZ821 :

➤ *Cote vertical:*

$$\Delta V = (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta V_1 = (180/\pi)(3328.811-3140) (\sin 20 - \sin 0) / 20 = 185.09 \text{ m}$$

$$\Delta V_2 = (180/\pi) \times (3484.77-3328.811) \times (\sin 58 - \sin 20) / 38 = 119.0540 \text{ m}$$

$$\Delta V_3 = (180/\pi) \times (3580.612-3480.778) \times (\sin 90.09 - \sin 58) / (90.09-58) = 27.0990 \text{ m}$$

$$\text{TVD} = \Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3 + V_{\text{kop}}$$

$$\text{TVD} = 185.09 + 119.0540 + 27.0990 + 3140$$

TVD=3471.243m

➤ *Déplacement horizontal:*

$$\Delta H = (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H_1 = (180/\pi)(3328.811-3140)(\cos 0 - \cos 20) / 20 = 32.63 \text{ m}$$

$$\Delta H_2 = (180/\pi) (3484.778-3328.11) \times (\cos 20 - \cos 58) / 38 = 96.413 \text{ m}$$

$$\Delta H_3 = (180/\pi) \times (3580.612-3480.778) \times (\cos 58 - \cos 90.09) / 90.09-58 = 94.786 \text{ m}$$

Déplacement de landing :

$$\Delta H_{lg} = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3 = 32.63 + 96.413 + 94.786$$

$$\Delta H_{lg} = \mathbf{223.829m}$$

$$\Delta H_{total} = (MD_f - MD_{lg}) + \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3$$

$$\Delta H_{total} = (4210.686 - 3,580.612) + 32.63 + 96.413 + 94.786$$

$$\Delta H_{total} = \mathbf{853.903 m}$$

➤ *Calcul des coordonnées X, Y:*

Cordonnées initiales $X_0=798985.14m$; $Y_0=142112.06m$.

$$\Delta X = (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times 853.903 \times (\cos 0 - \cos 130)/130$$

$$\Delta X = 618.57m$$

$$\Delta X = 618.57 + 798\ 985.14$$

$$\Delta X = \mathbf{799603.71 m}$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times 853.903 \times (\sin 130 - \sin 0)/130$$

$$\Delta Y = 288.444m$$

$$\Delta Y = 142\ 112.06 - 288.444$$

$$\Delta Y = \mathbf{141823.616 m}$$

Récapitulons ces résultats sur le tableau ci-dessous:

Donnée de surface	Azimuth	130°
	Inclinaison	90.09°
	X_0	798 985.14 m
	Y_0	142 112.06m
Donnée de cible	TVD (true vertical drill)	3471.243 m
	ΔH (déplacement horizontal)	853.903 m
	ΔX (coordonnée E/W)	799603.71 m
	ΔY (coordonnée N/S)	141823.616 m

Tableau (1): Les coordonnées du puits OMIZ821.

I.4 Les équipements utilisés:

La garniture du forage horizontal est composée de plusieurs équipements mais nous allons prendre l'exemple de la phase 12^{1/4} à partir de KOP. Cette phase regroupent les équipements suivant dont on s'intéressera à la description du moteur de fond.

- ✓ Un outil PDC 12^{1/4} de diamètre.
- ✓ Bottom sleeve stabilisateur.
- ✓ Hang –off sub.
- ✓ DGWD (gero wile drilling).
- ✓ X-over sub.
- ✓ Sub –XO.
- ✓ Raccords pour valve anti-retour.
- ✓ Une coulisse hydraulique 6"1/2.
- ✓ Des tiges HWDP.
- ✓ Un moteur de fond de 4/5 lob.

I.4.1 Moteur de fond:

Le moteur à déplacement positif est un engin qui converti l'énergie cinétique du fluide par énergie mécanique à l'outil au moyen des éléments de base, le stator et rotor.

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

I.4.2 Composition du moteur de fond [4]:

- **Un étage moteur:**

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

- **Un étage de roulements:**

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte.

Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile. Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.

- **Un joint universel (cardan):**

Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.

- **Un arbre d'entraînement:**

L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage.

- **Une valve de détournement (by-pass):**

Les PDM sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas).

Cette valve a plusieurs rôles:

- ✓ Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée.
- ✓ Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation.

I.4.3 Principe de fonctionnement :

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres [4].

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du rotor et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor.

La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur, ainsi Les moteurs sont souvent caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes", la multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation et vis versa. Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor dans ce cas ci 4/5.

I.4.4 Limite d'utilisation:

Les moteurs de fond sont des outils relativement fragiles, en particulier leurs stators et les roulements. Ceci entraîne quelques limites de fonctionnement. La durée de vie d'un moteur peut être dramatiquement réduite si les limites ne sont pas respectées [4].

- Couple réactif.
- Calage.
- Chute de pression à l'outil de forage.
- Bouchage.
- Quantité de solides dans le fluide de forage.

- Température.
- Boues à l'huile.
- Durée de vie des outils de forage.

I.5 Conclusion :

Le forage horizontal à HMD connaît un développement depuis son introduction notamment dans le short et medium radius, ces nombreux avantages (techniques), champs application et le rendement de productivité peuvent justifier ces coûts financiers.

Chapitre II

Elaboration de programme

d'un puits

*Chapitre II
Elaboration de programme
d'un puits*

II.1 Introduction :

L'élaboration d'un programme de l'Harmonisation des diamètres est fondée sur des données telle que la pression, le débit du réservoir ou suivant le type de forage s'agissant de forage d'expertise, d'exploitation ou d'autres critères comme les vœux de l'entreprise.

II.2 Harmonisation des diamètres :

L'harmonisation de diamètre prévoit la détermination de l'architecture du puits en sélectionnant le diamètre de forage, du tubage descendu. son calcul tient comme premier élément la colonne de production (liner 4"1/2) donnée par le planning en vue de descendre librement les colonnes de tubage dans le trou de forage et d'avoir un jeu suffisant entre le trépan et l'intérieur du tubage.

II.2.1 Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation :

Cette méthode consiste d'abord à choisir le diamètre du dernier tubage et celui de l'outil qui fore.

➤ Calcul de diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

D_t : Diamètre du trou (mm).

D_m : Diamètre du manchon (mm).

δ : Jeu entre le manchon et la paroi du trou (mm).

➤ Calcul du diamètre intérieur de la colonne :

$$D_{int} = D_t + 2\Delta$$

Δ : Jeu entre l'intérieur de la colonne et le trépan (mm).

D_{int} : Diamètre intérieur de la colonne (mm).

D_t : Diamètre du trou (mm).

II.2.2 Application du programme sur le puits OMIZ821 :

D_t (in)	D_{int} (in)	D_m (mm)	δ (mm)	Δ (mm)
6"	4" ^{1/2}	127.0	10-15	4-5
8" ^{3/8}	7"	194.5	10-15	4-5
12" ^{1/4}	9" ^{5/8}	269.9	15-20	4-5
16"	13" ^{3/8}	365.5	20-40	4-5
26"	18" ^{5/8}	508.0	75-80	6-7

Tableau (2) donné du puits OMIZ821

Liner cimenté 4"^{1/2} :

5^{ème} Phase :

Diamètre trou :

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

$$D_m = 127.00 \text{ mm}$$

$$\delta = 10.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 147.00 \text{ mm} \approx 5"^{7/8}$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé 6"

4^{ème} Phase :

Diamètre intérieur de la colonne : 6"

$$D_{int} = D_t + 2 \Delta$$

$$D_t = 152.40 \text{ mm}$$

$$\Delta = 5 \text{ mm}$$

$$D_{int} = 162.40 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé : 7"

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

$$D_m = 194.50 \text{ mm}$$

$$\delta = 10.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 214.50 \text{ mm} \approx 8"^{3/8}$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé 8"^{3/8}

3^{ème} Phase :

Diamètre intérieur de la colonne :

$$D_{\text{int}} = D_t + 2 \Delta$$

$$D_t = 212.73 \text{ mm}$$

$$\Delta = 5.00 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int}} = 222.73 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé $9^{5/8}$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

$$D_m = 269.90 \text{ mm}$$

$$\delta = 20.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 309.90 \text{ mm} \approx 12^{1/2}$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé $12^{1/4}$

2^{ème} Phase :

Diamètre intérieur de la colonne :

$$D_{\text{int}} = D_t + 2 \Delta$$

$$D_t = 311.15 \text{ mm}$$

$$\Delta = 5.00 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int}} = 321.15 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé $13^{3/8}$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

$$D_m = 365.50 \text{ mm}$$

$$\delta = 20.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 405.50 \text{ mm} \approx 16''$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé $16''$

1^{ère} Phase :

Diamètre intérieur de la colonne :

$$D_{\text{int}} = D_t + 2 \Delta$$

$$D_t = 406.40 \text{ mm}$$

$$\Delta = 7.00 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int}} = 420.40 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé $18^{5/8}$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

$$D_m = 508.00 \text{ mm}$$

$$\delta = 75.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 658.00 \text{ mm} \approx 26''$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé 26 ''

Phase	Diamètre de trou (in)	Diamètre de casing
1 ^{ère} phase	26''	18 ^{5/8}
2 ^{ème} phase	16''	13 ^{3/8}
3 ^{ème} phase	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}
4 ^{ème} phase	8 ^{3/8}	7''
5 ^{ème} phase	6''	4 ^{1/2}

Tableau (3) : Résultats d'Harmonisation.

II.3 Programme d'outils de forage :

Après avoir détaillé l'architecture de l'édifice constitué par un forage pétrolier, il faut décrire les moyens pour la réalisation de cette dernière ; parmi ces moyens il y a le programme de l'outil de forage. La planification de ce programme est d'une importance capitale, dès lors toute énergie du train est transmise à l'outil pour la destruction de la roche. La facilité avec laquelle concrétisé un puits dépend d'une grande partie du choix de l'outil et ces paramètres tels que la vitesse de rotation de l'outil, le poids sur l'outil, les charges d'impacts sur l'outil, le nettoyage de front de taille.

Cependant deux catégories des outils sont dans ce programme :

- Outils à molette.
- Outil à éléments de coupe fixes (PDC et Diamants naturels).

II.3.1 Outils à molettes :

Ils sont constitués de trois cônes tournant indépendamment, fixés sur trois bras assemblés par une soudure constituant le corps de l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.). Ces outils travaillent principalement en compression. Voir figure(3).

Ces outils sont formés, des dents usinées dans le cône, les roulements étanches lubrifiés, les paliers de friction et les duses.



Figure (3) : Outil tricône [5].

➤ *Mode de destruction de la roche :*

L'efficacité d'un outil à molettes dépend de sa capacité à broyer et évacuer les morceaux de roche [5]. 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 (4).
- Arrachage du copeau de terrain par ripage de la molette sur elle-même.

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.

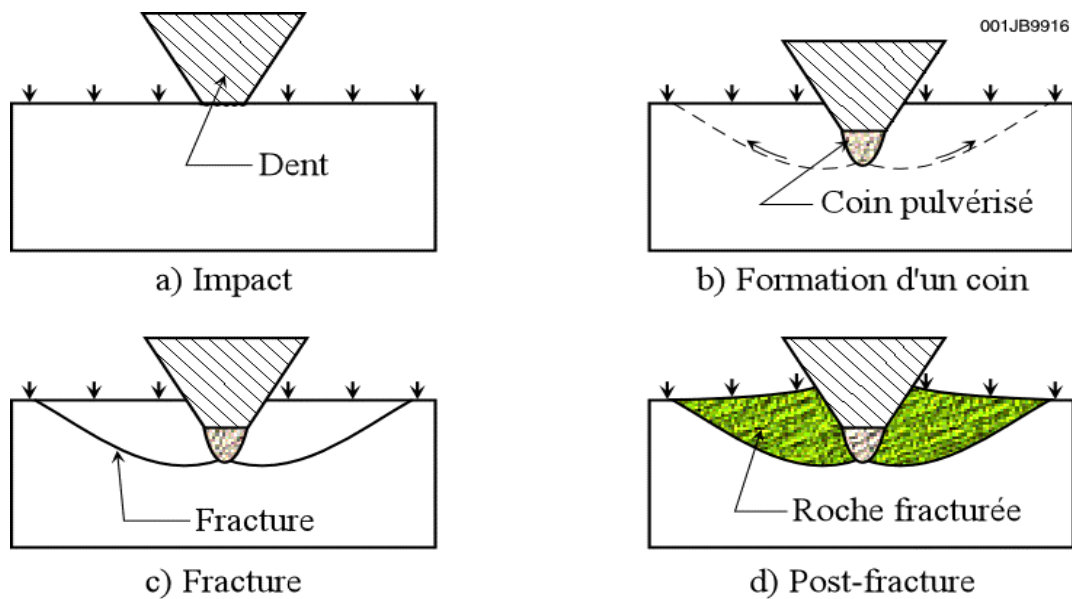


Figure (4) : Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche [5].

➤ **Choix de l'outil :**

La taille ou l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépendent de type de formation à forer. Les outils pour formations tendres, qui nécessitent peu de poids, ont des roulements plus petits, des cônes moins épais et des jambes de plus faible section que les outils pour formations dures. Ceci laisse plus de place pour des éléments de coupe longs et minces [6].

D'après les données de programme nous avons une formation non consolidée de la surface et un poids par diamètre faible par rapport aux autres phases ce qui nécessite un outil des jambes longues, donc ce qui correspond à un outil tricône de 26" tableau (4).

