

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR ANNABA-UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA



جامعة باجي مختار عنابة

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIORAT
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE

PRESENTE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER

INTITULE

Amélioration des paramètres mécaniques du forage horizontal

DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE

FILIERE : MASTER

SPECIALITE : ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENT

PRESENTE PAR : CHEFFAH SALIM

DIRECTEUR DU MEMOIRE : Prof. SARI MohamedRafik

DEVANT LE JURY

PRESIDENT: B.MERZOUG Prof.UBM-ANNABA

EXAMINATEURS :

F.MECHIGELM.C-AUBM-ANNABA

S.KADRIM.A-A UBM-ANNABA

Année : 2016/2017

Dédicace

Je dédie ce travail

*A*toutes personnes m'ayant accompagné

Par une parole, un geste ou même une pensée,

*A*toutes celles ayant contribué

De prêt ou de loin à cette finalité.

*A*mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, que dieu vous garde à moi.

*A*mes petits anges Sirine et Siradj.

Merci pour tout

salim

Remerciements

Je tiens avant tout à remercier notre Bon Dieu tout Puissant qui m'a donné le courage, la force et la volonté pour achever ce modeste travail.

Egalement, je présente mon grand respect et mes vifs remerciements à l'égard de mon promoteur **Monsieur le Professeur SARI Med Rafik** pour son aide, ses conseils et sa disponibilité.

Un grand merci à **Mr Mezzar A. Erazak** pour son aide précieuse.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à tous mes enseignants pour leur soutien tout au long des années d'études.

Finalement, j'exprime vivement mes remerciements aux membres du jury qui vont nous honorer par leur présence pour juger notre travail

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'amélioration des paramètres mécaniques de forage horizontal, à savoir le poids appliqué sur l'outil et la vitesse de rotation. Le modèle d'amélioration utilisé se base sur le calcul de la vitesse d'avancement à partir de la méthode d'énergie spécifique, 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 du notre programme a été faite sur les puits situé dans le champ de In-amenas.

Mots Clés : Forage - Modélisation - Energie spécifique - Paramètre ROP.

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 amelioration the mechanical parameters of horizontal drilling, the weight mainly applied on the bit and the rotational speed. The amelioration model used is based on the calculation of rate of penetration from specific energy method, 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 located in In-Amenas.

Key-words : Drilling - Modeling - Specific energy - ROP parameter.

Sommaire

Résumé	
Remerciement	
Dédicaces	
Nomenclatures.....	01
Introduction générale.....	04

CHAPITRE I

Généralités sur le forage horizontal

I.1.Introduction	08
I.2.Différents profils de forage horizontalàIN-AMENAS.....	08
I.2.2.Mediumradius.....	09
I.2.3.Shortradius.....	09
I.3.Calculdetrajectoire.....	11
I.4.Choix delaméthode.....	11
I.5.Méthode du rayondecourbure.....	11
I.6.Leséquipementsutilisés.....	13
I.6.1.Moteurdefond.....	14
I.6.2.Composition du moteurdefond.....	14
I.6.3.Principedefonctionnement.....	15
I.6.4.Limited'utilisation.....	16
I.6.Conclusion.....	17

CHAPITRE II

Elaboration d'un programme de puits

II.1.Introduction	19
II.2.Harmonisationdesdiamètres	19
II.2.1.Méthode d'établissement d'unprogrammed'harmonisation	19
II.2.2.Application sur lepuitsIN-AMENAS.....	13
II.3.Programme d'outildeforage	24
II.3.1.Outilàmolettes	25
II.3.2.Outil à éléments decoupefixes	27
II.3.3.Diamantsnaturels.....	30
II.4.Programmedegarniture.....	31
II.5.Programmedeboue.....	34
II.5.1.Principaux rôles delaboue	34
II.5.2.Caractéristiques de boue utiliséesIN-AMENAS	35
II.5.3.Choixdeboue.....	36

II.6.Programmedetubage...	36
II.6.1 Butdetubage...	36
II.7.Programmecimentation	37
II.7.1.Objectifs delacimentation	37
II.7.1.2.Calcul de volume de laitier V_{lc} et sa quantitédeciment	38
II.8.Conclusion	41

CHAPITRE III

Modèles d'amélioration du forage

III.1.Introduction.....	43
III.2.Paramètresmécaniques.....	43
III.2.1.Type et conceptiondel'outil	44
III.2.2.Vitesse d'avancementouROP	44
III.2.3.Poids sur l'outilouWOB.....	44
III.2.4.Vitesse de rotationou RPM.....	44
III.3.Paramètreshydrauliques	45
III.3.1.Débit.....	45
III.3.2.La pression du fonddupuits.....	45
III.3.3.Type du fluidedeforage	46
III.3.4.Caractéristiques du fluidedeforage	46
III.4.Modèle de l'énergiespécifique (Es).....	47
III.4.1.Définition	47
III.4.2.Principe de la théorie del'énergiespécifique.....	47
III.4.3.Coefficient defrottement μ	48
III.4.4.EfficacitémécaniqueEff	49
III.5.Autresméthodes	51
III.5.1.Amélioration du ROP par laprocédureDRILL-OFF.	51
III.5.2.Méthoded'ArthurLubinski.....	52
III.5.3.Méthoded'I.G.Falconer	53
III.6.Conclusion	53

CHAPITRE IV

Conception du modèle d'amélioration

VI.1.Introduction	55
VI.2. AméliorationparEs.....	55
VI.2.1.Puitsverticaux	55
VI.2.2.Puitshorizontaux	58
VI.3.Interprétationdesrésultats.....	61
VI.3.1.Application sur lepuitsIAKZ-1.....	61
VI.3.4.Calcul de gainparamélioration.....	66
VI-4 Limitationdu modèle	67
VI-5Conclusion.....	67

Conclusion générale.....	69
Défroncé.....	71
Annexe.....	73
Liste desTableaux.....	77
Liste desFigures.....	79

Nomenclatures

Cette partie contient une liste des abréviations et des notations utilisées. La plupart sont citées dans le mémoire avec détail.

- BHA: Bottom Hole Assembly (garniture de fond).
- EOB: End Of Build (fin de construction).
- KOP: Kick-Off Point
- Es : Energie spécifique (psi).
- A : Section des tiges en in^2 .
- AB : Section de forage en (in^2).
- CCS : Pression de confinement (Confined Compressive Strength) en psi.
- DB : 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).
- EFFM : Efficacité mécanique.
- FORS : Dureté apparente de la formation.
- GOC: Gaz Oil Contact.
- HWDP: Heavy Weight Drill Pipe (Tige Lourde).
- HMD : HassiMessoud.
- K : Coefficient d'élasticité.
- L : Longueur des tiges en (ft).
- LWD: Logging While Drilling.
- MD: Langueurmesuré (Measured Depth).
- MSEmin : Energie mécanique spécifique en [ksi].
- MWD: Measurement While Drilling.
- N: Vitesse de rotation.

Nomenclature

PDC : Polycrystalline Diamond Compact.

PDM : Positive Displacement Motor (Moteur à Déplacement Positif).

ROP : Taux de pénétration (ft/hr).

RPM : Rotation Per Minute (tours par minute).

T : Couple (ft-lbf).

t : Temps d'enregistrement en (h).

TVD : Total Vertical Depth (profondeur totale verticale) en (ft).

WOB : Poids sur l'outil (lbf).

μ : Coefficient spécifique de frottement de glissement (sliding) de l'outil (sans dimension).

D_t : Diamètre du trou (mm).

D_m : Diamètre du manchon (mm).

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

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

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

VEA : Volume de l'espace annulaire trou - tubage [l/ m].

h_{Sp} : Côte du spacer [m].

h_t : Côte du laitier de tête [m].

$V_{q_{th}}$: 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.

V_s : Volume de spacer.

V_c : Volume de chasse [m³].

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

IAKZ- 1: In Akmil horizontal.

IKNOZ-1 : In Akmil nord horizontal.

TMTNZ-1: Tamadanet nord horizontal.

IA-132: In Adaoui.

Introduction générale

La demande croissante des hydrocarbures à l'échelle mondiale oblige les entreprises pétrolières à la découverte et le développement de nouvelles réserves en ressources énergétiques.

Cependant les recherches et l'exploitation des gisements engendrent des coûts élevés qui sont un souci majeur pour les entreprises pétrolières. Ces dernières cherchent toujours à avoir une énergie à faible coût par utilisation de plusieurs méthodes et techniques. Comme exemple, l'investissement destiné à la réalisation du puits (forage) est très répandu dans nos jours.

La rentabilité du forage est évaluée en termes de dépense d'énergie nécessaire pour réaliser un puits avec un minimum de temps; cela est réalisée à travers la maîtrise des paramètres de forage : poids sur l'outil, vitesse de rotation, type et conception de l'outil, puissance hydraulique, vitesse de pénétration.....etc. Parmi les paramètres de forage, la vitesse de pénétration de l'outil présente plus d'effet sur l'efficacité de forage. En effet, la prédiction et l'amélioration de la vitesse d'avancement de l'outil contribuera à obtenir un gain économique optimal.

L'objectif visé par cette étude est l'amélioration des paramètres mécaniques de forage dans un puits horizontal. En effet, par emploi de différentes méthodes et lois empiriques, notamment celle de l'énergie spécifique, on étudie l'effet des paramètres mécaniques de forage sur la vitesse d'avancement de l'outil. La compréhension de cet effet permettra de tirer une conjoncture et d'anticiper les défauts et pallier les insuffisances pour avoir un gain optimal en termes du temps, coût et sécurité.

Introduction

Le travail présenté dans ce mémoire contient une introduction générale, quatre chapitres et une conclusion générale. Elles sont organisés comme suit :

Dans le premier chapitre qui concerne les généralités, les différents profils de forage horizontal à IN-AMINAS et les équipements utilisés dans le processus de forage sont présentés avec détail.

Le deuxième chapitre est consacré à l'exposition des différents programmes de l'opération de forage : programme d'harmonisation des diamètres, programme des outils de forage, programme de garniture, programme de boue et programme de cimentation.

Dans le troisième chapitre, sont exposées les différents modèles permettant d'améliorer (optimiser) le processus de forage. Il s'agit bien évidemment des modèles suivants :

- modèle de l'énergie spécifique.
- modèle déduit de la procédure drill-off.
- modèle d'Arthur Lubinski.
- modèle de Falconer.

Le quatrième et dernier chapitre est principalement dédié aux calculs. Ce chapitre utilise la méthode d'amélioration du taux de pénétration de l'outil (ROP) par la théorie de l'énergie Spécifique (Es)

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

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 augmenté considérablement la surface de contact entre le réservoir et la colonne de production. Il est également un bon candidat pour les réservoirs à fracture verticale ou les réservoirs multicouches puisqu'un seul puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux. De plus, il permet la résolution d'un certain nombre de problèmes comme l'inaccessibilité au site (montagne par exemple), forage auprès des dômes salés, présence de failleetc.

Le forage horizontal est aussi parmi les techniques les plus développés dans le domaine du forage pétrolier à IN-AMENAS (par exemple, forage de puits MDZ1 en 1993).

Dans ce chapitre nous exposons les différents profils du forage horizontal, les méthodes de calcul et les équipements utilisés dans le forage horizontal.

I.2. Différents profils du forage horizontal à IN-AMENAS:

Le profil est la forme d'un puits entre la surface et 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 utilisés sont : médium et short radius (moyen et court rayon).

I .2.1. Les méthodes Medium radius (moyen rayon):

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 montée de 8-20°/100ft et une extension horizontale de 1500-3000ft qui peut atteindre jusqu'à 4000ft au maximum.

Les avantages des méthodes "medium radius" sont:

- 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.

Les inconvénients des méthodes "medium radius" sont:

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

I .2.2. Les méthodes "short radius":

Les "short radius" souvent dit drain latéral sont forés à partir d'un puits tubé (cased hole). Ils ont un rayon de courbure court de quelques pieds jusqu'à 60 ft avec un gradient de montée très important et un déplacement horizontal entre 300-700 ft. Il est généralement employé dans les champs de IN-AMENAS pour les travaux de workover.

Les avantages de ces méthodes sont:

- Plus de précision de trajectoire que les autres profils.
- 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,etc.).

Les inconvénients de ces méthodes sont:

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

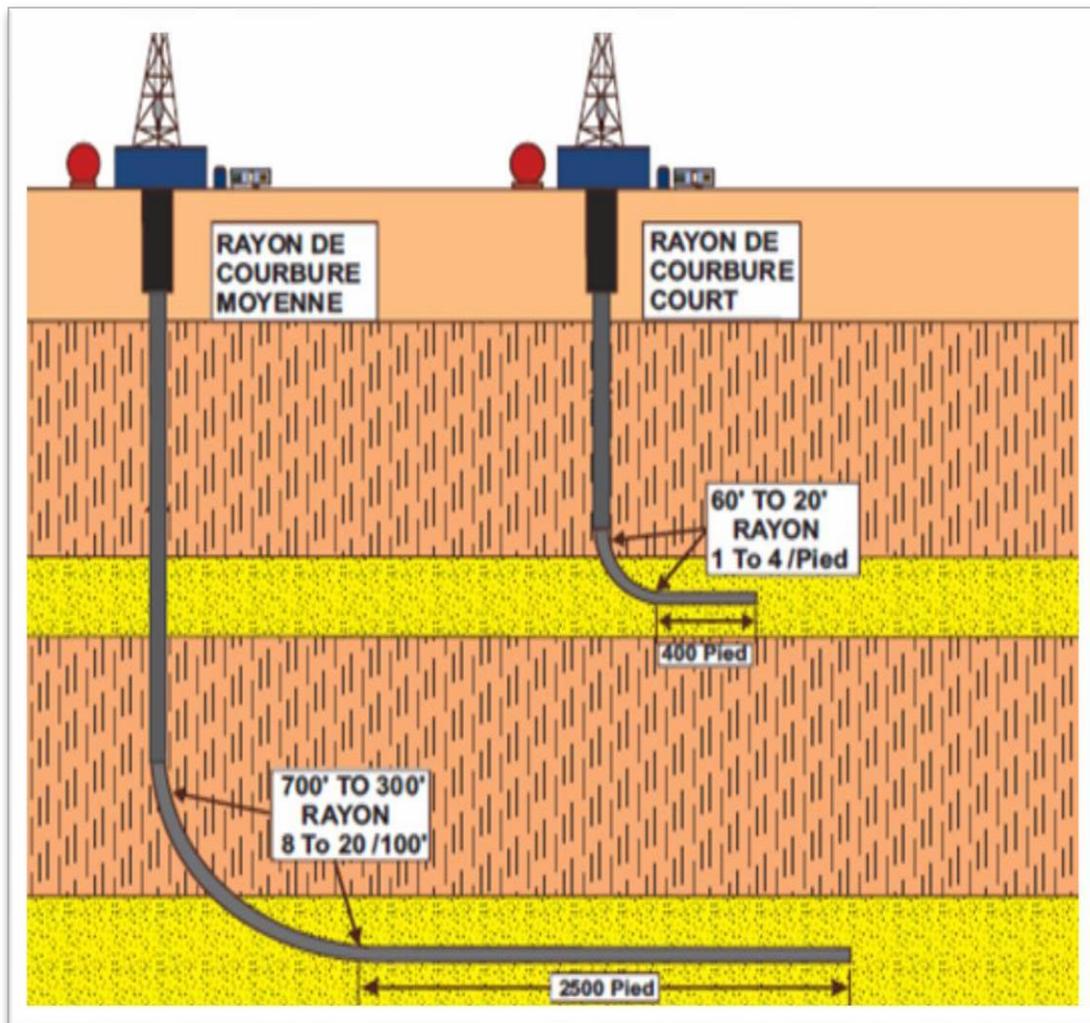


Fig.1 Profil du forage horizontal à IN-AMENAS.

I .3.Calcul de la 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, telles que la méthode d'angle moyenne, méthode tangentielle, méthode du rayon de courbure ou méthode de courbure minimale, 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 s'intéresse à la méthode de rayon de courbure.

I .4.Choix de la méthode:

La sélection de la méthode de rayon de courbure prise comme méthode de calcul de la trajectoire de l'outil dans ce travail faite à cause de la simplicité qu'elle offre. En effet, on peut faire les calculs à l'aide d'une calculatrice. Elle fournit de très bonnes précisions en comparant aux autres méthodes, mais elle est moins bonne que la méthode de courbure minimale.

I .5.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 Fig. 2).

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

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

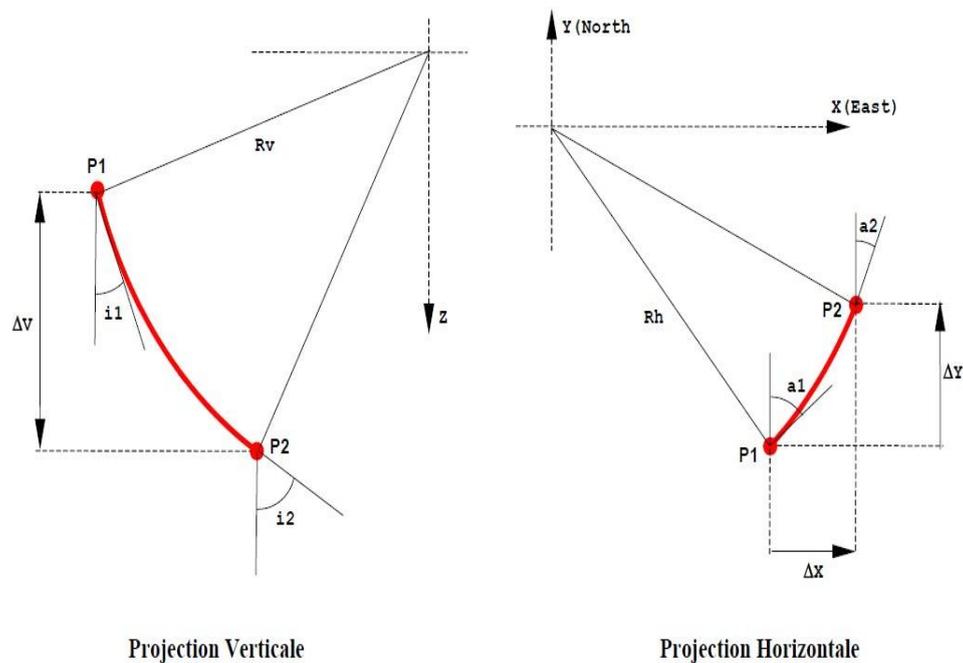


Fig. 2 Calcul de la trajectoire .

Avec :

P1, P2 : les points 1 et 2 respectivement.

I1 : inclinaison 1.

I2 : inclinaison 2.

a1: azimuth 1.

a2: azimuth 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]:

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

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

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

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

Par exemple les coordonnées de puit IAZ-132

Donnée de surface	Azimuth	130°
	Inclinaison	90.09°
	X ₀	537000.07m
	Y ₀	3143200.02m
Donnée de cible	TVD (true vertical drill)	3471.243 m
	ΔH (déplacement horizontal)	853.903 m
	ΔX (coordonnée E/W)	536847 m
	ΔY (coordonnée N/S)	3143010 m

Tableau (1): Les coordonnées des puits IAZ-132.

I.6. 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 regroupe les équipements suivants (on s'intéressera plus particulièrement à la description du moteur de fond) :

- ✓ Un outil PDC 12^{1/4} de diamètre.
- ✓ Bottom sleeve stabilisateur.
- ✓ Hang-off sub.
- ✓ DGWD (gero wiledrilling).
- ✓ X-oversub.
- ✓ Sub-XO.
- ✓ Raccords pour valve anti-retour.
- ✓ Une coulisse hydraulique 6" 1/2.

- ✓ Des tiges HWDP.
- ✓ Un moteur de fond de 4/5lobe.

I .6.1.Moteur defond:

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 le rotor.

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

I .6.2.Composition du moteur de fond:

Il comprend les éléments suivants :

- **Un étage moteur:**

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes[4].

- **Un étage deroulements:**

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. L'étage moteur, est très "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)[4].

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 .6.3.Principe de fonctionnement:

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes aux 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, appelés "lobes". La multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation et vice versa. Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor[4].

I .6.4.Limited'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.

Ces limites sont :

- Coupleréactif.
- Calage.
- Chute de pression de l'outil deforage.
- Bouchage.
- Quantité de solides dans le fluide deforage.
- Température.
- Boues au niveau de l'huile.
- Durée de vie des outils deforage.

I .7.Conclusion :

Le forage horizontal à IN-AMENAS connaît un développement depuis son introduction, notamment dans les short et medium radius. Ses nombreux avantages (techniques), son champsd'application et son rendement de productivité peuvent justifier ses coûts financiers.

II .1.Introduction:

L'élaboration d'un programme d'harmonisation des diamètres est fondée sur des données comme la pression, le débit du réservoir ou suivant le type de forage s'agissant du forage d'expertise, d'exploitation ou d'autres critères comme ciblés par les entreprises. Dans ce chapitre, nous on va exposé les différents programmes de l'opération de forage : programme d'harmonisation des diamètres, programme des outils de forage, programme de garniture, programme de boue et programme de cimentation.

II.2 Harmonisation des diamètres :

L'harmonisation du diamètre prévoit la détermination de l'architecture du puits en sélectionnant le diamètre du forage et le diamètre 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. On s'intéresse plus particulièrement aux calculs du diamètre du trou et du diamètre intérieur de la colonne

➤ **Calcul du diamètre du trou:** il se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

Avec

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:** Il est donné par :

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

Avec

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 à IN-AMENAS:

Les données des différentes phases (diamètres nominaux) de réalisation du puits sont regroupées dans le Tableau 2.

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

Tableau 2 données du puits IA-132.