➤ **Caractéristique des outils tricône utilisés dans le puits OMIZ821 :**

Duré(h)	26" BIT tricône (type/série)	Varel : 26" (ER24JMS) NEW/Back up Varel : 26" V515 (IADC)
120.48	INTERVAL	0 à 495m
	Débit (LPM)	2,500 – 4,000
	Duse	3 x 18 – 1 x 16
	TFA (SQ IN)	0.942
	WOB	1 à 25 tons

Tableau (4) : Caractéristique des outils tricônes.

II.3.2 Outil à éléments de coupe fixes :

Ils n'ont pas de partie mobile. Ils sont fabriqués d'un seul tenant. Des diamants naturels ou synthétiques sont utilisés pour leur fabrication. Les outils à diamants naturels travaillent à la manière d'une lime alors que les outils à diamants synthétiques travaillent à la manière d'un rabot [5]. voir la figure (5)

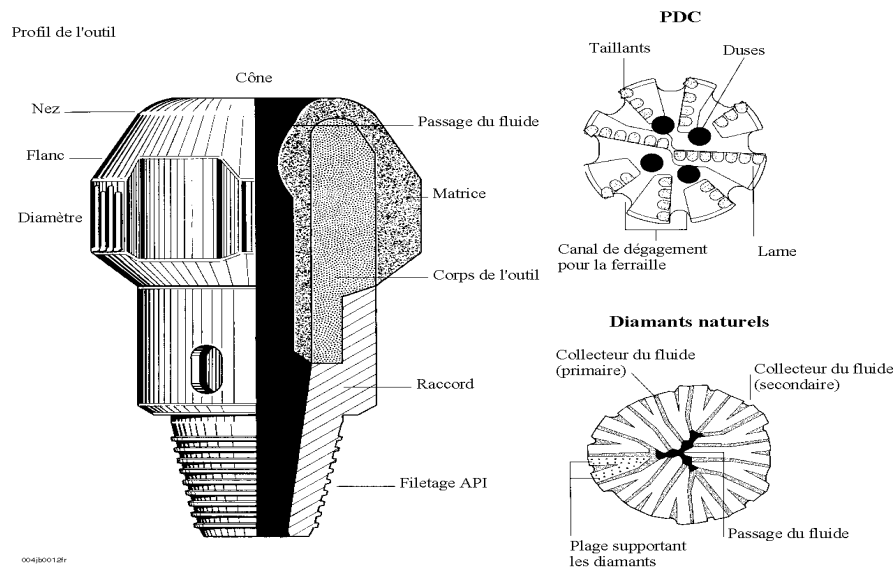


Figure (5) : Outils à élément de coupe fixes [5].

➤ Mode de destruction de la roche par un outil PDC :

Ils travaillent à la façon de l'outil d'une machine outil en cisillant la roche. La mise en action de l'élément de coupe nécessite en premier un effort d'écrasement entraînant la pénétration dans la formation [5].

Les taillants soulèvent les copeaux de roche formés (voir figure 6) ce qui contribue à un meilleur nettoyage du front de taille, donc évite le bourrage de l'outil et permet d'obtenir une vitesse d'avancement maximale (dans les formations plastiques, l'avancement est plus limité par le nettoyage du front de taille que par la destruction de la roche).

Dans les formations tendres, c'est le mécanisme qui demande le moins d'énergie pour détruire la roche mais qui produit le plus de couple. Des vitesses d'avancement élevées sont obtenues avec des poids sur l'outil beaucoup plus faibles qu'avec les autres types d'outils.

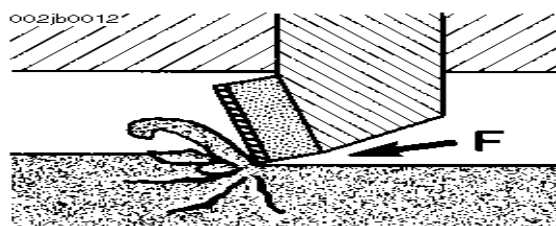


Figure (6) : Mécanisme d'action d'un outil PDC.

➤ **Choix d'un outil PDC :**

Dans la phase 16" c'est une formation de dureté moyenne un poids élevé et une grande vitesse de rotation donc il faut avoir un outil des dents courts ce qui correspond un PDC voir le tableau (5)

➤ **Caractéristique d'outil PDC utilisé dans le puits OMIZ821 :**

Duré	16" BIT PDC (type/série)	VAREL:VTD919LDGXU
286.32	<i>INTERVAL</i>	495 m – 2,405 m
	<i>Débit (LPM)</i>	2,800 – 3,400
	<i>Duse</i>	9 x 12
	<i>TFA (SQ IN)</i>	0.994
	<i>WOB</i>	5 - 23 Ton
	<i>RPM</i>	90-230

Tableau (5) : Caractéristique d'un outil PDC.

II.3.3 Diamants naturels :

Il agit par abrasion en creusant un sillon autant par fracturation que cisaillement, il laboure la roche (voir figure 7). L'effort d'écrasement a autant d'importance que l'effort tangent. Il sera nécessaire d'appliquer un poids et une vitesse de rotation relativement élevés pour forer.

Le handicap du diamant naturel est la faible dimension des pierres utilisées. La profondeur de l'entaille produite dans la roche est très faible (de l'ordre de 0.1 mm). Cela limite l'utilisation du diamant naturel aux terrains les plus durs et abrasifs. Les vitesses d'avancement obtenues seront donc relativement faibles (de 2 à 5 m/h) [5].

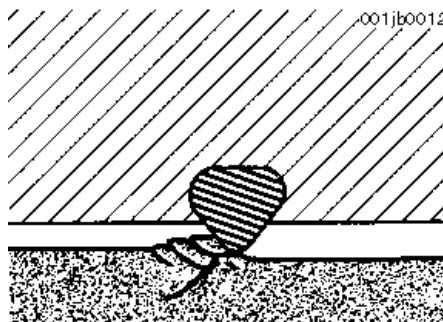


Figure (7) : Action d'un outil à diamant naturel.

➤ **Choix de l'outil diamant :**

Dans la phase 6" nous avons une formation très dure et une vitesse d'avancement est très faible à cause de densité de boue élevée, le poids sur l'outil est limité et le moteur de fond est employé ce qui permet de choisir un outil à diamant. Les caractéristiques de l'outil sont représentées dans le tableau(6).

➤ **Caractéristique de l'outil diamant utilisé dans le puits OMIZ821 :**

Duré	6" BIT diamant (type/serie)	HUGHES : HH372G8
286.32	<i>INTERVAL</i>	3,580.612 -4,210
	<i>Debit (LPM)</i>	900
	<i>Duse</i>	-----
	<i>TFA (SQ IN)</i>	-----
	<i>WOB</i>	3- 4 Ton

Tableau (6) : Caractéristique d'un outil diamanté.

II.4 Programme de garniture :

La garniture de forage c'est l'ensemble des tubulaires introduites dans le puits pour assurer un avancement de sondage, dont les principaux objectifs sont :

- Transmettre le mouvement vers l'outil de forage.
- Appliquer un poids suffisant sur l'outil.
- Mesurer la profondeur exacte du puits.
- Conduire les fluides du forage du surface jusqu'à l'outil.
- Réaliser les opérations liées au forage (cimentation, DST, LOGGING, perforation...).

Exemple d'application sur le puits OMIZ821 :

II.4.1 Choix de la garniture :

➤ **La phase 26" :**

La BHA pendulaire est utilisée dans des formations à faible pendage, elle assure un maintien du vertical le plus possible et aussi la grande capacité de cette garniture laissera un espace suffisant pour le passage dans le puits, comme il est montré dans le tableau suivant.

Eqpt phase 26" PENDULUM BHA	Nbr	OD	ID
26" tricone	1	26.00	
Bit sub	1	9.50	3.00
9.55" shock sub	1	9.50	3.00
9.5" pony collar	1	9.50	3.00
9.5" drill collar	1	9.50	3.00
Stabilizer 25" 7/8	1	25.88	3.00
Drill collar	1	9.50	3.00
XO	1	9.50	3.00
DRILL COLLAR	12	8.00	2.81
XO	1	8.00	2.81
HWDP	12	5.50	3.25

Tableau (7) : La BHA de la phase 26" du puits OMIZ821.

➤ **La phase 16" :**

L'emploi de la garniture packed-hole optimum devrait remplir les conditions suivantes [4]

- Un angle nul de la force résultante à l'outil.
- Le tilt angle minimum à l'outil.
- Le minimum de matière dans la BHA.
- La déformée minimum des masse-tiges.

Ainsi les équipements utilisés dans cette phase sont représentés dans le tableau (8)

EQP phase 16PACKED BHA	NBR	OD	ID
PDC bit	1	16	
Short neck NB stabilizer	1	15.94	3.00
Short drill collar	1	9.50	3.00
Stabilizer	1	15.94	3.00
Drill collar	1	9.50	3.00
Stabilizer	1	15.94	3.00
Drill collar	2	9.50	3.00
XO	1	9.50	3.00
Drill collar	9	8.00	2.81
Hydraulique jar	1	8.00	3.00
Drill collar	2	8.00	2.81
XO	1	8.00	2.81
HWDP	12	5.50	3.25

Tableau (8) : Les équipements de la phase 16" du puits OMIZ821.

➤ **La phase 12''^{1/4} :**

Dans cette phase on a recouru à une garniture mixe packedhole dans la partie verticale avant le build up et une garniture directionnelle dans la section dévier, l'objectif visé est tiré les avantages des deux à la fois. Voir le tableau (9)

EQPT DIRECTIONNELE BHA	NBR	OD	ID
OUTIL PDC 12''^{1/4}	1	12.25	
Moteur de fond sperry drill lobe 4/5	1	8.00	5.00
Bottomsleeve stabilizer	1		
8'' DGWD	1	8.00	2.813
Hang-off sub	1	8.00	2.75
Circulating sub	1	8.00	3.00
XO sub	1	7.25	3.00
5''^{1/2} HWDP	30	5.50	3.875
SUB-XO	1	7.25	2.875
6''^{1/2}hydraulique jar	1	6.50	2.375
Sub-XO	1	7.25	3.875
5''^{1/2} HWDP	5	5.50	2.81

Tableau (9) : BHA directionnelle du puits OMIZ821.

II.5 Programme de boue :

La préparation d'un programme de boue constitue opération clé pour la réussite d'un puits de forage, puisque la majeure partie de l'énergie consommé sur la sonde est d'origine hydraulique. Un programme a donc de vocation de déterminer le type, les caractéristiques rhéologique de la boue ainsi la quantité, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleurs conditions techniques, économiques et de sécurité.

II.5.1 Principaux rôles de la boue :

- Transport des déblais hors du trou.
- Maintenir les parois du trou foré.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et la garniture de forage.
- Maintenir en place des fluides des formations traversées.
- Transmission de puissance au moteur de fond.
- Réduire le torque et les frottements de la garniture avec les parois de trou.
- Remonté des informations géologiques.

II.5.2 Caractéristique de boue utilisée sur le puits OMIZ821 :

Phase	type	MW(sg)	Yield point	O/W ratio	Debit de pompe
36"	Benthonique	1.03	/	/	/
26"	Benthonique	1.05	60-40	/	3200
16"	OBM	1.25	18-24	70/30- 85/15	3000
12"	OBM	2.04	10-14	85/15- 90/10	2000
8"	OBM	1.45	10-12	90/10	1300
6"	OBM		12	95/5	800

Tableau (10) : Caractéristique de boue.**II.5.3 Choix de boue :**➤ **Phase 26" :**

La boue utilisé de la première phase est une boue à base de benthonique de densité MW (mud weight) est égale 1.05 choisi pour éviter le problème de perte totale dans les formations non consolidé tel que le sable.

➤ **Phase 16" :**

La boue à base huile (OBM) à base d'huile permet d'éviter les coincements et une densité légèrement élevé que le précédant à cause d'augmentation de la pression en profondeur.

➤ **Phase 12^{1/4}" :**

Boue OBM sert comme une première barrière contre les venues de l'eau de formation LIAS (LD2) et la pression anormale 550kg/m³.

➤ **Phase 8^{5/8}" :**

Boue OBM avec une densité de 1.45, elle joue double rôle la première de contrôler la pression de réservoir Pr dans l'ordre 6612psi, la seconde n'est pas dépassé la pression de fracturation de la roche qui peut causer l'endommagement.

II.6 Programme tubage :

L'établissement d'un programme de tubage est indispensable pour les actions en cours forage puisque une fois foré une phase il devient impératif de tubé pour la consolidation et le maintien du puits afin de pouvoir continuer le forage des phases suivantes en toute sécurité.

Le choix des tubages concernent plusieurs facteurs dont principalement la profondeur prévue, les pressions attendues, le type d'effluent attendu (huile ou gaz), les risques de corrosion.

II.6.1 But de tubage :

Les principaux buts de tubage sont :

- Permettre la continuité de forage.
- Coffrer les formations fragiles.
- Prévenir la contamination des couches à eau douce.
- Isoler les couches à pression élevées.
- Servir d'engrenage au BOP.

II.7 Programme cimentation:

Un puits nécessite une opération de la mise en place d'un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré près avoir descendu une colonne du tubage.

Le programme de ciment permet donc déterminer le calculer le volume de laitier de ciment à injecter, calculer le volume de chasse, la masse de ciments, la durée de l'opération de cimentation, la densité du laitier et la pression de refoulement.

II.7.1 Objectifs de la cimentation :

Principalement le manœuvre de cimentation est fait pour :

- Ancrer la colonne au sol.
- Éviter la pollution des nappes phréatiques.
- Maintenir le terrain de la surface.
- Sert d'ancrage aux dispositifs de sécurité et d'assise aux dispositifs de suspension des colonnes suivantes.
- Obturer une couche productrice épuisée.
- Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique.
- Fermer un puits que l'on abandonne.
- Colmater les pertes de circulation.

II.7.2 Calcul de volume de laitier V_{lc} et la quantité :

Le calcul de volume de laitier et la quantité de ciment est par les relations suivantes.

Volume théorique de tête	$V_{th}^T = V_{EA} * (h_t - h_{Sp}) * 10^{-3}$
Volume réel de tête	$V_{reel}^T = V_{th}^T + excès$
Volume théorique de queue	$V_{th}^q = V_{EA} * (h_s - h_t) * 10^{-3} + V_t * x$
Volume réel de queue	$V_{reel}^q = V_{th}^q + excès + V_{int.Csg}$
Quantité du ciment	Masse de ciment (T) = volume du laitier (l) / rendement du ciment (l/m)
Volume de spacer	$V_s = V_{EA} * h_{Sp} * 10^{-3}$
Volume de chasse	$V_c = h_{Dp} * V_{int.Dp}$

Tableau (11) : Les équations de calcul du volume de laitier.

Avec :

V_{th}^T : Volume théorique du laitier de tête [m^3].

V_{EA} : Volume espace annulaire trou - tubage [l/m].

h_{Sp} : Côte du spacer [m].

h_t : Côte du laitier de tête [m].

V_{th}^q : Volume théorique du laitier de queue.

V_t : Volume intérieur du trou [l/m].

h_s : Côte du sabot.

x : Distance entre le sabot et le fond du puits.

Le volume ($V_t * x$) sera négligé lors des calculs.

V_s : volume de spacer.

V_c : Volume de chasse [m^3].

$V_{int.Dp}$: Volume intérieur DP (5") [l/m].

Propriété du ciment dans le tableau (12) : OMIZ821

Phase	Volume EA (l/m)
26"	166.8
16"	39.1
12"	29.1
8"	12.9
6"	8

Tableau (12) : Propriété du ciment.

D'après le formulaire de foreur on a dans le tableau (13):

Densité	Rendement ciment (l/t)	Rendement eau douce (l/kg)
2.03	663	345
2.00	683	365
1.90	758	441
1.58	1203	875

Tableau (13): Rendement de ciment en fonction de densité

Résultats du programme de cimentation dans le tableau (14) :

Phase	26"	12" 1/4	8" 5/8
Volume théorique de tête	65.68	32.70	11.9
Volume réel de tête	98.52	40.877	20.84
Volume théorique de queue	16.68	/	/
Volume réel de queue	22.518	/	/
Volume total de laitier	122.769	40.87	20.84
Volume de chasse	7.58	51.033	53.42
Quantité	Tête=81.94 Queue=29.70	64.62	27.49
Volume de l'eau	Tête=71.69 Queue=13.09	22.29	12.12

Tableau (14) : Résultats de programme de cimentation

II.8 Conclusion :

L'élaboration d'un programme de forage est un élément essentiel pour assurer une bonne prédiction afin de faciliter la réalisation d'un puits.

Chapitre III

Modèle d'optimisation dans

le forage

*Chapitre III
Modèle d'optimisation dans
le forage*

III.1 Introduction :

Le temps consacré dans l'avancement du forage représente une portion importante dans le coût de forage. Dans des puits typiques forés le temps perdu dans l'avancement de l'outil a été estimé de 10% à 30% du coût du puits [8]. Cela signifie que la maîtrise du taux de pénétration (ROP) a une grande influence sur les coûts de forage que les entreprises pétrolières cherchent à réduire le temps à travers des modèles d'optimisations appropriés.

Pour trouver un (ROP) optimal il faut tirer les meilleurs avantages que possible sur les paramètres mécaniques et hydrauliques c'est-à-dire d'avoir les paramètres optimaux. Mais ceux-ci relèvent un défi technique majeur car les paramètres du forage sont donnés et mesurés instantanément par des capteurs durant toute l'opération de forage.

Ces paramètres sont nombreux, ils sont classés en deux catégories :

- Les paramètres mécaniques qui concernent le type et la forme d'outil, le poids et la vitesse de rotation.
- Les paramètres hydrauliques qui sont le débit, la pression, la nature du fluide de forage et ses caractéristiques.

III.2 Paramètres mécaniques :

Sont des paramètres issus par l'utilisation des processus mécaniques appliqués sur la roche tel que la traction, la compression pour un bon avancement, ces paramètres sont :

III.2.1 Type et conception de l'outil :

Le choix de l'outil est un facteur essentiel pour l'avancement du forage ; en raison de la grande variété de dureté des formations et de la très grande variété des types d'outils, aussi le nombre, la taille, la forme des dents, la conception des buses sont des caractéristiques qui influent sur l'avancement donc il n'est pas facile de choisir le meilleur outil pour le terrain que l'on traverse.

III.2.2 Vitesse d'avancement ou ROP (Rate Of Penetration) :

Le ROP étant définie comme le taux de mètre par unité de temps, ce paramètre est le plus important car tous les autres sont liés d'une manière ou d'une autre à lui dont l'objectif ultime est d'optimiser la vitesse d'avancement.

III.2.3 Le poids sur l'outil ou WOB (Weight On Bit) :

Le WOB est la charge nécessaire appliquée sur l'outil afin de vaincre la résistance de la roche. En d'autres termes, c'est la charge permettant la pénétration des dents ou des éléments de coupe de l'outil dans la formation. On appelle charge limite le poids sur l'outil nécessaire pour introduire entièrement les dents de l'outil dans la formation.

III.2.4 Vitesse de rotation ou RPM (revolution per minute) :

Le poids sur l'outil est étroitement lié à la vitesse de rotation. On ne peut pas augmenter indéfiniment et simultanément ces deux paramètres sans provoquer un travail extrêmement dur pour le train de sonde et l'outil de forage.

D'après les études, il ressort que la vitesse de pénétration croît en proportion directe de la vitesse de rotation dans les terrains tendres, mais pas dans les terrains durs. Pour ces derniers, il existe une vitesse optimum au-delà de laquelle la vitesse d'avancement n'augmente plus. Cette vitesse maximale de rotation décroît à mesure que la dureté de la formation augmente et la vitesse optimale de rotation décroît quand on augmente le poids sur l'outil.

III.3 Paramètres hydrauliques :

Les paramètres hydrauliques sont tous les facteurs liés au fluide de forage tel que : le débit, la pression, type du fluide de forage et les caractéristiques du fluide forage (densité, viscosité...) qui jouent les rôles de lubrification, refroidissement et le nettoyage du fond par conséquent ils affectent sur la vitesse d'avancement et la durée de vie de l'outil.

III.3.1 Débit :

Le bon nettoyage du fond est basé sur le calcul de la vitesse de sédimentation des déblais dans l'annulaire, qui est déterminé en fonction de forme et diamètre équivalent des déblais, régime d'écoulement du fluide et la quantité de la sédimentation, paramètre rhéologie du fluide.

Donc le débit a une influence sur l'avancement mais jusqu'à une certaine valeur limite selon la formation traversée au de-là de laquelle il risque au contraire d'être nuisible par la formation de caves et d'érosion des parois au droit des masse tige.

III.3.2 La pression du fond du puits :

Étant donné que la pression du fond est la différentielle entre la pression hydrostatique du fluide de forage et la somme du poids des sédiments sus-jacents exercés à une profondeur et la pression de pores, plus cette différence est grande plus l'effort pour vaincre est important

et si la différence diminue la vitesse d'avancement sera élevée car elle joue le phénomène de poussé d'Archimède sur la garniture.

III.3.3 Type du fluide de forage :

Le choix du type de la boue à utiliser et de ces caractéristiques, joue un rôle très important, car le choix dépend de la formation traversé, de la pression et aussi des problèmes pourrait être rencontré ultérieurement et la durée de forage et donc le prix de revient de celui-ci. C'est-à-dire que si on choisit une boue qui ne convient pas à la couche à foré, on sera exposé d'énormes problèmes qui résultent soit de sa composition (contamination), soit de ses caractéristiques (pertes, venues).

III.3.4 Caractéristiques du fluide du forage

➤ Densité :

La densité est l'une des facteurs de boue agissant sur le transport des cuttings puisqu'elle représente la capacité de soulever le déblais du fond vers la surface qu'on peut le modifier selon les circonstances sans pour autant dépassé certain limite afin d'assurer un bon nettoyage du fond.

➤ Viscosité :

Des essais ont mis en évidence l'influence néfaste de la viscosité la vitesse d'avancement. Il est assez logique de penser que plus un liquide est visqueux plus il a des difficultés à pénétrer dans les porosités ou les petites fractures produites par l'outil et aider à la destruction de la formation.

III.4 Le modèle de l'Energie Spécifique (Es) :

III.4.1. Définition :

L'énergie spécifique est le travail effectué pour arracher un volume unitaire de la roche. Ce modèle de « *Energie Mécanique Spécifique* » a été utilisé effectivement dans les laboratoires pour évaluer l'efficacité d'un outil de forage. Il est évident que pour creuser un volume donné il faut une certaine quantité d'énergie minimum sera exigé, sa quantité dépendra de type d'outil utilisé et la nature de la roche.

III.4.2 Principe de la théorie de l'énergie spécifique :

La théorie de l'énergie spécifique (Es) fournit des moyens pour prévoir ou d'analyser les performances de l'outil de forage. L'Es est basée sur des principes fondamentaux liés à la

quantité d'énergie exigée pour enlever un volume unitaire de roche et l'efficacité de l'outil pour détruire la roche [8].

Le paramètre de l'Es est une mesure utile pour présager la puissance requise (le torque de l'outil et le RPM) pour un type particulier d'outil afin de forer à un ROP donné dans un type de roche donné.

La théorie d'Es n'est pas nouvelle, elle a été employée pour l'évaluation rapide des performances de l'outil pendant des années. L'équation (1) montre la relation de l'énergie spécifique de Teale [8] dérivée pour le forage rotary dans les conditions atmosphériques.

$$ES = \frac{WOB}{A_B} + \frac{120 * \pi * N * T}{ROP * A_B} \quad (1)$$

Avec :

Es : l'énergie spécifique (psi).

WOB : le poids sur l'outil (lbf).

A_B : La section de puits « l'outil » (in²).

N : RPM (Rotation Par Minute).

T : Torque (ft*lbf).

ROP : la vitesse d'avancement (ft/h).

Pessier [8] a validé l'équation (1) pour un forage sous la pression hydrostatique. Puisque la majorité de données réelles est sous forme de mesures en surface telles que : poids sur l'outil (WOB), RPM (N), et le taux de pénétration (ROP).

III.4.3 Coefficient de frottement « Coefficient of Sliding Friction » μ :

Le coefficient de frottement μ a été introduit pour exprimer le Torque (T) tant qu'une fonction de poids sur l'outil (WOB), ce coefficient sera utilisé par la suite pour calculer les valeurs de l'énergie spécifique imposée dans les cas où les mesures du Torque (T) sont fiables

Comme suite [8] :

$$\mu = 36 \frac{T}{WOB * D_B} \quad (2)$$

Avec :

T : Torque en (ft*lbf).

WOB : le poids sur l'outil (lbf).

D_B : diamètre de l'outil (in).

μ : Le coefficient de frottement (sans unité).

III.4.4 Efficacité mécanique EFF_m :

Teale [8] a également présenté le concept de l'énergie spécifique minimum et l'efficacité mécanique maximum. L'énergie spécifique minimum est atteinte quand l'énergie spécifique s'approche ou être presque égale à l'effort de compression de la roche étant forée. L'efficacité mécanique (EFF_M) pour n'importe quel type d'outil est alors calculée comme suit

$$Effmax = 100 * \frac{ES_{min}}{ES} \quad (3)$$

Où : ES_{min} = l'énergie spécifique minimum (Dureté de la roche).

Le couple associé à un type particulier d'outil pour forer à un ROP donné dans un type donné de roche ou résistance à la compression (CCS) est calculé en employant l'équation (4), qui est dérivée de l'équation (1) et de l'équation (3), comme suit :

$$T = \left(\frac{CCS}{EFF_m} - \frac{4 * WOB}{\pi * D_B^2} \right) * \left(\frac{D_B^2 * ROP}{480 * N} \right) \quad (4)$$

Substituant ES en termes d'efficacité et couple mécaniques en fonction du WOB et résolvant l'équation (1) pour ROP, le taux de pénétration peut être calculé avec l'équation (5), comme suit :

$$ROP = \frac{13,33 * \mu * N}{D_B \left(\frac{CCS}{EFF_m * WOB} - \frac{1}{A_B} \right)} \quad (5)$$

On examinant la théorie d'énergie spécifique et du travail de Pessier, il a été conclu que le coefficient de frottement en sliding μ , l'efficacité mécanique, le WOB, et le RPM pourraient raisonnablement être défini pour chaque type d'outil en fonction de la dureté apparente de la roche à l'outil. Un travail de laboratoire a été lancé par les chercheurs pour confirmer et mesurer ces rapports. La recherche sur une solution confinée raisonnablement précise de résistance à la pression pour la dureté apparente de roche à l'outil a été également lancée.

III.5 D'autres méthodes :**III.5.1. Optimisation du ROP par la procédure drill-off :**

La procédure la plus importante de l'optimisation du ROP est le drill-off test [8]. Le drill-off test est réalisé comme suit :

- a. Choisir un poids sur l'outil (WOB) de départ et un RPM (le RPM doit être maintenu constant durant le test).
- b. Forer avec le WOB initial pour quelques minutes pour stabiliser les conditions de fond,
- c. Bloquer le frein.
- d. Enregistrer le temps pour forer avec une valeur prédéterminée de ΔWOB , généralement de 2000 à 4000 lbf.
- e. Calculer le ROP moyen sur le WOB en utilisant la formule suivante

$$ROP = L * \frac{1}{E * A} * \frac{\Delta WOB}{\Delta T} \quad (6)$$

Où : ROP = taux de pénétration en ft/min.