Colonne de production Liner cimenté 4"1/2:

Le calcul des diamètres pour chaque phase est comme suit :

a- 5^{ème} Phase :

L'objectif de cette phase est de carotter et évaluer les réservoirs de cambrien et atteindre la profondeur finale TD. Cette phase doit être couvrir avec liner 4"1/2 et bien cimentée pour isoler les différentes zones [2].

Diamètre du 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 nominal 6"

- Diamètre intérieur de la colonne :

$$D_{int} = 4''^{1/2}$$

b- 4^{ème} Phase :

L'objectif de cette phase est de traverser le réservoir. Le sabot de 7" doit être posé au top du Cambrien [2].

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 nominal : 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 nominal $8''^{3/8}$

c- 3^{ème} Phase :

L'objectif de cette phase est de couvrir le Lias salifère argileux supérieur et le Trias argileux inférieur [2].

- Diamètre intérieur de la colonne :

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

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

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

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

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

- 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 nominal $12''^{1/4}$

d- 2^{ème} Phase :

L'objectif principal de cette phase est de forer les argiles et les grès avant de traverser les formations gonflantes [2].

- Diamètre intérieur de la colonne:

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

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

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

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

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

- 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 nominal $16''$

e- 1^{ère} Phase :

Le but principal de cette phase est d'isoler les formations fragiles de surface .

- Diamètre intérieur de la colonne :

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

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

$$\delta = 7.00 \text{ mm} \quad D_{int} = 420.40 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominal : $18''^{5/8}$

- 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 nominal 26''.

Phase	Diamètre du trou (in)	Diamètre intérieur de la colonne
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.

Les résultats d'harmonisation du puits IA-132 sont donnés par le Tableau 3.

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 sa réalisation. 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 est concrétisé un puits dépend d'une grande partie du choix de l'outil et des paramètres fonctionnels, tels que : la vitesse de rotation de l'outil, le poids sur l'outil, les charges d'impacts sur l'outil et le nettoyage du front détaillé.

Dans ce programme deux types d'outils sont utilisés :

- Outils à molette ;
- Outil à éléments de coupe fixe (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 Fig. 3).

Les outils à molette sont formés des dents usinées dans le cône, des roulements étanches lubrifiés, des paliers de friction et des duses.



Fig.3 Outil tricône.

➤ *Mode de destruction de la roche:*

L'efficacité d'un outil à molette 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 devrait 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 (Fig.4).

- Arrachage du copeau de terrain par ripage de la molette surelle-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.

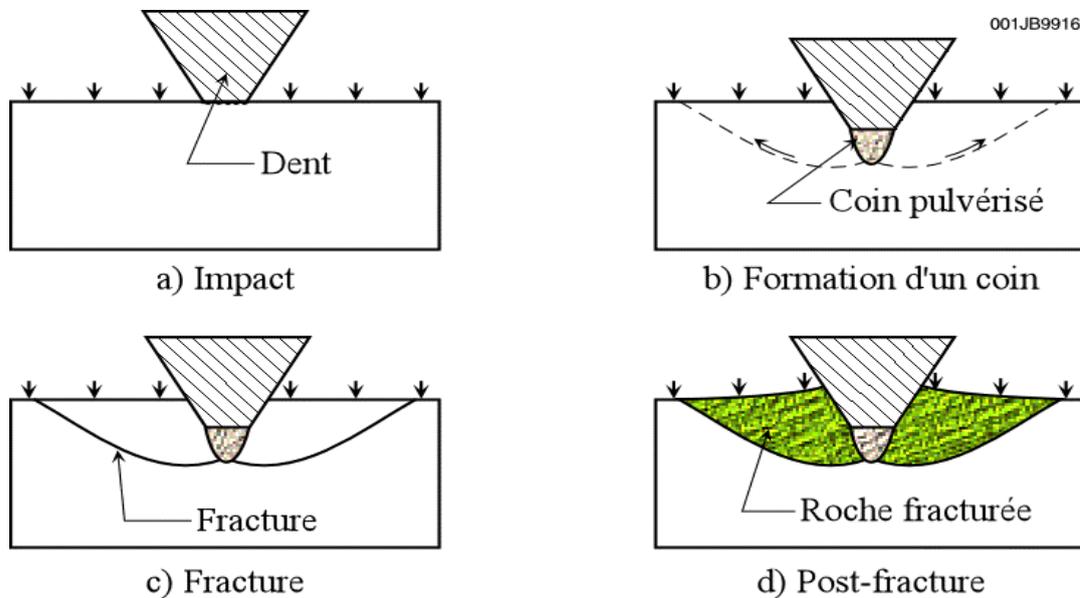


Fig.4 Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche

➤ **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 formation tendre, 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 formation dure. Ceci laisse plus de place pour des éléments de coupe longs et minces [6].

D'après les données du 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 avec des jambes longues, donc ce qui correspond à un outil tricône de 26" (Tableau 4).

➤ **Caractéristiques des outils tricônes utilisés:**

Le Tableau 4 représente les caractéristiques des outils tricônes.

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

Tableau4 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] (Fig. 5).

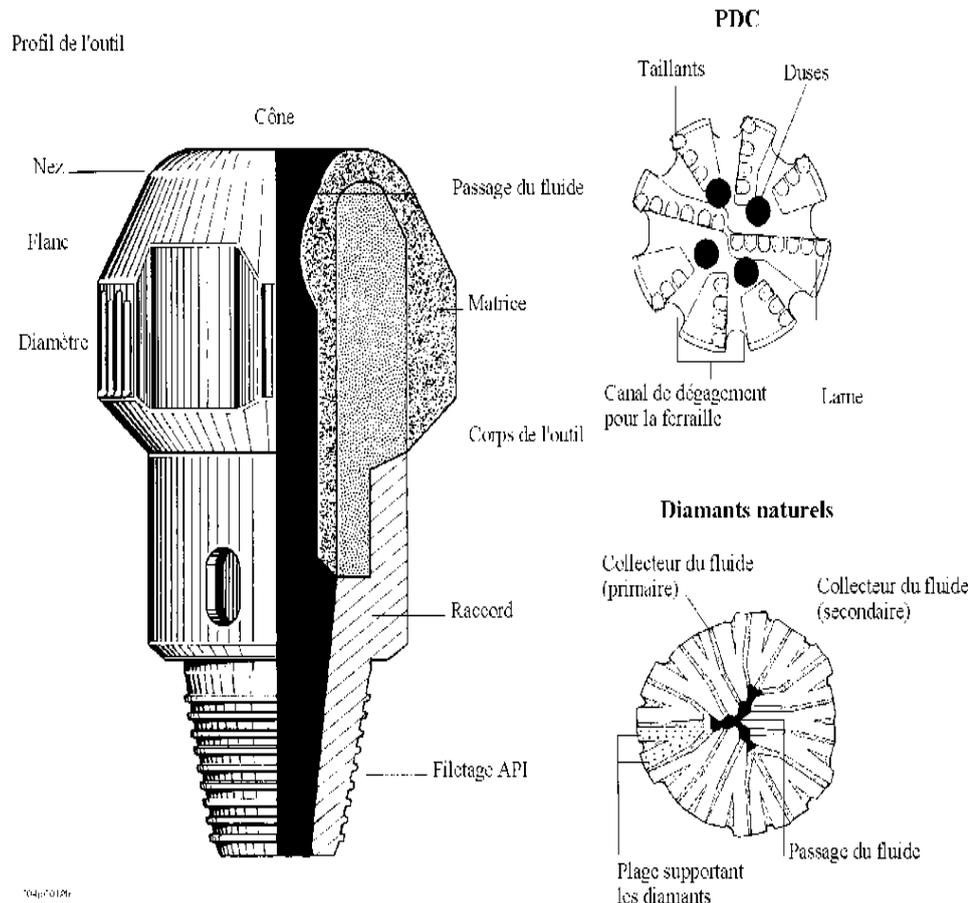


Fig. 5 Outils à éléments de coupe fixe .

➤ **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 (Fig. 6), ce qui contribue à un meilleur nettoyage du front de taille, donc on évite le bourrage de l'outil et par

conséquent l'obtention d'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.

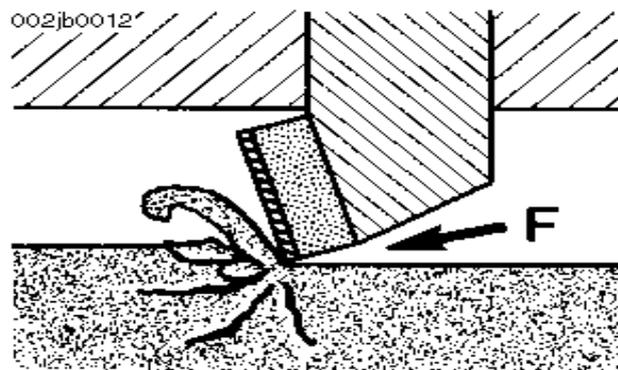


Fig.6 : Mécanisme d'action d'un outil PDC.

➤ **Choix d'un outil PDC:**

Dans la phase 16" c'est une formation de dureté moyenne, d'un poids élevé et d'une grande vitesse de rotation, donc il faut avoir un outil avec des dents courts, ce qui correspond à un PDC (Tableau (5)).

➤ **Caractéristiques de l'outil PDC utilisé :**

Les caractéristiques fonctionnelles de l'outil PDC sont regroupées dans le Tableau 5.

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 5Caractéristiques d'un outil PDC.

II.3.3 Diamants naturels:

Il agit par abrasion en creusant un sillon autant par fracturation que cisaillement, En effet, il laboure la roche (Fig. 7). L'effort d'écrasement a autant d'importance que l'effort tangent. Il est donc 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].

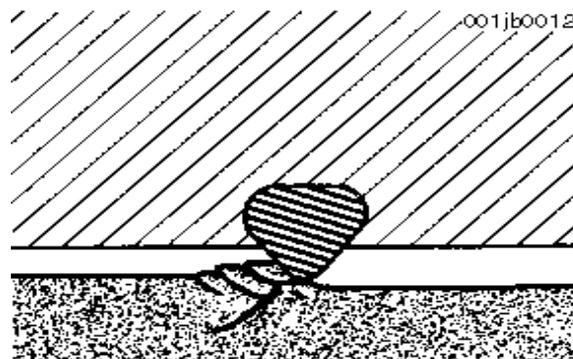


Fig.7 Action d'un outil à diamant naturel.

➤ **Choix de l'outildiamant:**

Dans la phase 6" nous avons une formation très dure et une vitesse d'avancement très faible à cause de la 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 Tableau6.

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

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

Tableau6 Caractéristiques d'un outil diamant.

II.4 Programme de garniture:

La garniture de forage 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 de la surface jusqu'à l'outil;
- Réaliser les opérations liées au forage (cimentation, DST, LOGGING, perforation.....

etc..).

Exemple d'application sur le puits IA-132 :

Programme de 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 7.

Eqpt phase 26" PENDULUM BHA	Nbr	D_{Exterieur}	D_{Interieur}
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" .