L = longueur des tiges en ft.

E = module de Young en psi.

A = section des tiges en in².

T = temps d'enregistrement.

- f. Répéter les étapes d et e pour établir un graphe.
- g. Répéter le test drill-off pour différent RPM.

La réalisation du drill-off test se fait manuellement, ce qui le rend un peu difficile à réaliser. Le foreur doit utiliser les courbes enregistré durant le test en sélectionnant le WOB et le RPM correspondant à la valeur de ROP la plus grande.

III.5.2 Méthode d'Arthur Lubinski :

Puisque la longueur de la garniture est affectée par le changement des forces dues aux déformations élastiques. Cette approche suppose que le changement de la longueur de la garniture est égal à une fonction linéaire du changement de la force résultante du changement du poids sur l'outil de forage, en supposant que la garniture se comporte comme un ressort parfait.

Comme le montre les équations (7 et 8), le ROP est égal à la somme du changement de la longueur de la garniture qui est proportionnelle au changement du WOB. Cette méthode néglige les effets dynamiques et les frottements entre le trou et la garniture [8].

$$\text{ROP} = \frac{dD}{dT} + K \frac{dWOB}{dT} \quad (7)$$

$$K = \frac{L}{144 * E * A} \quad (8)$$

III.5.3 Méthode d'I.G. Falconer :

Cette recherche utilise le torque et le WOB du fond (DTOR, DWOB), pour calculer le torque adimensionnel (équation 9) et la dureté apparente de la formation (FORS, équation 10). L'objectif de cette étude est de distinguer entre les effets de l'outil de forage et les effets de la lithologie pendant le forage [8].

$$T_D = \frac{\text{Torque}}{WOB * (\text{Bit diameter})} \quad (9)$$

$$\text{FORS} = \frac{5 * WOB * RPM}{12 * ROP * (\text{Bit diameter})} \quad (10)$$

III.6 Conclusions :

Plusieurs méthodes ont été développées pour optimiser les paramètres de forage. Bien entendu, le détail de la plupart de ces méthodes reste confidentiel, car elles restent la propriété industrielle de la société qui a investi sur cette recherche. Néanmoins, les éléments de base de chaque recherche sont publiés dans les revues internationales.

Parmi les méthodes présentées dans ci-dessus, nous programmons la méthode de l'énergie spécifique par la logiciel MATLEB.

Chapitre IV

Conception du modèle d'optimisation

*Chapitre IV
Conception auxiliaire
d'optimisation*

IV.1 Introduction :

D'après ce qu'on a décrit dans le chapitre précédent, il y a plusieurs méthodes d'optimisations des paramètres de forage. Pour notre mémoire, on a choisi la méthode d'optimisation du ROP par la théorie Énergie Spécifique (Es). Cette méthode prend les paramètres hydrauliques comme des paramètres optimaux et tente d'utiliser les paramètres mécaniques mesurés en surface dans la cabine du Mud logging.

IV.2 L'optimisation par Es :**IV.2.1 Partie verticale :**

Nous considérons les conditions d'application de la théorie d'énergie spécifique dans des puits verticaux comme il n'y a pas de changement du poids entre le fond et la surface. Donc on peut utiliser directement l'équation de calcul du ROP suivante :

$$\text{ROP} = \frac{13,33 * \mu * N}{D_B \left(\frac{CCS}{EFF_m * WOB} - \frac{1}{A_B} \right)} \quad (5)$$

Avec :

ROP : taux de pénétration.

μ : coefficient de frottement en sliding de l'outil.

N : nombres de rotation par minute.

D_B : diamètre de l'outil.

CCS : confined compressive strength.

EFF_m : efficacité mécanique.

WOB : poids sur l'outil.

A_B : section de trou.

Le coefficient de frottement en sliding de l'outil μ est donné par l'équation (2) :

$$\mu = 36 \frac{T}{WOB * D_B} \quad (2)$$

Avec :

T : torque de l'outil.

On peut extraire la valeur de $\alpha = CCS/EFF_m$ à partir de l'équation (4) qui définit le torque, donc il peut être écrit comme le montre l'équation (11) :

$$\alpha = \frac{CCS}{EFF_m} = \left(\frac{13,33 * \mu * N}{Db * ROP} + \frac{1}{Ab} \right) * WOB \quad (11)$$

Les premiers mètres forés peuvent nous donner les valeurs suivantes : μ , N , ROP , et le WOB . Dans ce cas, on peut calculer facilement α . La valeur de α sera utilisée par la suite pour calculer le ROP optimal, en utilisant l'équation (5). A son tour, la valeur de ROP optimal sera utilisée pour déterminer à nouveau α , et ainsi de suite.

Le déroulement de l'opération de calcul du ROP optimal dans la phase verticale peut être illustré dans l'organigramme ci-dessous :

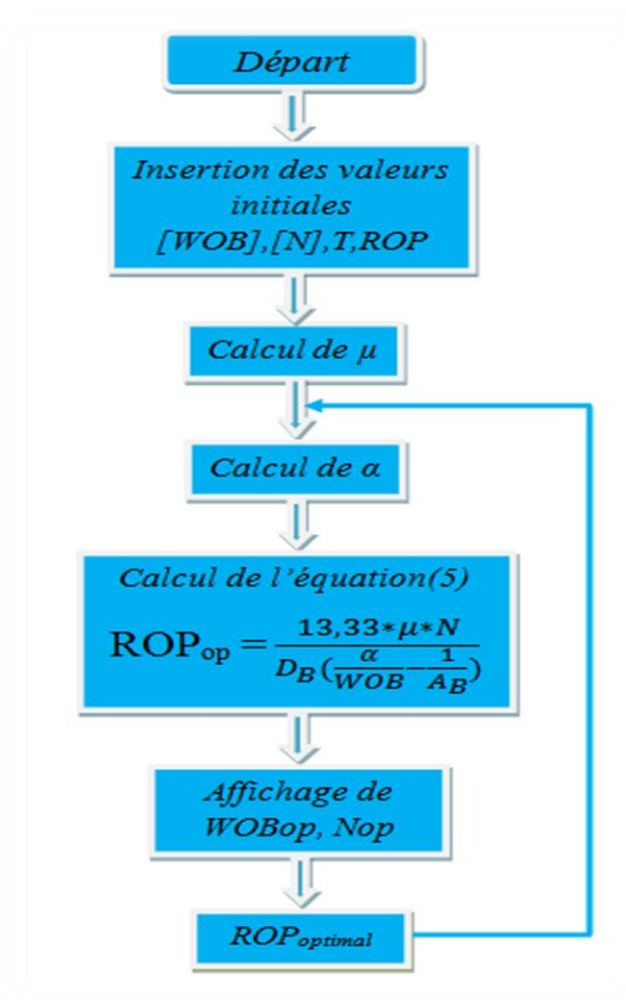


Figure (8): Organigramme de calcul de ROP_{OP} dans la partie verticale.

IV.2.2 Partie horizontale :

A partir de la partie horizontale, les paramètres nécessaires ne peuvent pas être obtenus directement à la surface, ils seront calculés à l'aide du résultat de MWD. Donc le modèle d'optimisation dans la partie verticale sera adapté en prenant en compte les changements des paramètres de forage et en conservant la théorie d'énergie spécifique.

➤ ***Influence des frottements sur la garniture :***

Dans la partie déviée et horizontale, l'inclinaison joue un rôle important sur la diminution des valeurs du WOB et du torque. Une partie de ces valeurs sera perdue à cause de la présence des frottements.

Dans une section de build up, le poids et la tension agissent l'un contre l'autre. Contrairement au drop off le poids et la tension agissent l'un avec l'autre [9].

La décomposition des forces de frottement dans la section déviée peut être présentée comme suit :

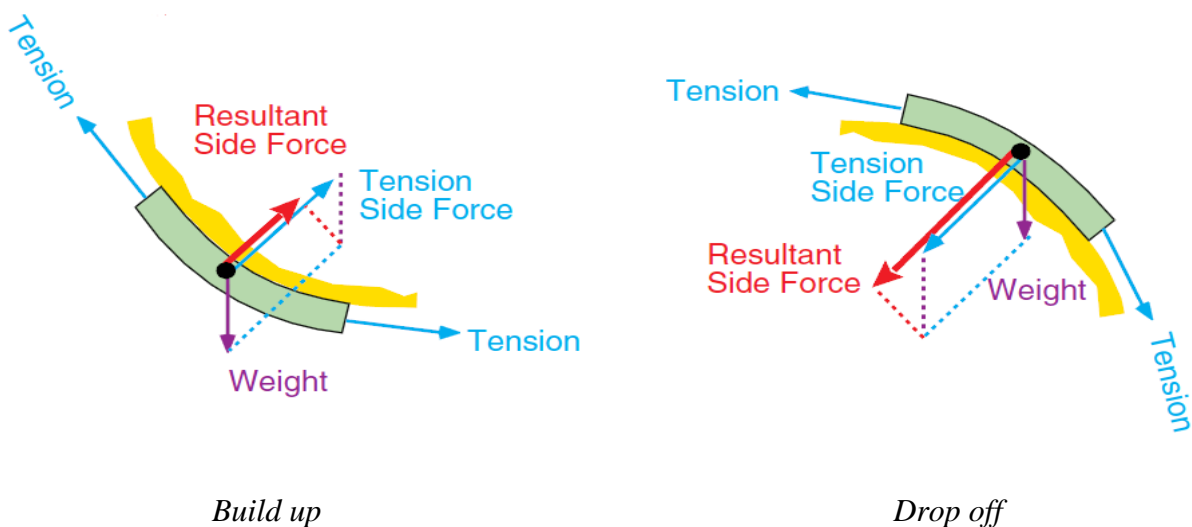


Figure (9): Les forces de frottement dans la partie déviée [9].

➤ ***Poids sur l'outil dans la partie horizontale (DWOB):***

Comme nous montre la figure précédente, les forces de frottement sont importantes dans le forage horizontal et ne peuvent pas être négligées, ce qui entraîne la perte d'une partie de poids et du couple au niveau de l'outil.

La figure ci-dessous montre la présence des frottements dans un puits a foré.

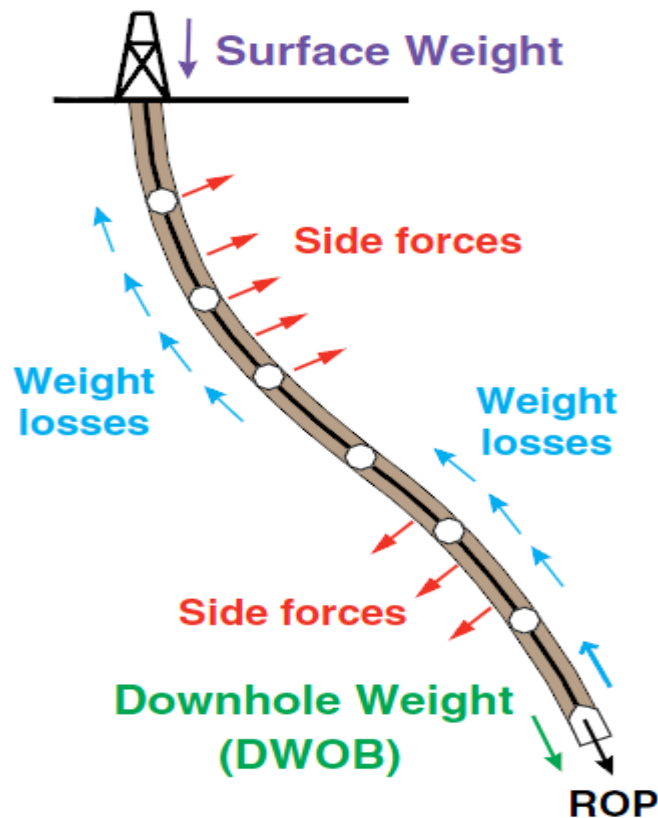


Figure (10): Down hole Weight On Bit (DWOB) [9].

L'expression du poids perdu à cause du frottement avec les parois peut être écrite comme

suite :

$$\text{Weight losses} = \sum_{bit}^{surface} \mu * \text{Side force} \quad (12)$$

Et on a :

$$\text{Side force} = \text{WOB} * \cos(\delta) \quad (13)$$

Donc le DWOB peut être écrit directement par la relation (14) :

$$\text{DWOB} = \text{WOB} - \text{Weight losses} = \text{WOB} * [1 - \mu * \cos(\delta)] \quad (14)$$

Avec :

DWOB : le poids au fond du puits.

WOB : poids sur l'outil à la surface.

μ : facteur de friction.

δ : L'angle d'inclinaison.

L'organigramme qui ce suit en dessous montre le fonctionnement du système de programmation et comment on obtient la vitesse d'avancement optimal $ROP_{optimal}$.