➤ 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	NB	OD	ID
PDC bit	1	16	
Short neck NB stabilizer	1	15.	3.0
Short drill collar	1	9.5	3.0
Stabilizer	1	15.	3.0
Drill collar	1	9.5	3.0
Stabilizer	1	15.	3.0
Drill collar	2	9.5	3.0
XO	1	9.5	3.0
Drill collar	9	8.0	2.8
Hydraulique jar	1	8.0	3.0
Drill collar	2	8.0	2.8
XO	1	8.0	2.8
HWDP	12	5.5	3.2

Tableau 8 Les équipements de la phase 16" .

➤ *La phase 12"1/4:*

Dans cette phase on a recouru à une garniture mixte "packedhole" dans la partie verticale avant le build up et une garniture directionnelle dans la section déviée. L'objectif visé est de tirer les avantages des deux à la fois (Voir 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

Tableau9 BHA directionnelle du puits.

II.5 Programme de la boue :

La préparation d'un programme de boue constitue l'opération clé pour le succès d'un puits de forage, puisque la majeure partie de l'énergie consommée sur la sonde est d'origine hydraulique. Un programme a donc la vocation de déterminer le type, les caractéristiques rhéologiques de la boue, ainsi que la quantité, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures 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 couple et les frottements de la garniture avec les parois du trou ;

- Remonté des informations géologiques.

II.5 .2.Caractéristique de la boue utilisée sur le puits d'IN-AMENAS:

les caractéristiques de la boue utilisée sont regroupées dans le Tableau 10.

Phas	type	MW(s)	Yield	O/W	Debit de pompe
36"	Benthoniq	1.03	/	/	/
26"	Benthoniq	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

Tableau10 Caractéristiques de la boue.

II.5.3 Choix de la boue :

➤ Phase 26":

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

➤ Phase 16":

La boue à base d'huile (OBM) permet d'éviter les coincements et a une densité légèrement élevée que la précédente à cause de l'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/m^3 .

➤ **Phase 8''^{3/8} :**

Boue OBM avec une densité de 1.45. Elle joue un double rôle :

- contrôler la pression de réservoir Pr dans l'ordre 6612psi;
- ne pas dépasser 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 au cours du 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 la profondeur prévue, les pressions attendues, le type d'effluent attendu (huile ou gaz) et 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 élevée ;
- Servir d'engrenage au BOP.

II.7 Programme cimentation:

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

Le programme de ciment permet donc de déterminer et de calculer le volume de laitier de ciment à injecter, ainsi que de 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 Objectives de la cimentation :

Principalement, le manœuvre de cimentation est fait pour :

- Ancrer la colonne ausol ;
- Éviter la pollution des nappesphréatiques ;
- Maintenir le terrain de lasurface ;
- Sert d'ancrage aux dispositifs de sécurité et d'assise et aux dispositifs de suspension des colonnessuivantes ;
- Obturer une couche productriceépuisée ;
- Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosionélectrochimique ;
- Fermer un puits que l'onabandonne ;
- Colmater les pertes decirculation.

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

Le calcul du volume de laitier et la quantité de ciment est donné par les relations suivantes (Tableau 11).

Volume théorique de tête	$V^T = V_{EA} * (h_t - h_{sp}) * 10^{-3}$
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_f : Côte du laitier de tête [m].

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

V_f : Volume intérieur du trou [l/ m].

h_s : Côte du sabot.

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

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

V_s : volume de spacer.

V_c : Volume de chasse [m³].

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

Les propriétés du ciment sont données dans le Tableau 12 :

Phase	Volume EA
26"	166.8
16"	39.1
12"	29.1
8"	12.9
6"	8

Tableau 12 Propriétés du ciment.

D'après le formulaire duforeur, on a dans le Tableau 13, les valeurs du rendement en fonction de la densité :

Densité	Rendement ciment	Rendement eau douce
2.03	663	345
2.00	683	365
1.90	758	441
1.58	1203	875

Tableau 13 Rendement de ciment en fonction de la densité

Enfin, les résultats du programme de cimentation sont regroupés dans le Tableau 14 :

Phase	26''	12''	8''
Volume théorique de tête	65.68	32.70	11.9
Volume réel de tête	98.52	40.87	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	51.03	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 :

Dans ce chapitre on a essayé de présenter les différentes étapes d'élaboration d'un programme de forage. L'élaboration de ce programme constitue un élément essentiel pour assurer une bonne prédiction afin de faciliter la réalisation d'un puits.

III . 1. Introduction:

Le temps consacré dans l'avancement de l'opération de 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) de l'outil a une grande influence sur les coûts de forage et par conséquent les entreprises pétrolières cherchent toujours à réduire le temps à travers des modèles d'amélioration appropriés.

Pour trouver un (ROP) optimal, il faut tirer les meilleurs avantages que possible sur l'ensemble des paramètres mécaniques et hydrauliques, c'est-à-dire d'avoir les paramètres optimaux. En contre partie, cela constitue un défi technique majeur car les paramètres du forage sont donnés ou bien 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 de l'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 telles que la traction et 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 à cause des duretés variables des formations géologiques du terrain et de la très grande variété des types d'outils utilisés. Le nombre, la taille, la forme des dents et la conception des duses sont des caractéristiques qui influent sur l'avancement de l'outil et par conséquent il n'est pas facile de choisir le meilleur outil pour le terrain[8].

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 tout les autres paramètres sont liés d'une manière ou d'une autre à l'outil dont l'objectif principal 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[8].

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

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 croit en proportion directe avec la vitesse de rotation dans les terrains tendres, mais pas dans les terrains durs. Pour ces derniers, il existe une vitesse optimale au-delà de laquelle la vitesse d'avancement n'augmente plus. Cette vitesse maximale de rotation décroît au fur et à

mesure que la dureté de la formation géologique augmente. Par ailleurs la vitesse optimale de rotation décroît quand on augmente le poids sur l'outil[8].

III.3 Paramètres hydrauliques :

Les paramètres hydrauliques sont tous les facteurs liés au fluide de forage, tels que : le débit, la pression, type du fluide de forage, laboue et ses caractéristiques (densité, viscosité...). Ces paramètres jouent le rôle de lubrification, de refroidissement et vont permettre le nettoyage du fond, mais ils affectent 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 la forme et du diamètre équivalent des déblais, du régime d'écoulement du fluide et de la quantité de la sédimentation, ainsi que les paramètres rhéologiques du fluide[8].

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

III.3.2 La pression du fond du puits :

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

Si la différence diminue, la vitesse d'avancement sera élevée et par conséquent le phénomène de poussée d'Archimède sur la garniture de forage apparaît..

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 traversée, de la pression et aussi des problèmes rencontrés et de 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 forer, on sera exposé à d'énormes problèmes qui résultent soit de sa composition (contamination), soit de ses caractéristiques (pertes et venues) [9].

III.3.4 Caractéristiques du fluide du forage :

III.3.4.1.Densité:

La densité est l'une des facteurs de boue agissant sur le transport des "cuttings" puisqu'elle représente la capacité de soulever les déblais du fond vers la surface. La densité peut se modifier selon les circonstances du forage sans pour autant dépasser une certaine limite afin d'assurer un bon nettoyage du fond[9].

III.3.4.2.Viscosité :

Des essais ont mis en évidence l'influence néfaste de la viscosité sur 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 par conséquent aider à la destruction de la formation[9].

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 d'«*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 assurer un minimum de quantité d'énergie. Cette quantité dépendra du type d'outil utilisé et de la nature de la roche[9].

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

La théorie de l'énergie spécifique (Es) fournit des moyens pour prévoir ou 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 de l'efficacité de l'outil pour détruire la roche [8].

L'énergie spécifique "ES" est une mesure utile pour présager la puissance requise (le couple de serrage de l'outil et le paramètre 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 rotationnel dans les conditions atmosphériques.

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

Avec:

ES : l'énergie spécifique (psi).

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

AB : La section de puits « l'outil »

(in²). N : RPM (Rotation Par Minute).

T : Couple (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 couple (T) en 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 couple (T) sont fiables. Le coefficient de frottement se calcule comme suit [8] :

$$\mu = 36 \frac{T}{WOB \cdot DB} \quad (2)$$

Avec:

T : couple en (ft*lb).

WOB : le poids sur l'outil (lbf)

DB : diamètre de l'outil (in).

μ : Le coefficient de frottement (sans unité).

III.4.4 Efficacité mécanique EFFm:

Teale [8] a également présenté le concept de l'énergie spécifique minimale et l'efficacité mécanique maximale. L'énergie spécifique minimale est atteinte quand l'énergie spécifique s'approche ou presque égale à l'effort de compression de la roche à forée.

L'efficacité mécanique (EFFm) pour n'importe quel type d'outil est alors calculée comme suit :

$$\text{EFF}_{\max} = 100 \times \frac{\text{ES}_{\min}}{\text{ES}} \quad (3)$$

Où : ES min= l'énergie spécifique minimale (Dureté de la roche).

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

$$T = \frac{\text{CCS}}{\text{EFF}_{\text{m}}} - \frac{4 \times \text{WOB}}{\pi \times \text{DB}^2} \times \frac{\text{DB}^2 \times \text{ROP}}{480\text{N}} \quad (4)$$

Substituant l'énergie spécifique (E_s) en termes d'efficacité et du couple mécanique en fonction du WOB et résolvant l'équation (1) pour ROP, le taux de pénétration peut être calculé à l'aide de l'équation (5) :

$$ROP = \frac{13.33 \times \mu \times N}{DB^2 \frac{CCS}{EFF_m \times WOB} \frac{1}{AB}} \quad (5)$$

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

III.5 Autres méthodes :**III.5.1. Amélioration du ROP par la procédure drill-off :**

La procédure la plus importante de l'amélioration 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 :

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

Avec

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 différentes valeurs de 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 enregistrées 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].

$$ROP = \frac{dD}{dt} \times K \frac{dWOB}{dt} \quad (7)$$

$$k = \frac{L}{144 \times E \times A} \quad (8)$$

III.5.3 Méthode d'I.G. Falconer:

Cette recherche utilise le couple et le WOB du fond (DTOR, DWOB), pour calculer le couple 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].

$$TD = \frac{\text{couple}}{\text{WOB} \times (\text{Bit diameter})} \quad (9)$$

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

III.6. Conclusion :

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 des revues internationales. Pour nos calculs, on va essayer de programmer la méthode de l'énergie spécifique.

IV.1. Introduction :

D'après ce qu'on a décrit dans le chapitre précédent, il y a plusieurs méthodes d'amélioration des paramètres de forage. Pour nos calculs, on a choisi la méthode d'amélioration du ROP par la théorie de l'énergie Spécifique (Es). Cette méthode considère les paramètres hydrauliques comme des paramètres optimaux et tente d'utiliser les paramètres mécaniques mesurés en surface dans la cabine de mesure du "Mudlogging".