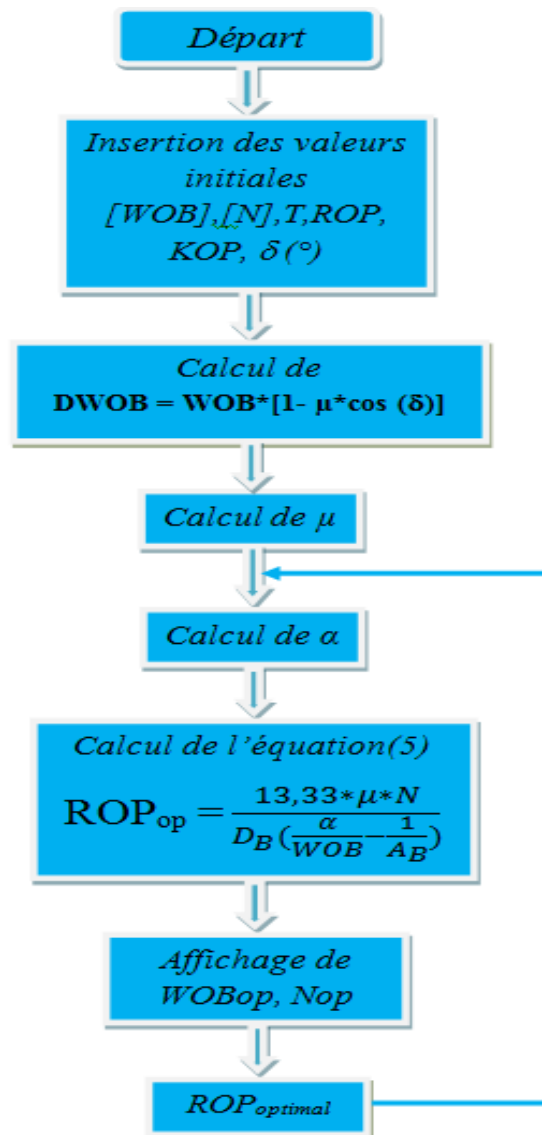


Figure (11): Organigramme de calcul de ROP_{OP} dans les puits horizontal.

IV.3 Interprétation des résultats :

IV.3.1 Application sur le puits MDZ 492 :

Tout les donnés nécessaire à l'optimisation du puits MDZ492, MDZ491 et MDZ501 sont représentés dans l'annexe, ainsi que les résultats optimisés WOB_{op} , N_{opti} , ROP_{opt} et $temps_{opt}$. Mais à titre d'exemple on a mis les données du puits MDZ492. Nous allons représenté les courbes de $ROP_{optimal}$ et $ROP_{réel}$, le temps optimal et réel pour faire leurs interprétations.

Par la suite on représente le graphe du temps optimal et réel du puits MDZ491 et MDZ501 pour pouvoir calculer le gain du temps.

prof (m)	Db (in)	WOBmin	WOBmax	Nmin	Nmax	ROP (ft/h)	WOBop(lbf)	Nop	ROPop (ft/h)
0	26	0	0	0	0	0	0	0	0
480	26	22046	55115	90	110	18,3727	22046	110	24,5826
511	26	22046	55115	100	120	14,04199	22046	120	21,865
1421	17,5	44092	66138	80	160	20,04593	44092	160	25,8064
1957	17,5	41887,4	66138	80	150	10,92782	41887,4	150	19,5275
2291	17,5	55115	66138	80	140	11,12205	55115	140	12,9808
2336	17,5	33069	44092	60	80	1,870079	33069	80	9,963
2338	12,25	44092	55115	60	80	10,06693	44092	80	13,3766
2343	12,25	44092	55115	90	100	11,45013	44092	100	15,7295
2431	12,25	33069	55115	90	100	20,24278	33069	100	23,7807
3000	12,25	33069	55115	100	100	7,053806	33069	100	15,7295
3042	12,25	33069	55115	90	90	7,053806	33069	90	19,2623
3115	12,25	44092	66138	110	110	12,95932	44092	110	13,2172
3182	12,25	37478,2	44092	90	90	8,300525	37478,2	90	17,8472
3223	12,25	33069	55115	60	60	6,397638	33069	60	7,5452
3265	12,25	44092	55115	60	60	4,10105	44092	60	10,0391
3322	12,25	55115	66138	60	60	3,510499	55115	60	4,8289
3339	8,5	33069	44092	40	40	9,65748	33069	40	15,0319
3386	8,5	33069	44092	40	40	1,574803	33069	40	4,2922
3407	8,5	41887,4	44092	40	40	5,559055	41887,4	40	9,3727
3421	6	44092	55115	40	40	9,363517	44092	40	15,6179
3422	6	33069	44092	40	40	12,40157	33069	40	16,6462
3601	6	37478,2	44092	40	40	7,580052	37478,2	40	12,9599
3655	6	37478,2	44092	30	35	9,120735	37478,2	35	11,9574
3721	6	22046	33069	30	35	8,562992	22046	35	9,3635
3768	6	19841,4	33069	30	35	6,776903	19841,4	35	14,7623
3815	6	15432,2	33069	30	35	7,38189	15432,2	35	15,4784
3865	6	15432,2	22046	30	30	4,232283	15432,2	30	10,8458
3932	6	19841,4	22046	30	30	3,346457	19841,4	30	8,5695
3956,5	6	22046	28659,8	20	25	3,805774	22046	25	6,666
3993	6	11023	15432,2	20	20	3,740157	11023	20	7,8976
4017	6	11023	15432,2	20	25	4,757218	11023	25	10,4157

Tableau (15) : Résultats de calcul obtenues par MATLAB.

➤ **Courbe de ROP_{reel} et ROP_{opt} :**

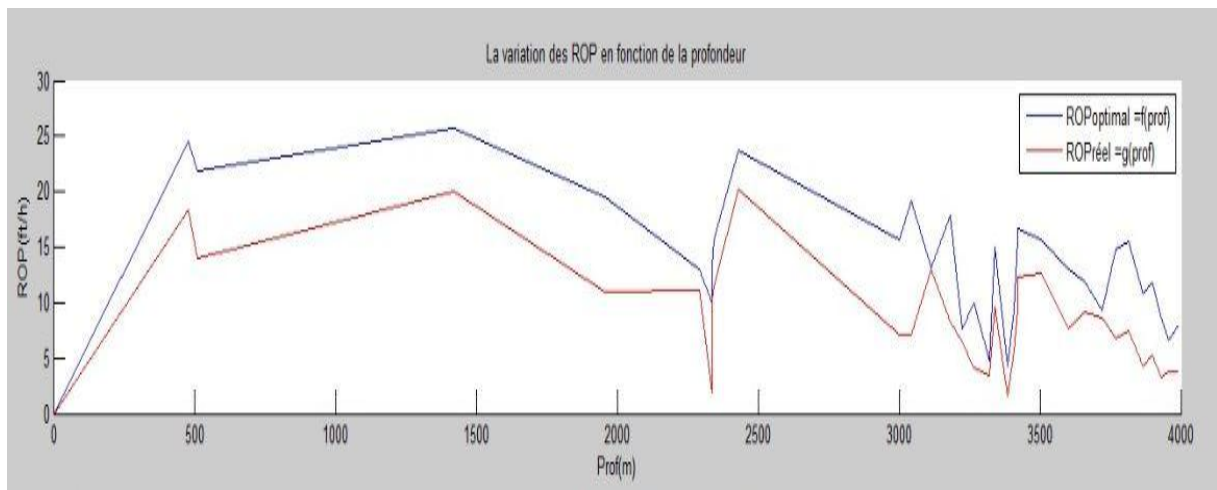


Figure (12) : Courbe des ROP_{reel} et ROP_{opt} .

➤ **Interprétation :**

Les deux courbes évoluent presque des mêmes façons mais la grande différence se situe au niveau des valeurs de ROP_{opt} qui sont en dessus de ROP_{reel} sur presque toute la profondeur. Pour simplifier l'interprétation nous allons nous intéresser à l'influence du poids et de la vitesse de rotation.

Dans les premiers intervalles de [0-511] le maintien du poids constant avec la vitesse de rotation variable on constate que la vitesse de pénétration croît puis décroît à partir de certain limite de vitesse de rotation. Dans la phase suivante [511-2291] l'augmentation progressive du poids avec une vitesse de rotation aléatoire le constat fait qu'il y a dans un premier temps la vitesse de pénétration croît jusqu'à atteindre son maximum avant de prendre des valeurs décroissantes.

par la suite de [2336-2338],[2343-3000] on procède avec des valeurs constantes de la vitesse de rotation mais croissantes respectivement sur ces intervalles les résultats donnent un taux de pénétration croissant. Dans la dernière phase du puits lorsqu'on diminue simultanément le poids et la vitesse de rotation les résultats comme le montre la figure (12) il y a une diminution globale de la vitesse d'avancement par rapport à la phase précédente.

Les différentes phases de ce puits nous montrent que l'évolution de la vitesse d'avancement reste très incertaine par rapport à l'augmentation ou à la diminution du poids et la vitesse de rotation. D'où la nécessité de trouver la couple (poids, vitesse de rotation) optimale pour pouvoir calculer la vitesse d'avancement optimale.

De ces résultats le ROP_{opt} est supérieure de 23% par rapport au ROP_{reel} en autre terme le ROP_{opt} mettra moins du temps pour atteindre la profondeur prévue que le ROP_{reel} . Ceux-ci indiquent que le modèle d'Es-ROP donne des bons résultats, lors de la prédiction de ROP_{opt} à partir des paramètres mécaniques bien déterminés ; donc si on connaît la CCS des roches.

➤ **Courbe temps_{optimal} et temps_{reel} du MDZ492 :**

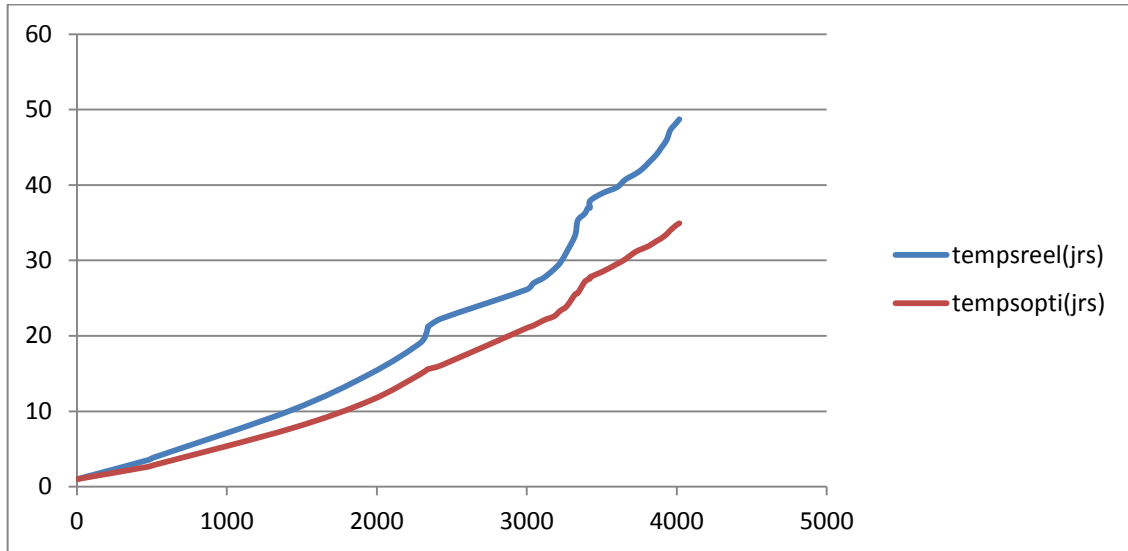


Figure (13) : courbe du temps estimé de MDZ492.

IV.3.2 Courbe temps_{optimal} et temps_{reel} du MDZ491 :

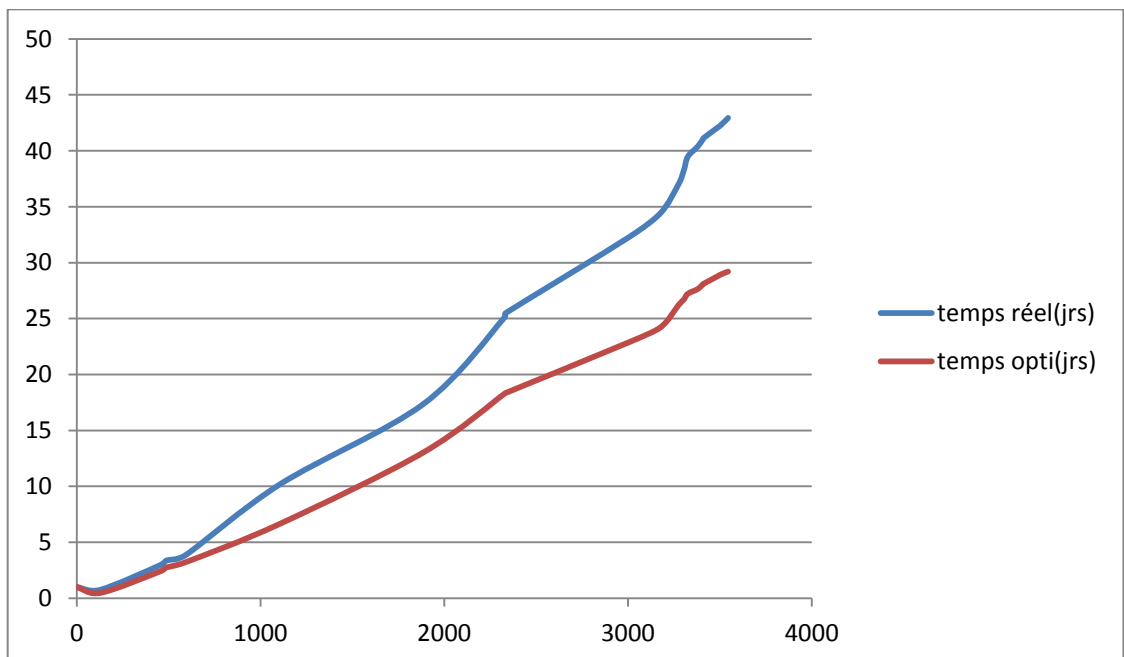


Figure (14) : courbe du temps estimé de MDZ491.