IV.2 Amélioration par la méthode (Es):

IV.2.1 Puits verticaux :

Nous considérons les conditions d'application de la théorie d'énergie spécifique dans des puits verticaux vu qu'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 :

$$ROP = \frac{13.33 \times \mu \times N}{DB^2 \frac{CCS}{EFFm \times WOB} - \frac{1}{AB}} \quad (5)$$

Avec:

ROP : taux de pénétration ;

μ : coefficient de frottement de glissement (sliding) de l'outil ;

N : nombre de rotations (de tours) par minute ;

DB : diamètre de l'outil ;

CCS : confined compressive strength (résistance à la compression confinée) ;

EFFm : efficacité mécanique ;

WOB : poids sur l'outil ;

AB : section du trou.

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

$$\mu = 36 \frac{T}{WOB \cdot DB} \quad (2)$$

Avec :

T : couple de l'outil.

On peut extraire la valeur du facteur $\alpha = CCS/EFF_m$ à partir de l'équation (4) qui définit la couple. Le facteur α s'écrit :

$$\alpha = \frac{CCS}{EFF_m} = \left(\frac{13.33 \times \mu \times N}{DB \times ROP} + \frac{1}{Ab} \right) \times WOB \quad (11)$$

Les premiers mètres forés donnent les valeurs des paramètres suivants : μ , N, ROP et le WOB. Dans ce cas, on peut calculer facilement μ . La valeur de μ 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 la valeur de μ , et ainsi de suite.

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

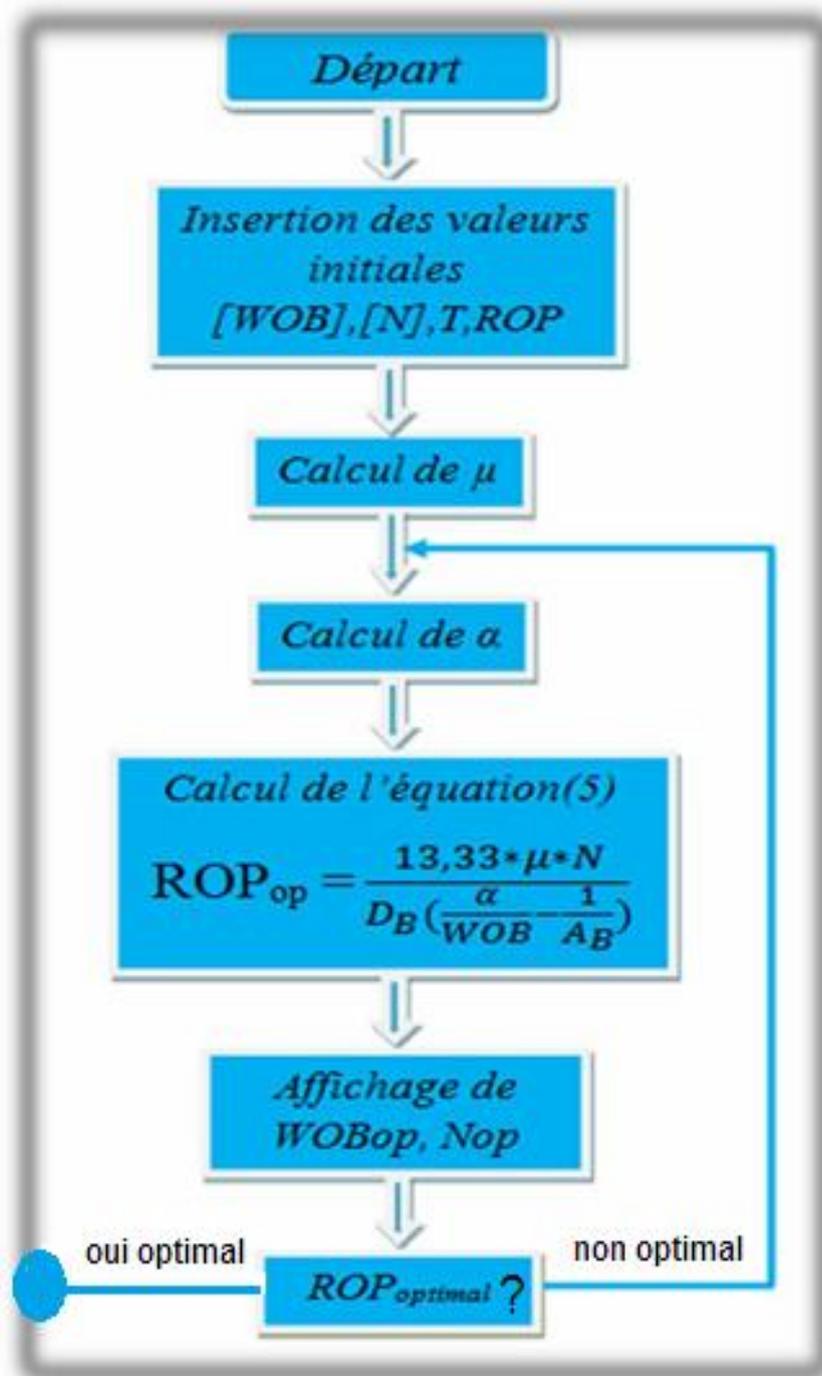


Fig. 8 Organigramme de calcul de ROP_{Op} dans la partie verticale.

IV.2.2 Puits horizontaux :

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'amélioration dans la partie verticale sera adapté en prenant en compte les changements des paramètres de forage et en conservant la théorie d'énergiespécifique [8].

➤ 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 couple. 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 actionnent l'un contre l'autre. Contrairement au "drop-off", le poids et la tension actionnent l'un avec l'autre [9]. La décomposition des forces de frottement dans la section déviée peut être présentée comme suit (Fig. 9):

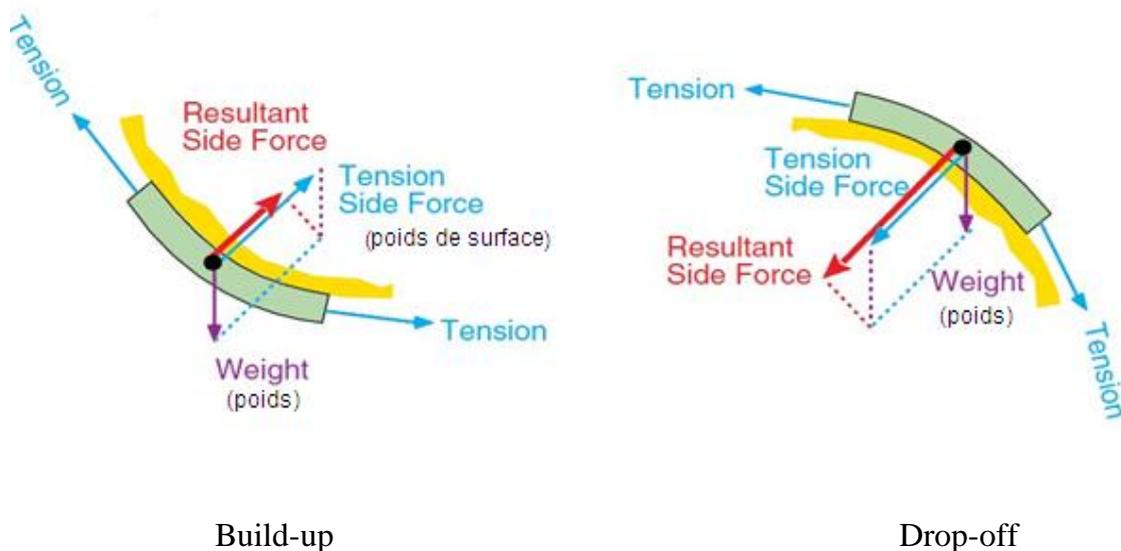


Fig. 9 Les forces de frottement dans la partie dévient [9].

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

Comme le montre la Fig. 9, les forces de frottement sont importantes dans le forage horizontal et ne peuvent pas être négligés, ce qui entraîne la perte d'une partie de poids et du couple au niveau de l'outil.

La figure ci-dessous (Fig. 10) montre la présence du frottement dans un puits à foré.

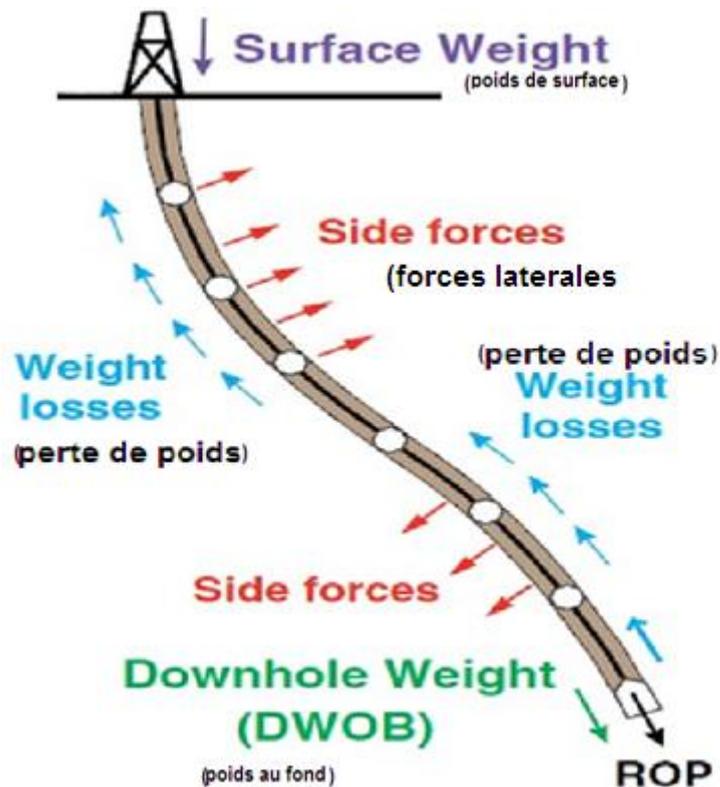


Fig. 10 Down hole Weight On Bit (DWOB) [9].

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

suit:

$$\text{Weight losses} = \sum_{n=\text{Bit}}^{\text{surface}} (\mu * \text{side forces}) \quad (12)$$

On a:

$$\text{Side forces} = \text{WOB} \times \text{COS}(\delta) \quad (13)$$

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

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

Avec:

DWOB : le poids au fond du puits ;

WOB : poids sur l'outil à la surface ;

μ : coefficient de frottement ;

δ : angle d'inclinaison.

L'organigramme présenté ci-dessous (Fig 11) montre le fonctionnement du système de programmation et comment on obtient la vitesse d'avancement optimal ROP_{optimal} .