IV.3.3 Courbe temps_{optimal} et temps_{reel} du MDZ501 :

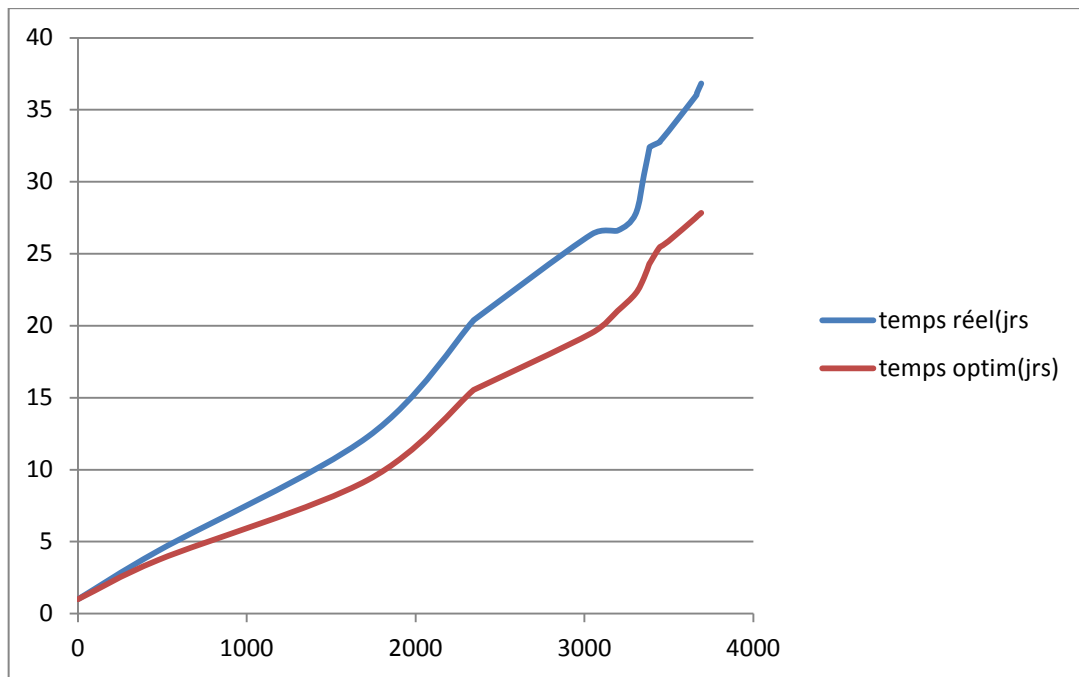


Figure (15) : courbe du temps estimé de MDZ501.

IV.3.4 Calcul du gain par optimisation :

Les graphes de la figure (13), de la figure(14) et (15) montrent respectivement que l'évolution des courbe de temps réels ont été plus lentes pour atteindre la profondeur finale que les courbes du temps optimaux. Cette différence se traduit par un gain de 13.79 jours soit 330.96 heurs pour le puits MDZ492, de même pour le puits MDZ491 il vaut de 13.73jours soit 329.52 en termes d'heurs. 8.98 Jours pour le puits MDZ501 soit 215.52 heurs

D'après le bit record le cout horaire est de 750\$ pour tout les puits alors le gain deviendra.

RIG COST=750\$/h (en 2004) alors on aura
 750*330.96=248220\$.....pour le MDZ492
 750*329.52=247140\$.....pour le MDZ491
 750*215.52=161640\$.....pour le MDZ501

IV.4 Limitation du modèle

- ✓ Les paramètres hydrauliques sont supposés optimaux.
- ✓ Pas de différence entre les différents types de boues : boue à base d'eau et à base d'huile.
- ✓ Ne prend pas en charge la conception des outils telle que : l'offset, usure des dents.
- ✓ Besoin d'être appliqué en temps réel (sur site).

IV.5 Conclusion :

La méthode d'énergie spécifique E_s peut être appliquée dans les puits horizontaux afin d'optimiser la vitesse d'avancement à l'aide du programme élaboré par MATLAB.

D'après l'interprétation du puits MDZ492 on a gagné 13 jours qui correspondent à une amélioration de 20% de temps total de forage.

Conclusion

Nous achevons ce travail en disant que les tentatives de contribuer à l'optimisation des paramètres mécanique de forage horizontal se déroule en deux grandes étapes, en premier la partie théorique composée de deux chapitres suivit d'une partie spéciale.

La première partie a été destinée aux études théoriques qui servent de base à la construction et à la coordination de travail. Elle commence par la généralité sur le forage horizontal utilisé à HMD dans le quel nous décrivons les différents type pratiqué à HMD (short et medium radius) nous avons poursuivi le Calcul de trajectoire avec la méthode de rayon de courbure et avons appliqué sur un puits (OMIZ821). Cette partie se termine par l'élaboration du programme détaillé du puits (OMIZ821), dont il inclut harmonisation des diamètres, programme des outils de forage, programme de garniture, programme de boue et programme de cimentation.

Dans la seconde nous avons défini les paramètres hydrauliques, mécaniques ainsi que le modèle de l'énergie spécifique qui a servi à l'élaboration d'un programme par le logiciel matlab. Nous prolongeâmes le travail en appliquant sur un cas réel (exemple du puits MDZ492, MDZ491, MDZ501) qui nous a permis d'avoir des résultats des paramètres mécaniques optimaux notamment le poids, la vitesse de rotation et le taux de pénétration.

La présentation, l'interprétation des résultats de ces puits (MDZ492 MDZ491, MDZ501) a montré que l'optimisation des paramètres mécaniques peut offrir à un gain de 13.79 jours soit un bénéfice net 248220\$ du puits MDZ492, de 13.73 jours avec un bénéfice 247140\$ pour le puits MDZ491 et un bénéfice 161640\$ pour le puits MDZ501.

Par ce travail nous affirmons que l'optimisation par la théorie d'énergie spécifique est un modèle éprouvé dans la quête de prédiction ou d'analyse à la performance de la vitesse d'avancement, et souhaitons que ceux-ci contribue à l'enrichissement dans ce domaine.

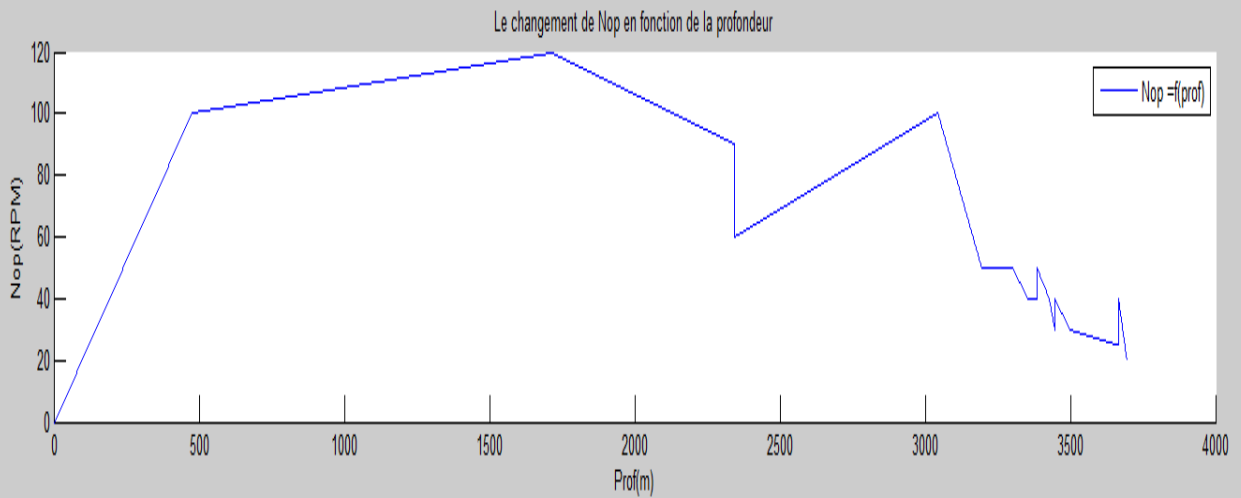
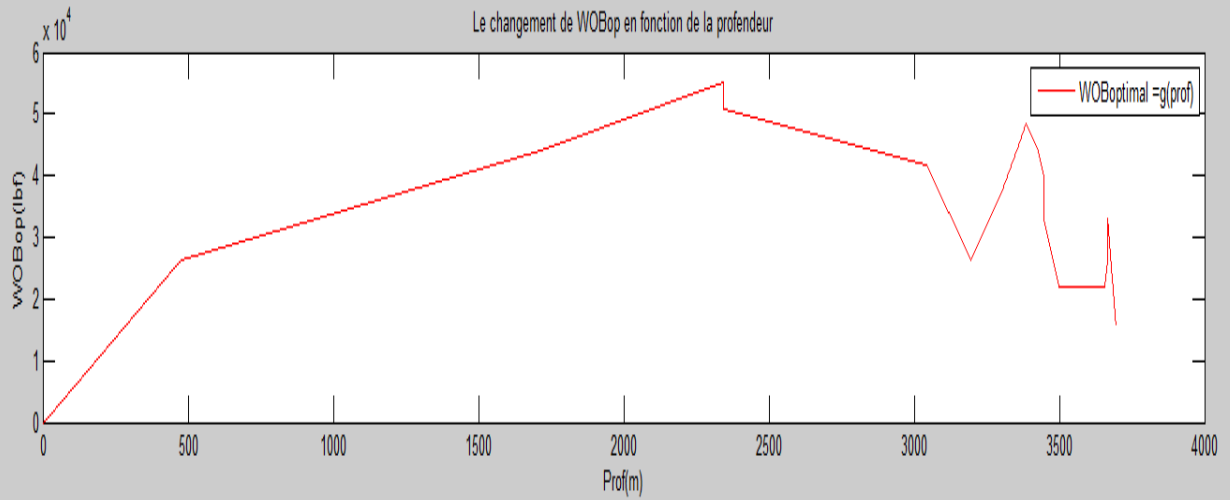
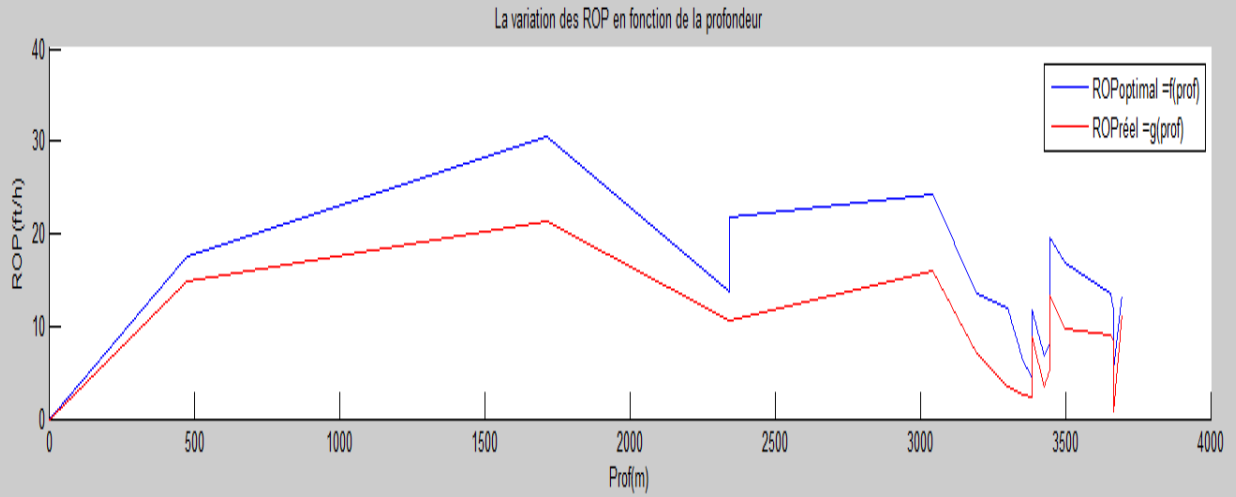
Recommandation

Nous recommandons en premier lieu à nous et ceux qui sont concerné ou entreprennent des recherches d'optimisation par le modèle d'énergie spécifique par ceux-ci :

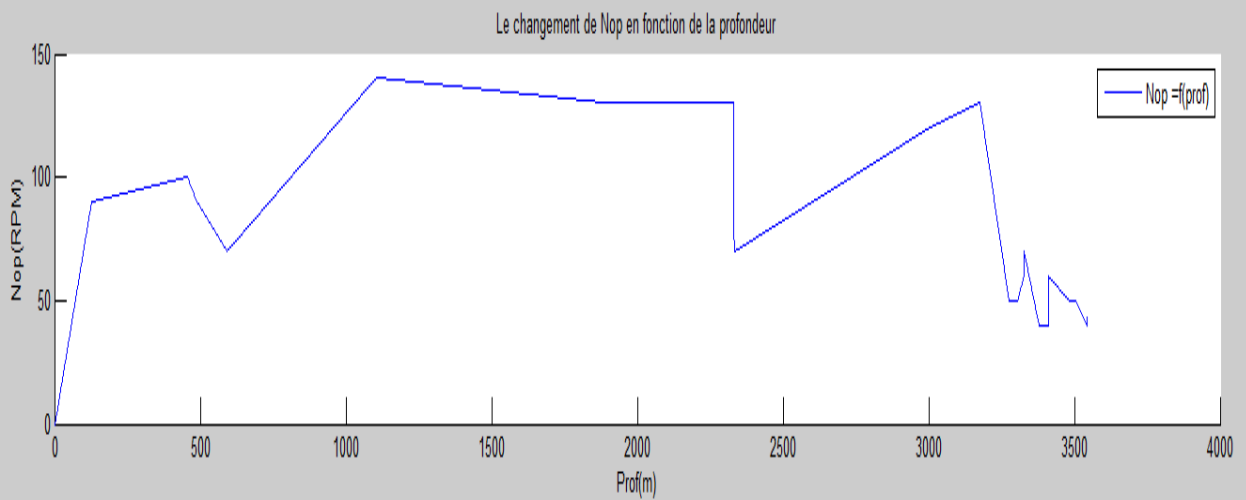
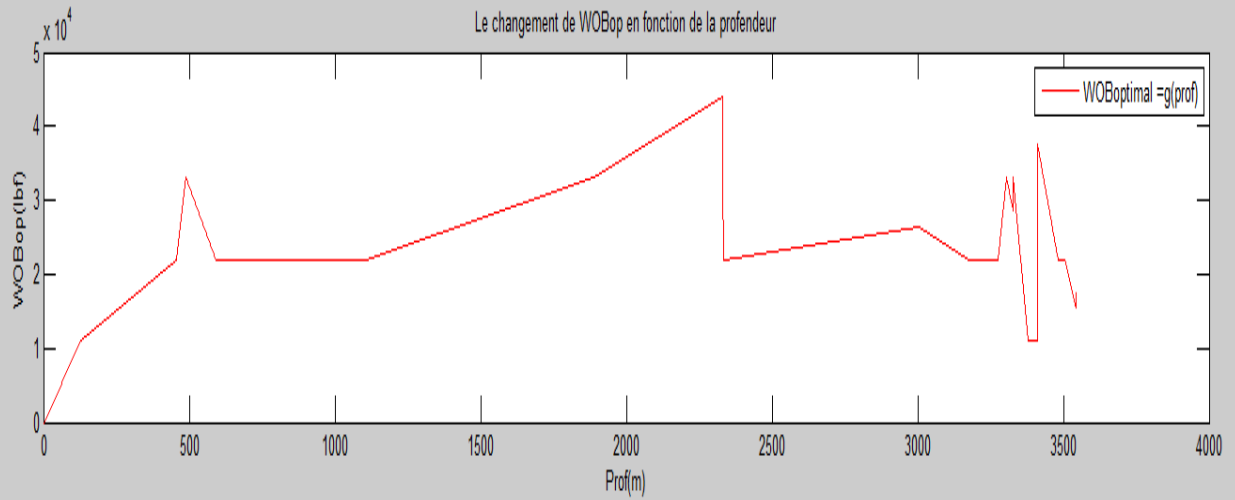
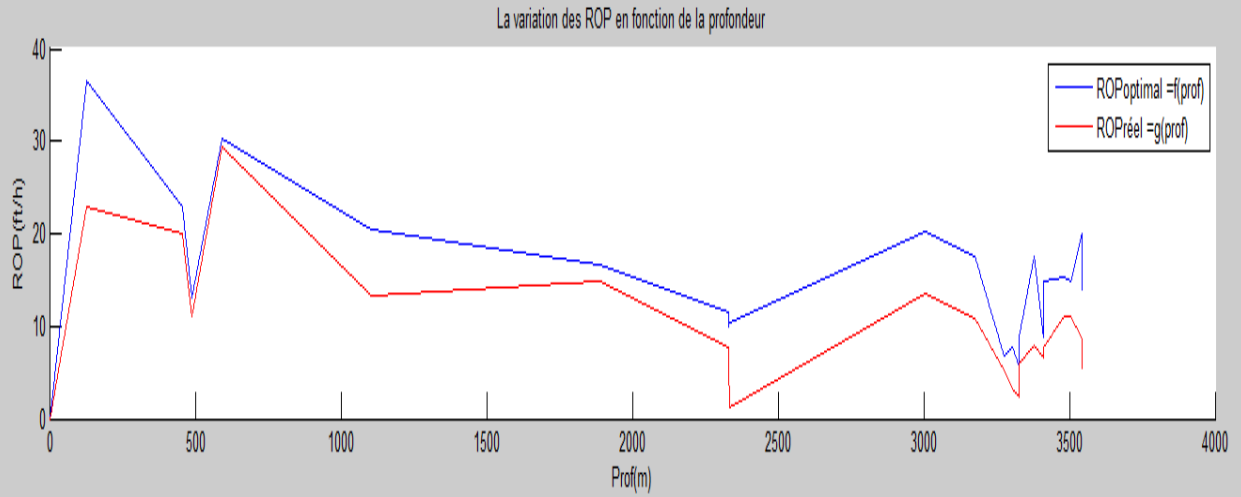
- Développer ce modèle en introduisant les paramètres hydrauliques.
- Introduire le paramètre d'usure des dents d'outil dans ce modèle.
- Connaitre la nature de la roche forée notamment la pression de confinement et la pression de la fracturation.
- Utiliser ce modèle pour le forage d'exploitation précisément à partir de la phase 12^{1/4} pour minimiser les problèmes de nettoyage si même les paramètres hydrauliques ne sont optimaux.
- L'application d'un nombre suffisant des puits afin d'obtenir des résultats satisfaites.

Bibliographie

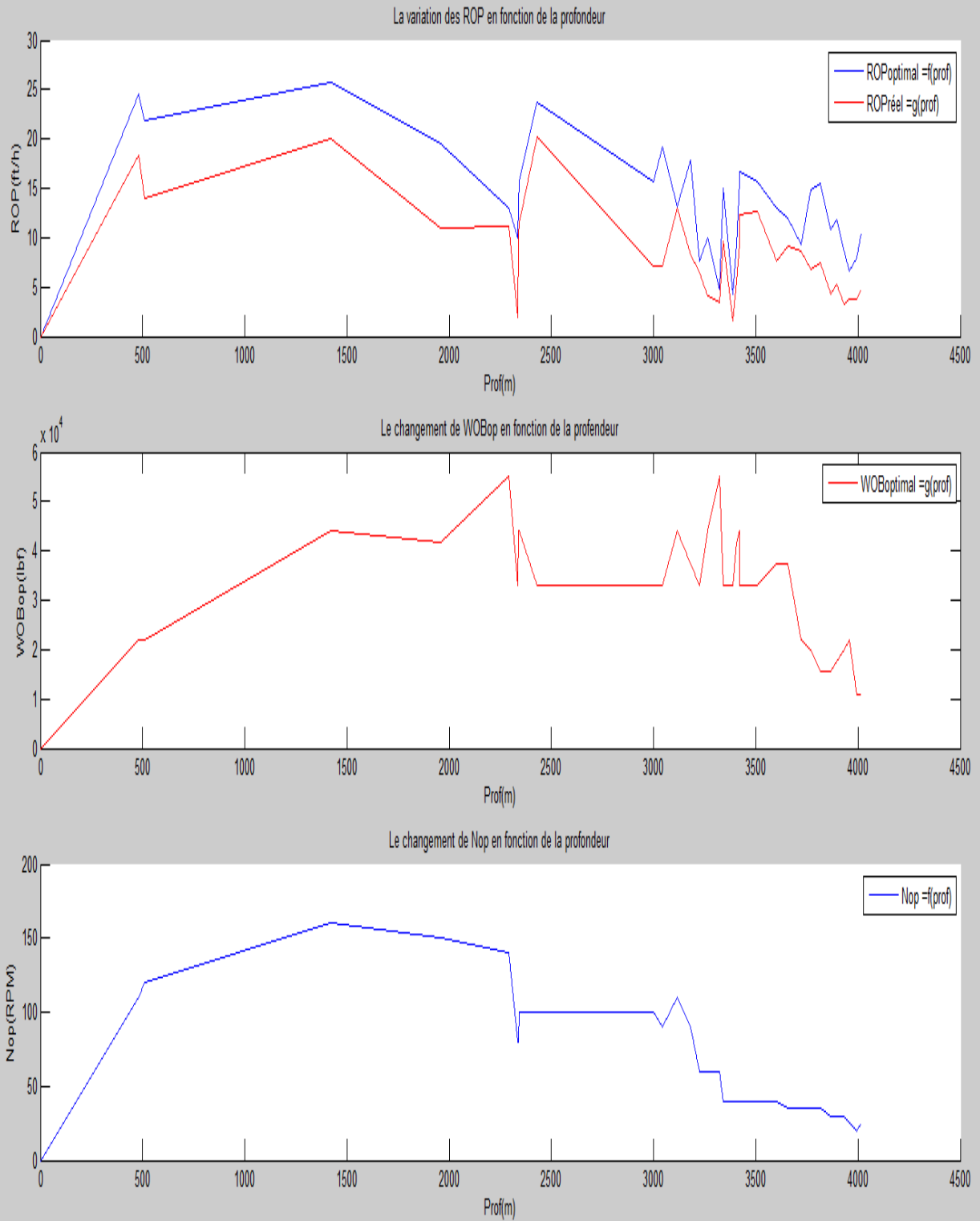
- [1] A.T. Jr Bourgoyne, K.K Millheim M.E Chenevert, F.S Young,
"Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers Text Book
Series, Vol1, Richardson, Texas USA, 1986.
- [2] E.L Simmons, "A technic for accurate bit programing and drilling
performance optimization "SPE 1986.
- [3] F.E Dupriest , W.L Koedelitz, "maximizing drill rates with real time
surveillance of mechanical specific energy", Exxon mobile , Varco company
SPE 2005.
- [4] Jean-Paul Szezuka Ingénierie du forage dirigé école nationale supérieure du
pétrole et des moteurs (Edition 3.3 - Juin 2005).
- [5] Outils de forage école nationale supérieure du pétrole et des moteurs
Edition TECHNIP, 2006.
- [6] Jean-Paul NGUYEN école nationale supérieure du pétrole et des moteurs
Edition TECHNIP, 1993.
- [7] F. GRONDIN division forage Module M2 Sonatrach.
- [8] Nabil NOUI et Naceredine FARES mémoire MASTER spécialisé
«Optimisation des paramètres d'un forage horizontal », IAP, 2006.
- [9] Schlumberge (Anadrill Technical Specifications), Version 2.1. (July, 1999).



Courbes du puits MDZ501



Courbes du puits MDZ491



Courbes du puits MDZ492

Annexe

N°	prof (r)	Db (ft)	Ab (ft)	T (ft)	WOBmi	WOBma	Nmin	Nmax	ROP (ft)	WOBop(II)	Nop	δ (degr)	μ	alpha	ROPop (ft)
1	0	26	530.329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	480	26	530.329	6000	22046	55115	90	110	18.3727	22046	22046	110	0	0.376834	25542.506
3	511	26	530.329	6000	22046	55115	100	120	14.04199	22046	22046	120	0	0.376834	23417.457
4	1421	17.5	240.528	4000	44092	66138	80	160	20.04593	44092	44092	160	0	0.186623	50210.988
5	1957	17.5	240.528	4000	41887.4	66138	80	150	10.92782	41887.4	41887.4	150	0	0.196445	48320.252
6	2291	17.5	240.528	4000	55115	66138	80	140	11.12205	55115	55115	140	0	0.149298	67828.585
7	2336	17.5	240.528	3000	33069	44092	60	80	1.870079	33069	33069	80	0	0.186623	37884.07
8	2338	12.25	117.859	2000	44092	55115	60	80	10.066929	44092	44092	80	0	0.133302	51199.818
9	2343	12.25	117.859	2000	44092	55115	90	100	11.45013	44092	44092	100	0	0.133302	41034.874
10	2431	12.25	117.859	2000	33069	55115	90	100	20.24278	33069	33069	100	0	0.177736	27175.228
11	3000	12.25	117.859	2000	33069	55115	100	100	7.053806	33069	33069	100	0	0.177736	40941.347
12	3042	12.25	117.859	2000	33069	55115	90	90	7.053806	33069	33069	90	3.787021	0.177736	30163.626
13	3115	12.25	117.859	2000	44092	66138	110	110	12.95932	44092	44092	110	10.36922	0.133302	53602.543
14	3182	12.25	117.859	2000	37478.2	44092	90	90	8.300525	37478.2	37478.2	90	16.41042	0.156826	32570.455
15	3223	12.25	117.859	2000	33069	55115	60	60	6.397638	33069	33069	60	20.10728	0.177736	51139.95
16	3265	12.25	117.859	2000	44092	55115	60	60	4.10105	44092	44092	60	23.8943	0.133302	36599.06
17	3322	12.25	117.859	2000	55115	66138	60	60	3.510499	55115	55115	60	29.03382	0.106642	79935.86
18	3339	8.5	56.745	1500	33069	44092	40	40	9.65748	33069	33069	40	30.56667	0.192112	41847.801
19	3386	8.5	56.745	1000	33069	44092	40	40	1.574803	33069	33069	40	34.80452	0.128074	62480.512
20	3407	8.5	56.745	1000	41887.4	44092	40	40	5.559055	41887.4	41887.4	40	36.63803	0.101111	23084.057
21	3421	6	28.2743	1000	44092	55115	40	40	9.363517	44092	44092	40	37.96037	0.136079	58503.851
22	3422	6	28.2743	1000	33069	44092	40	40	12.40157	33069	33069	40	38.05054	0.181439	33200.911
23	3506	6	28.2743	1000	33069	44092	40	40	12.72966	33069	33069	40	45.62458	0.181439	35309.89
24	3601	6	28.2743	1000	37478.2	44092	40	40	7.580052	37478.2	37478.2	40	54.19046	0.160093	42467.813
25	3655	6	28.2743	1000	37478.2	44092	30	35	9.120735	37478.2	37478.2	35	59.05949	0.160093	40343.2
26	3721	6	28.2743	500	22046	33069	30	35	8.562392	22046	22046	35	65.01052	0.136079	25692.945
27	3768	6	28.2743	500	19841.4	33069	30	35	6.776903	19841.4	19841.4	35	69.24838	0.151199	16503.823
28	3815	6	28.2743	500	15432.2	33069	30	35	7.38189	15432.2	15432.2	35	73.48623	0.194399	15616.805
29	3865	6	28.2743	500	15432.2	22046	30	30	4.232283	15432.2	15432.2	30	77.99459	0.194399	18981.51
30	3897	6	28.2743	500	17636.8	22046	30	30	5.282152	17636.8	17636.8	30	80.87994	0.170099	17496.338
31	3932	6	28.2743	500	19841.4	22046	30	30	3.346457	19841.4	19841.4	30	84.03579	0.151199	24034.496
32	3956.5	6	28.2743	500	22046	28659.8	20	25	3.805774	22046	22046	25	86.24489	0.136079	25775.967
33	3993	6	28.2743	300	11023	15432.2	20	20	3.740157	11023	11023	20	89.53599	0.163295	10516.986
34	4017	6	28.2743	300	11023	15432.2	20	25	4.757218	11023	11023	25	91.7	0.163295	9988.3496