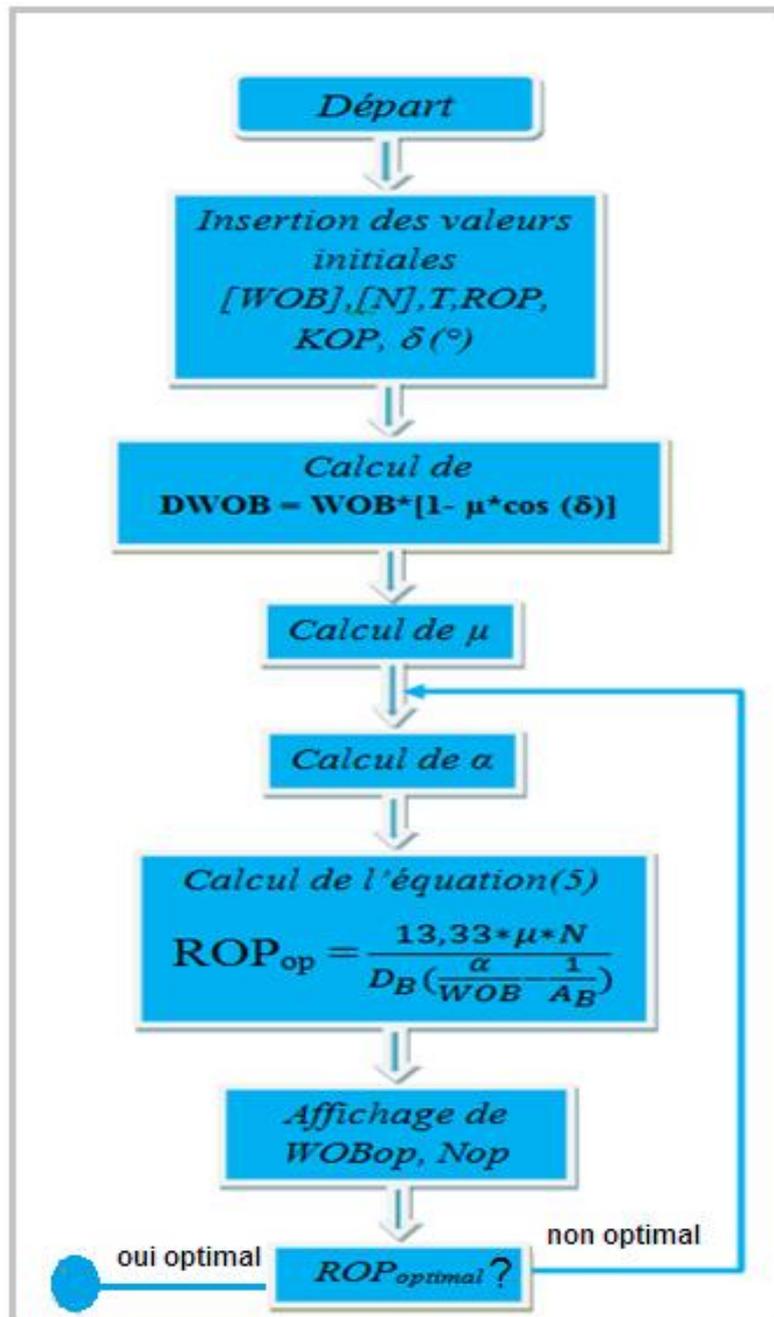


Fig. 11 Organigramme de calcul de ROP_{op} dans les puits horizontal.

IV.3 Résultats et interprétations :

IV.3.1 Application sur le puits IAKZ-1 :

Toutes les données nécessaires à l'amélioration du puits IAKZ-1, IKNOZ-1 et TMTNZ-1 sont représentés dans l'annexe, ainsi que les résultats optimisés WOB_{op} , N_{opti} , ROP_{opt} et $temp_{opt}$. A titre d'exemple, le Tableau 15 visualise les données du puits IAKZ-

1. Dans les Figs. 13 à 15 sont représentées les courbes d'évolution de ROP_{optimal}, ROP_{réel} et des temps optimal et réel.

Les courbes du temps optimal et réel des puits IKNOZ-1 et TMTNZ-1 sont également visualisées. Ceci, pour pouvoir calculer le gain du temps.

prof	Db	WOB	WOB	Nm	Nm	ROP _{ree}	WOB _{op}	No	ROPop
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,	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	12,2	44092	55115	60	80	10,06693	44092	80	13,3766
2343	12,2	44092	55115	90	100	11,45013	44092	100	15,7295
2431	12,2	33069	55115	90	100	20,24278	33069	100	23,7807
3000	12,2	33069	55115	100	100	7,053806	33069	100	15,7295
3042	12,2	33069	55115	90	90	7,053806	33069	90	19,2623
3115	12,2	44092	66138	110	110	12,95932	44092	110	13,2172
3182	12,2	37478,	44092	90	90	8,300525	37478,2	90	17,8472
3223	12,2	33069	55115	60	60	6,397638	33069	60	7,5452
3265	12,2	44092	55115	60	60	4,10105	44092	60	10,0391
3322	12,2	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,	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,	44092	40	40	7,580052	37478,2	40	12,9599
3655	6	37478,	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,	33069	30	35	6,776903	19841,4	35	14,7623
3815	6	15432,	33069	30	35	7,38189	15432,2	35	15,4784
3865	6	15432,	22046	30	30	4,232283	15432,2	30	10,8458
3932	6	19841,	22046	30	30	3,346457	19841,4	30	8,5695
3956,5	6	22046	28659,	20	25	3,805774	22046	25	6,666
3993	6	11023	15432,	20	20	3,740157	11023	20	7,8976
4017	6	11023	15432,	20	25	4,757218	11023	25	10,4157

Tableau 15 Résultats de calcul obtenus.

➤ **Courbe de $ROP_{\text{réel}}$ et ROP_{opt} :**

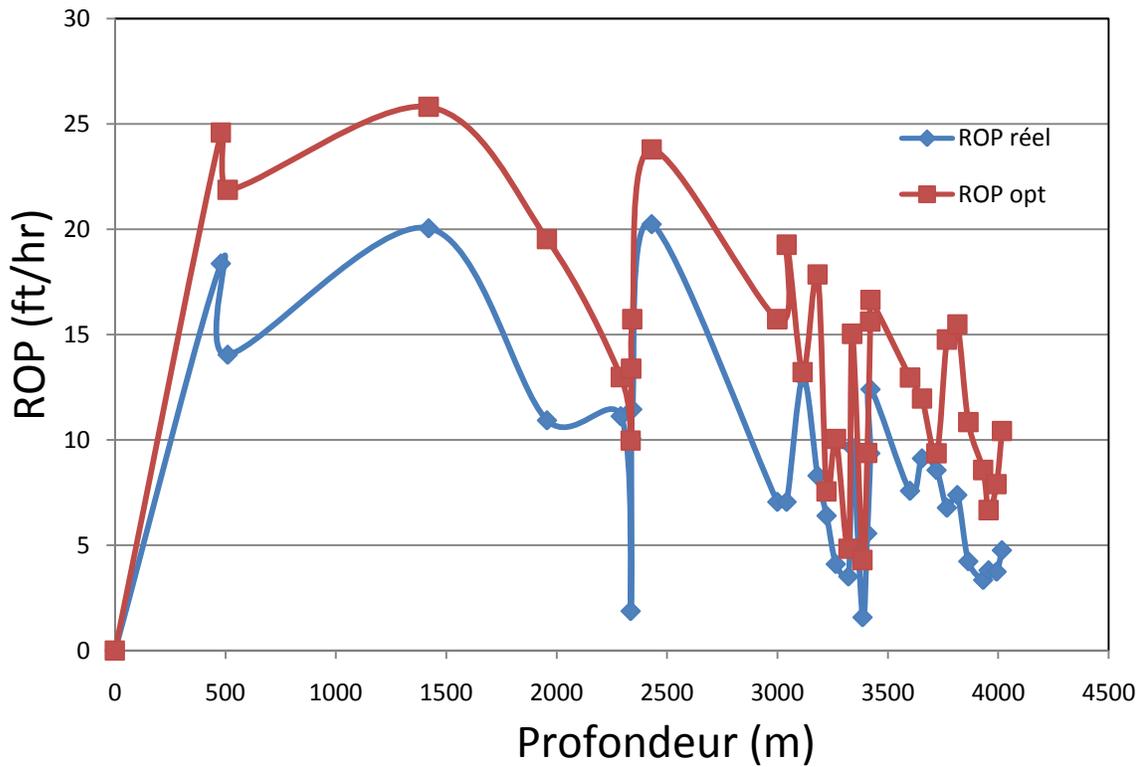


Fig. 12 Courbe des $ROP_{\text{réel}}$ et ROP_{opt} en fonction de la profondeur.

➤ **Interprétation:**

Les deux courbes de la Fig. 12 évoluent presque de la même façon. La seule différence se situe au niveau des valeurs de ROP_{opt} qui sont en dessus de $ROP_{\text{réel}}$ sur presque toute la profondeur. Pour simplifier l'interprétation, nous allons s'intéresser à l'influence du poids et de la vitesse de rotation.

Dans les premiers intervalles de profondeur [0-511] m (maintien du poids constant avec une vitesse de rotation variable), on constate que la vitesse de pénétration croît puis décroît à partir d'une certaine limite de la vitesse de rotation.

Dans la phase suivante : profondeur entre [511-2291] m (augmentation progressive du poids avec une vitesse de rotation aléatoire), on voit clairement qu'il apparaît dans un premier temps une vitesse de pénétration croissante jusqu'à atteindre son maximum avant de prendre des valeurs décroissantes.

Par la suite dans les intervalles ([2336-2338] m et [2343-3000] m), on procède avec des valeurs de la vitesse de rotation à la fois constante et croissante 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 de $ROP_{réel}$ et ROP_{opt} sont visualisés par la figure (12). On constate une diminution globale de la vitesse d'avancement par rapport aux phases précédentes.

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 le 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 $ROP_{réel}$. En d'autres termes, le ROP_{opt} mettra moins du temps pour atteindre la profondeur prévue que le $ROP_{réel}$. Ceux-ci indiquent que le modèle d'énergie spécifique- ROP donne de bons résultats, lors de la prédiction de ROP_{opt} à partir des paramètres mécaniques bien définies (c.-à-d. si on connaît la CCS des roches).

➤ Courbe temps optimal et temps réel du IAKZ-1:

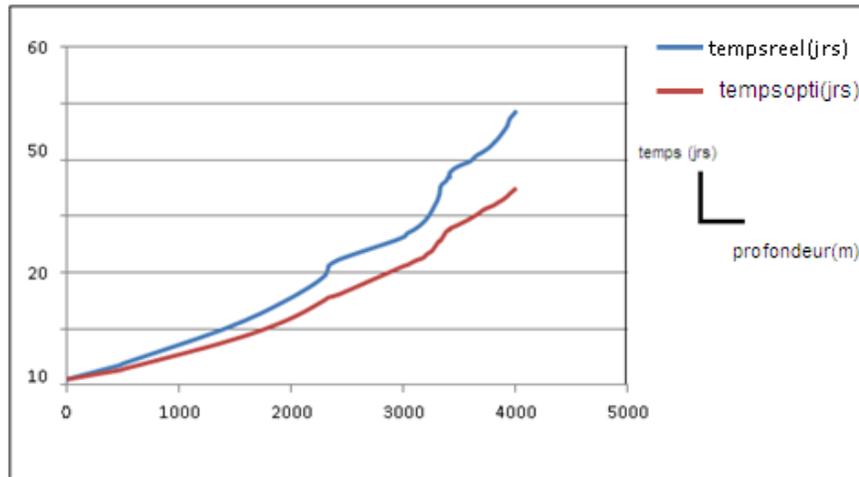


Fig. 13 courbe du temps estimé de IAKZ-1.