Tableau des résultats de calcul pour le puits MDZ492

N°	prof (m)	Db (in)	Ab (in ²)	T (ft*lb/ft)	WOBmin (lbs)	WOBmax (lbs)	Nmin	Nmax	ROP (ft/h)	WOBop (lb/ft)	Nop	δ (degre)	μ	α	ROPop (ft/h)
1	0	26	530.92916	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	128	26	530.92916	5000	11023	44092	50	50	22.998639	11023	11023	90	0	0.62805742	13910.5724
3	456	26	530.92916	9000	22046	55115	90	90	20.111506	22046	22046	100	0	0.56525168	27821.1922
4	489	26	530.92916	9000	33069	44092	80	80	11.089216	33069	33069	90	0	0.37683445	43801.808
5	592	17 1/2	240.52819	6000	22046	33069	60	70	29.396264	22046	22046	70	0	0.55986883	22479.5747
6	1106	17 1/2	240.52819	2500	22046	55115	100	140	13.35299	22046	22046	140	0	0.2327847	26957.2531
7	1888	17 1/2	240.52819	3000	33069	55115	90	130	14.862173	33069	33069	130	0	0.18662278	36667.3933
8	2330	17 1/2	240.52819	3000	44092	55115	110	130	7.8083825	44092	44092	130	0	0.13996708	53402.6646
9	2332	12 1/4	117.85881	1000	33069	55115	60	80	6.0941165	33069	33069	80	0	0.08886799	42677.742
10	2334	12 1/4	117.85881	1000	22046	33069	60	70	1.1810999	22046	22046	70	0	0.13330198	21722.1375
11	3005	12 1/4	117.85881	1000	26452	33069	100	120	13.517032	26452	26452	120	49.3137903	0.11108499	19182.4683
12	3177	12 1/4	117.85881	1000	22046	33069	120	130	10.892366	22046	22046	130	61.954583	0.13330198	23851.9041
13	3276	12 1/4	117.85881	1500	22046	33069	50	50	5.1887161	22046	22046	50	69.2303881	0.19995297	35785.8946
14	3305	12 1/4	117.85881	1500	33069	55115	50	50	3.1495997	33069	33069	50	71.3616846	0.13330198	30999.3768
15	3326	12 1/4	117.85881	1000	28659.8	55115	60	60	2.4278164	28659.8	28659.8	60	72.9050372	0.10253999	33666.8638
16	3326.8	8 3/8	55.088318	500	33069	55115	50	70	5.9514416	33069	33069	70	72.9638315	0.06499301	40835.743
17	3380	8 3/8	55.088318	500	11023	26452	40	40	7.996159	11023	11023	40	76.8736581	0.19497902	8023.63502
18	3410	8 3/8	55.088318	500	11023	26452	40	40	6.660091	11023	11023	40	79.0784476	0.19497902	15731.0242
19	3410.5	6	28.274334	500	37478.2	55115	50	60	7.6404165	37478.2	37478.2	60	79.1151941	0.08004653	53665.5988
20	3483	6	28.274334	500	22046	22046	50	50	11.056407	22046	22046	50	84.4434352	0.13607911	22512.6102
21	3505	6	28.274334	500	22046	33069	50	50	11.089216	22046	22046	50	86.0602808	0.13607911	23143.3883
22	3543	6	28.274334	500	15432.2	15432.2	40	40	8.5957825	15432.2	15432.2	40	88.853014	0.19439872	13857.1665
23	3545	6	28.274334	500	17636.8	19841.4	44	44	5.2493328	17636.8	17636.8	44	89	0.17009888	21867.2637

Tableau des résultats de calcul pour le puits MDZ491

N°	Prof(m)	Db(m)	Ab(m ²)	T(ft.lb)	WOBmin	WOBmax	Nmin	Nmax	Rop	WOBop (lbf)	Nop	δ (degree)	μ	alpha	ROPop (ft/h)
1	0	26	530.92916	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	476	26	530.92916	6000	26455.2	66138	90	100	14.86217	26455.2	26455.2	100	0	0.015378222	1453.261001
3	1716	17.5	240.52819	6000	44092	70547.2	60	120	21.42384	44092	44092	120	0	0.020367043	4014.768976
4	2342	17.5	240.52819	8000	55115	66138	60	90	10.59709	55115	55115	90	0	0.021724846	6215.816146
5	2343	12.25	117.85881	4000	50705.8	55115	60	60	10.56167	50705.8	50705.8	60	0	0.02409588	7983.117639
6	3042	12.25	117.85881	3000	41887.4	44069	80	100	16.01047	41887.4	41887.4	100	0	0.021876523	4478.794611
7	3196	12.25	117.85881	3000	26455.2	26455.2	50	50	7.086599	26455.2	26455.2	50	20.29785933	0.034637828	3891.766125
8	3302	12.25	117.85881	3000	37478.2	44092	50	50	3.444875	37478.2	37478.2	50	34.26911315	0.024450231	4455.705118
9	3352	12.25	117.85881	3000	44092	55115	40	40	2.526241	44092	44092	40	40.85932722	0.020782697	6718.948217
10	3384	12.25	117.85881	2000	48501.2	55115	40	40	2.3622	48501.2	48501.2	40	45.07706422	0.012595574	6419.422233
11	3386	8.5	56.745017	1500	48501.2	48501.2	40	50	8.919941	48501.2	48501.2	50	45.34067278	0.019620657	9220.09368
12	3428.5	8.5	56.745017	1500	44092	55115	30	40	3.412066	44092	44092	40	50.94235474	0.021582723	9418.936173
13	3446.5	8.5	56.745017	1500	39682.8	44092	30	30	5.249333	39682.8	39682.8	30	53.3148318	0.023980803	6150.840612
14	3448	6	28.274334	1000	33069	44092	20	40	13.28083	33069	33069	40	53.51253823	0.038502511	9689.264674
15	3497	6	28.274334	1000	22046	33069	20	30	9.744074	22046	22046	30	59.97094801	0.057753767	5828.408042
16	3656	6	28.274334	1000	22046	33069	25	25	9.087907	22046	22046	25	80.92782875	0.057753767	5981.816188
17	3665	6	28.274334	1000	26455.2	26455.2	20	25	8.431741	26455.2	26455.2	25	82.11406728	0.048128139	6994.109835
18	3665.5	6	28.274334	500	33069	44092	30	40	0.721783	33069	33069	40	82.17996942	0.019251256	11330.00426
19	3696	6	28.274334	500	15432.2	19841.4	15	20	11.35168	15432.2	15432.2	20	86.2	0.041252691	2656.814421

Tableau des résultats de calcul pour le puits MDZ501

MATLAB 7.8.0 (R2009a)

File Edit Debug Parallel Desktop Window Help

Current Directory: C:\Users\pc\Documents\MATLAB

Shortcuts How to Add What's New

Command Window

1 New to MATLAB? Watch this [video](#), see [Demos](#), or read [Getting Started](#).

```

Donner le nom de fichier excel: MD2492
Donner le nombre de la première valeur de changement: 2
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 35
Donner la profondeur départ de partie horizontale par (m) : 3000
Donner le pas de N /N=1 : 1
Donner le pas de poids /WOB=1102.3 : 1102.3
Donner l'angle maximum de déviation par (deg) : 91

-----
Donner le nombre de changement d'outils avec le changement d'orientation 5
-----
----- La 1 changement d'outils ou le changement d'orientation-----
-----
Donner le nombre de la première valeur de changement: 2
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 4
-----
----- La 2 changement d'outils ou le changement d'orientation-----
-----
Donner le nombre de la première valeur de changement: 5
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 8
-----
----- La 3 changement d'outils ou le changement d'orientation-----
-----
Donner le nombre de la première valeur de changement: 9
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 18
-----
----- La 4 changement d'outils ou le changement d'orientation-----
-----
Donner le nombre de la première valeur de changement: 19
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 21
-----
----- La 5 changement d'outils ou le changement d'orientation-----
-----
Donner le nombre de la première valeur de changement: 22
Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 35

```

Start Waiting for input

OVR

Fenêtre de traitement des données sur MATLAB

MATLAB 7.8.0 (R2009a)

File Edit Debug Parallel Desktop Window Help

Current Directory: C:\Users\pc\Documents\MATLAB

Shortcuts How to Add What's New

Editor - MASTRE2.m

Variable Editor - ROP

Stack: Base

Workspace

Name	Value	Min	Max
AA			
AB			
Alpha			
DB			
K			
N			
N1			
N2			
Nimax			
Nmin			
Nop			
Npas			
Prof			
ROP			
ROPop			
ROPop1			
ROPopf			
Re			
Re1			
Rop			
T			
Tita			
Titamax			
WOB			
WOBV			
WOBmax			
WOBmin			
WOBop			
WOBop1			
WOBpas			
i			
j			
n			
nw			
o			
p			
r1			
r11			
r12			
r2			
y			

```

126 - nw(i)=nw(i);
127 - Alpha(i)=Alpha(i);
128 - ROPop(i)=ROPop1(i);
129 - WOBop(i)=WOBop1(i);
130 - Nop(i)=N(i);
131 - Re1(i)=1;
132 - end
133 -
134 - else
135 - Tita(i)=(y(i)-Prof)*Titamax/(y(i)^2-1)-Prof;
136 - WOB=WOBV*(1-(0.2*cosd(Tita(i)))));
137 - for i=1:N1;
138 - ROPop1(i)=0;
139 - for j=1:N2;
140 - nw(j)= 36*T(i)/(DB(i)*WOB(j));
141 - Alpha(j) = (((13.33)*N(i)*nw(j))/(DB(i)*ROPop(i-1))+1/AB(i))*WOB(j);
142 - Rop(j)= ((13.33)*N(i)*nw(j))/(((DB(i)*Alpha(j))/WOB(j))-1/AB(i));
143 - if (Rop(j)>ROPop1(i));
144 - nw(i)=nw(j);
145 - Alpha(i)=Alpha(j);

```

Command Window

New to MATLAB? Watch this [video](#), see [Demos](#), or read [Getting Started](#).

Donner le nom de fichier excel: MD2492
 Donner le nombre de la première valeur de changement: 2
 Donner le nombre de la dernière valeur de changement: 35
 Donner la profondeur départ de partie horizontale par (m): 3000
 Donner le pas de N/N=1 : 1
 Donner le pas de poids/WOB=1102.3 : 1102.3
 Donner l'angle maximum de déviation par (degr): 91

Start Busy

Exécution du programme sur MATLAB

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 pétrolier mondiaux, environ 60% du prix total d'un forage est en fonction de la durée de réalisation de ce dernier.

Nous présentons dans notre travail une approche d'optimisation des paramètres mécaniques de forage horizontal, principalement le poids appliqué sur l'outil et la vitesse de rotation. Le modèle d'optimisation utilisé se base sur le calcul de la vitesse d'avancement à partir de la méthode d'énergie spécifique, par l'élaboration d'un programme de calcul à l'aide du logiciel MATLAB ce qui permettra d'obtenir le poids sur l'outil et la vitesse de rotation optimaux afin de maximiser la vitesse d'avancement.

Une application de notre programme a été fait sur les puits : MDZ491, MDZ492 et MDZ501 situe dans le champ de Hassi Messoude.

Mots clés : Forage horizontal ; Optimisation ; Energie spécifique ; Vitesse de pénétration ; Poids sur l'outil; Vitesse de rotation.

Optimization of mechanical drilling parameters in horizontal wells study case: (MDZ491 – MDZ492-MDZ501).

Abstract:

One of the trends of the development of drilling technology is to achieve the objectives at lower cost and in the best conditions of safety. Through the entire world oil reserves, about 60% of the total drilling cost are depends of the well realization time.

In our work we present an approach for optimizing the mechanical parameters of horizontal drilling, the weight mainly applied on the bit and the rotational speed. The optimization model used is based on the calculation of rate of penetration from specific energy method, the development of a computer program using MATLAB which will provide the weight on bit and the rotation speed optimal to maximize the rate of penetration.

An application of our program has been done on the well: MDZ491, MDZ492 and MDZ501 located in Hassi Messoude.

Key words: Horizontal drilling; Optimization; Specific energy; Rate of penetration; Weight on bit; Rotational speed.