➤ Courbe temps optimal et temps réel du IKNOZ-1:

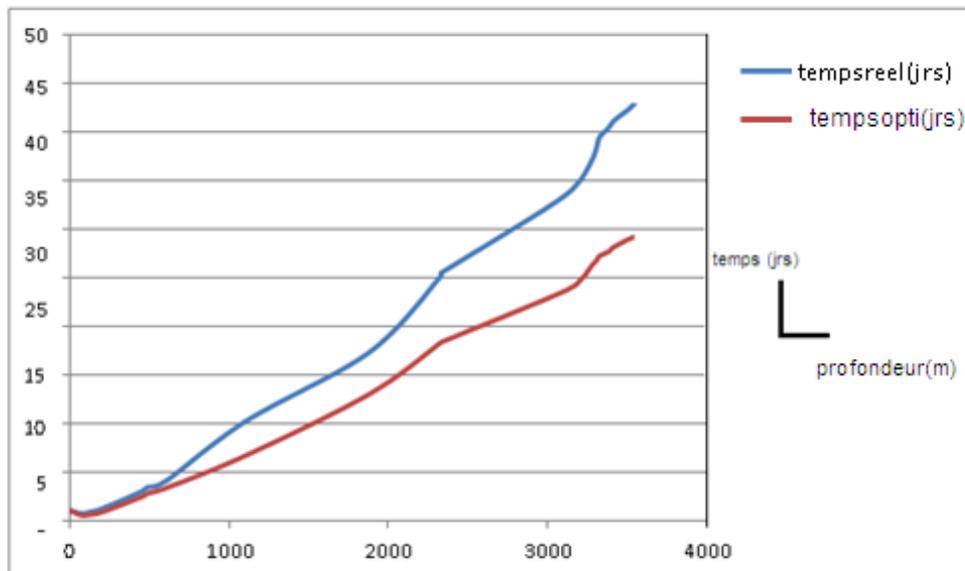


Fig. 14 courbe du temps estimé de IKNOZ-1

➤ **Courbe tempsoptimalet tempsréeldu TMTNZ-1:**

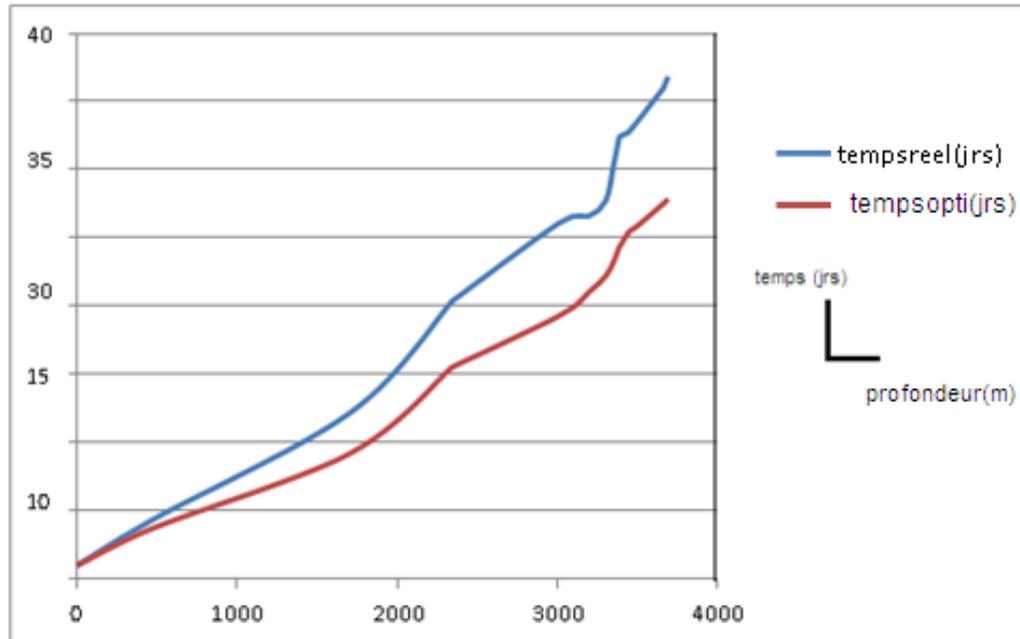


Fig. 15 courbe du temps estimé de TMTNZ-1.

IV.3.4. Calcul du gain dû à l'amélioration :

Les graphes représentés par les Figs. 13, 14 et 15 montrent respectivement que l'évolution des temps réels est plus lente pour atteindre la profondeur finale que les temps optimaux. Cette différence se traduit par un gain de 13.79 jours soit 330.96 heures pour le puits IAKZ-1. De même pour le puits IKNOZ-1, le gain vaut 13.73 jours soit 329.52 en termes d'heures. Alors que le gain est de l'ordre de 8.98 Jours pour le puits TMTNZ-1 soit 215.52 heures

D'après le bit record le coût horaire est de 750\$ pour l'ensemble des puits

Dans ces conditions, le gain deviendra :

RIG COST=750\$/h, alors on aura :

$750 \times 330.96 = 248220\$$pour le IAKZ-1

$750 \times 329.52 = 247140\$$pour le IKNOZ-1

$750 \times 215.52 = 161640\$$pour le TMTNZ-1

IV.4 Limitation du modèle :

Le modèle d'énergie spécifique utilisé a quelques limites qui sont :

- ✓ 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 et l'usure des dents.
- ✓ Besoin d'être appliqué en temps réel (sur site).

IV.5 Conclusion :

La méthode d'énergie spécifique "Es" peut être appliquée dans les puits horizontaux afin d'optimiser la vitesse d'avancement à l'aide d'un programme. D'après les résultats du puits IAKZ-1, on a gagné 13 jours qui correspondent à une amélioration de 20% du temps total de forage.

Conclusion générale

Le travail réalisé dans ce mémoire concernant l'amélioration des paramètres mécaniques du forage horizontal est scindée en deux grandes parties :

- La première partie, présentée aux deux premiers chapitres (1 et 2), a été principalement destinée aux études théoriques qui servent de base à la construction et à la coordination du travail de forage. Elle commence par des généralités sur le forage horizontal utilisé à IN-AMENAS. Par la suite, elle décrit avec détail les différents types pratiqués à IN-AMENAS (short et medium radius) et la procédure de calcul de la trajectoire par la méthode de rayon de courbure. Cette partie se termine par l'élaboration d'un programme détaillé du puits qui inclut l'harmonisation des diamètres, le programme des outils de forage, le programme de garniture, le programme de boue et le programme de cimentation.

- Dans la seconde partie, nous avons défini, d'une part, les paramètres hydrauliques et mécaniques du forage. D'autre part, nous nous sommes intéressés au modèle de l'énergie spécifique (élaboration d'un programme des opérations de forage à l'aide d'un code MATLAB). Le travail est étendu par la suite à des applications sur des cas (sites) réels : IAKZ-1, IKNOZ-1 et TMTNZ-1. Cette application, nous a permis d'avoir des résultats optimaux des paramètres mécaniques, notamment le poids, la vitesse de rotation et le taux de pénétration de l'outil. Les résultats d'application sur les puits IAKZ-1, IKNOZ-1, TMTNZ-1 et IA-134 montrent que l'optimisation des paramètres mécaniques peut offrir un gain de 13.79 jours avec un bénéfice net de l'ordre de 248220 dollars (\$) pour le puits IAKZ-1, un gain de 13.73 jours avec un bénéfice de l'ordre de 247140 dollars (\$) pour le puits IKNOZ-1 et un bénéfice de 161640 dollars (\$) pour le puits TMTOZ-1.

Conclusion

Par cette étude, nous affirmons que l'optimisation par la théorie d'énergie spécifique est une technique très efficace permettant d'évaluer les performances du processus de forage au biais de la prédiction et de l'analyse de la vitesse d'avancement de l'outil de forage.

Références Bibliographiques

- [1] A.T. Jr Bourgoyne, K.K Millheim M.E Chenevert, F.S Young,"*Applied Drilling Engineering*", Society of Petroleum Engineers,Text BookSeries,Vol.1, Richardson, Texas USA, 1986
- [2] E.L. Simmons, "A technic for accurate bit programing and drillingperformance“, SPE 1986.
- [3] F.E Dupriest , W.L.Koedelitz, “maximizing drill rates with real timesurveillance of mechanical specific energy”, Exxon mobile , Varco companySPE 2005.
- [4] J. P.Szezuka,"Ingénierie du forage dirigé", école nationale supérieure dupétrole et des moteurs (Edition 3.3 - Juin 2005).
- [5] Outils de forage, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs, Edition TECHNIP, Document IAP 2004.
- [6] J. P.NGUYEN,“Forage horizontal“, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs, Edition TECHNIP, 1993.
- [7] F. GRONDIN, division forage, Module M2,Sonatrach.
- [8] N. NOUI et N. FARES, mémoire MASTER spécialisé, "Paramètres d'un forage horizontal", IAP, 2006.
- [9] Schlumberge (Anadrill Technical Specifications), Version 2.1. (July, 1999).

1-Tableaux des résultats de calcul pour le puits IAKZ-1

Prof	Db	Ab	T	wobmi	wobma	Nmin	nma	ROP	WOBop	Nop	δ	μ	α	ROPop
0	26	530,929	0	0	55115	0	0		0	0	0	0	0	0
480	26	530,929	6000	22046	55115	90	110	18,3727	22046	110	0	0,376834	25542,51	24,5826
511	26	530,929	6000	22046	55115	100	120	14,04199	22046	120	0	0,376834	23417,46	21,865
1421	175	240,528	4000	44092	66138	80	160	2004593	44092	160	0	0,186623	50210,99	25,8064
1957	17,5	240,528	4000	44092	66138	80	150	1092782	41887,4	150	0	0,196445	48320,25	19,5275
2291	17,5	240,528	3000	41887,4	44092	80	140	11,12205	55115	140	0	0,149298	67828,59	12,9808
2336	17,5	240,528	2000	55115	55115	60	80	1,870079	33069	80	0	0,186623	37884,07	9,963
2338	12,25	117,859	2000	33069	55115	90	80	10,06693	44092	80	0	0,133302	51199,82	13,3766
2343	12,25	117,859	2000	44092	55115	90	100	11,45013	44092	100	0	0,177736	27175,23	23,7807
2431	12,25	117,859	2000	44092	55115	100	100	20,24278	33069	100	0	0,177736	40941,35	15,7295
3000	12,25	117,859	2000	33069	55115	90	100	7,053806	33069	100	0	0,177736	30163,63	19,2623
3042	12,25	117,859	2000	33069	66138	110	90	7,053806	33069	90	3,787021	0,133302	53602543	13,2172
3115	12,25	117,859	2000	33069	44092	90	110	12,95932	44092	110	10,36922	0,156826	32570,46	17,8472
3182	12,25	117,859	2000	44092	55115	60	90	8,300525	37478,2	90	16,41042	0,177736	51139,95	7,5452
3223	12,25	117,859	2000	37478,2	55115	60	60	6,397638	33069	60	20,10728	0,133302	38599,06	10,0391
3265	12,25	117,859	2000	44092	66138	60	60	4,10105	44092	60	23,8943	0,106642	79935,86	4,8289
3322	8,5	117,859	1500	55115	44092	40	60	3,510499	55115	60	29,03382	0,192112	41847,8	15,0319
3339	8,5	56,745	1000	33069	44092	40	40	9,65748	33069	40	30,56667	0,128074	62480,51	4,2922
3386	8,5	56,745	1000	33069	44092	40	40	1,574803	33069	40	34,80452	0,101111	29084,06	9,3727
3407	6	56,745	1000	41887,4	44092	40	40	5,559055	41887,4	40	39,69803	0,136079	58503,85	15,6179
3421	6	28,2743	1000	44092	55115	40	40	9,363517	44092	40	37,96037	0,181439	33200,91	16,6462
3422	6	28,2743	1000	33069	44092	40	40	12,40157	33069	40	38,05054	0,181439	35309,89	15,6179
3506	6	28,2743	1000	33069	44092	40	40	12,72966	33069	40	45,62458	0,160093	42467,81	12,9599
3601	6	28,2743	1000	37478,2	44092	40	40	7,580052	37478,2	40	54,19046	160093	40343,2	11,9574
3655	6	28,2743	1000	37478,2	44092	30	35	9,120735	37478,2	35	59,05949	0,136079	25692,95	9,3635
3721	6	28,2743	500	22046	33069	30	35	8,562992	22046	35	65,01052	0,151199	16503,82	14,7623
3785	6	28,2743	500	19841,4	33069	30	35	6,776903	19841,4	35	69,24838	0,151199	16503,82	14,7623
3815	6	28,2743	500	15432,2	33069	30	35	7,38189	15432,2	35	73,48623	0,194399	15616,81	15,4784
3865	6	28,2743	500	15432,2	22046	30	30	4,232283	15432,2	30	77,99459	0,194399	18981,51	10,8458
3897	6	28,2743	500	17636,8	22046	30	30	5,282152	17636,8	30	80,87994	0,170099	17496,34	11,8506
3932	6	28,2743	500	19841,4	22046	30	30	3,346457	19841,4	30	84,03579	0,151199	24034,5	8,5695

3956,5	6	28,2743	500	22046	28659,8	20	25	3,805774	22046	25	86,24489	0,136079	25775,97	6,666
3993	6	28,2743	300	11023	15432,2	20	20	3,740157	11023	20	89,53599	0,163295	10516,99	7,8976
4017	6	28,2743	300	11023	15432,2	20	25	4,757218	11023	25	91,7	0,163295	9988,35	10,4157

2-Tableaux des résultats de calcul pour le puits IAKNOZ-1

N	prof	Db	Ab	T	WOBmi	WOBma	Nmin	Nmas	ROP	WOBop	Nop	δ	μ	α	ROPop
1	0	26	530,9292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	476	26	530,9292	6000	26455,2	66138	90	100	14,86217	26455,2	100	0	0,015378	1453,261	17,4409
3	1716	17,5	240,5282	6000	44092	70547,2	60	120	21,42384	44092	120	0	0,20367	4014,769	30,5605
4	2342	17,5	240,5282	8000	55115	66138	60	90	10,59709	55115	90	0	0,021725	6215,816	13,7112
5	2343	12,25	117,8588	4000	50705,8	55115	60	60	10,56167	50705,8	60	0	0,024096	7983,11	21,6918
6	3042	12,25	117,8588	3000	41887,4	44069	80	100	16,01047	41887,4	100	0	0,021877	4478,795	24,1825
7	3196	12,25	117,8588	3000	26455,2	26455,2	50	50	7,086599	26455,2	50	20,29786	0,034638	3891,766	13,595
8	3302	12,25	117,8588	3000	37478,2	44092	50	50	3,444875	37478,2	50	34,26911	0,02445	4455,705	12,0494
9	3352	12,25	117,8588	3000	44092	55115	40	40	2,526241	44092	40	40,85933	0,020783	6718,948	6,2863
10	3384	12,25	117,8588	2000	48501,2	55115	40	40	2,3622	48501,2	40	45,07706	0,012596	6419,422	4,4259
11	3386	8,5	56,74502	1500	48501,2	48501,2	40	50	90919941	48501,2	50	45,34067	0,019621	9220,094	11,8262
12	3428,5	8,5	56,74502	1500	44092	55115	30	40	3,412066	44092	40	50,94235	0,021583	9418,936	6,9076
13	3446,5	8,5	56,74502	1500	39682,8	44092	30	30	5,249333	39682,8	30	53,31483	0,023981	6150,841	8,2126
14	3448	6	28,27433	1000	33069	44092	20	40	13,28083	33069	40	53,51254	0,038503	9689,265	19,5755
15	3497	6	28,27433	1000	22046	33069	20	30	9,744074	22046	30	59,97095	0,057754	5828,408	16,8086
16	3656	6	28,27433	1000	22046	33069	25	25	9,087907	22046	25	80,92783	0,057754	5981,816	13,5941
17	3665	6	28,27433	1000	26455,2	26455,2	20	25	8,431741	26455,2	25	82,11407	0,048128	6994,11	11,6726
18	3665,5	6	28,27433	500	33069	44092	30	40	0,721178	33069	40	82,17997	0,019251	11330	5,5681
19	3696	6	28,27433	500	1532,2	19841,4	15	20	11,35168	15432,2	20	86,2	0,041253	2656,814	13,3998

3-Tableaux des résultats de calcul pour le puits TMTNZ-1

N	Prof	Db	Ab	T	WOBmi	WOBma	Nmin	Nmas	ROP	WOBop	Nop	δ	μ	α	ROPob
1	0	26	530,9292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	128	26	530,9292	5000	11023	44092	50	90	22,99864	11023	90	0	0,628057	13910,57	36,517
3	456	26	530,9292	9000	22046	55115	90	100	20,11151	22046	100	0	0,565252	27821,19	22,9986
4	489	26	530,9292	9000	33069	44092	80	90	11,08922	33069	90	0	0,376834	43801,81	13,1461
5	592	171/2	240,5282	6000	22046	33069	60	70	29,39626	22046	70	0	0,559868	22479,57	30,3152
6	1106	171/2	240,5282	2500	22046	55115	100	140	13,35299	22046	140	0	0,233278	269557,3	20,414
7	1880	171/2	240,5282	3000	33069	55115	90	130	14,86217	33069	130	0	0,186623	36667,39	16,7291
8	2330	171/2	240,5282	3000	44092	55115	110	130	7,808383	44092	130	0	0,139967	53402,66	11,4829
9	2332	121/4	117,8588	1000	33069	55115	60	80	6,034117	33069	80	0	0,088868	42677,74	9,9185
10	2334	121/4	117,8588	1000	22046	33069	60	70	1,1811	22046	70	0	0,133302	21722,14	10,3947
11	3005	121/4	117,8588	1000	26455,2	33069	100	120	13,51703	26455,2	120	49,31379	0,111085	19182,47	20,2418
12	3177	121/4	117,8588	1000	22046	33069	120	130	10,89237	22046	130	61,95546	0,133302	23851,9	17,5671
13	3276	121/4	117,8588	1500	22046	33069	50	50	5,183716	22046	50	69,23039	0,199953	35785,89	6,7373
14	3305	121/4	117,8588	1500	33069	55115	50	50	3,1496	33069	50	71,36168	0,133302	30999,38	7,8076
15	3326	121/4	117,8588	1000	28659,8	55115	60	60	2,427816	28659,8	60	72,90504	0,10254	33666,86	5,7406
16	3326,8	83/8	55,08832	500	33069	55115	50	70	5,951442	33069	70	72,96383	0,064963	40835,74	8,8104
17	3380	83/8	55,08832	500	11023	26455,2	40	40	7,939616	11023	40	76,87366	0,194979	8023,635	17,49
18	3410	83/8	55,08832	500	11023	26455,2	40	40	6,660091	11023	40	79,07845	0,194979	15731,02	8,8104
19	3410,5	6	28,27433	500	37478,2	55115	50	60	7,640442	37478,2	60	79,11519	0,080047	53665,6	14,9014
20	3483	6	28,27433	500	22046	22046	50	50	11,05641	22046	50	84,44344	0,136079	22512,61	15,3339
21	3505	6	28,27433	500	22046	33069	50	50	11,08922	22046	50	86,06028	0,136079	23143,39	14,9014
22	3543	6	28,27433	500	15432,2	15432,2	40	40	8,595783	15432,2	40	88,85301	0,194399	13857,17	20,028
23	3545	6	28,27433	500	17636,8	19841,4	44	44	5,249333	17636,8	44	89	0,170099	21867,26	13,8047

Liste des tableaux

Tableau 1	Les coordonnées du puits.....	13
Tableau 2	Données du puits	20
Tableau 3	Résultats d’Harmonisation.....	24
Tableau 4	Caractéristiques des outils tricônes.....	27
Tableau 5	Caractéristiques d’un outil PDC.....	30
Tableau 6	Caractéristiques d’un outil diamant.....	31
Tableau 7	La BHA à la phase 26"	32
Tableau 8	Les équipements dans la phase 16"	33
Tableau 9	BHA directionnelle du puits	34
Tableau 10	Caractéristiques de la boue.....	35
Tableau 11	Les équations de calcul du volume du laitier.....	38
Tableau 12	Propriétés du ciment.....	39
Tableau 13	Le rendement de ciment en fonction de la densité.....	40
Tableau 14	Résultats du programme de cimentation.....	40
Tableau 15	Résultats des calculs	62

Liste des Figures

Fig. 1 Profil du forage horizontal à IN-AMENAS.....	10
Fig. 2 Calcul de la trajectoire.....	12
Fig. 3 Outil tricône.....	25
Fig. 4 Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche.....	26
Fig. 5 Outils à éléments de coupe fixes.....	28
Fig. 6 Mécanisme d'action d'un outil PDC.....	29
Fig. 7 Action d'un outil à diamant naturel.....	30
Fig. 8 Organigramme de calcul de $ROP_{optimal}$ dans la partie Verticale.....	57
Fig. 9 Les forces de frottement dans la partie déviée.....	58
Fig. 10 Downhole Weight On Bit (DWOB).....	59
Fig. 11 Organigramme de calcul de ROP_{OP} dans le puits horizontal.....	61
Fig. 12 Courbe des $ROP_{optimal}$ et $ROP_{Prél}$.....	63
Fig. 13 Courbe de temps estimé IAKZ-1.....	65
Fig. 14 Courbe de temps estimé IKNOZ-1.....	65
Fig. 15 Courbe de temps estimé TMTNZ-1.....	66