
Université KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des
Sciences de la Terre et de l'Univers
Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire MASTER PROFESSIONNEL
Domaine : Sciences et techniques
Filière : Hydrocarbures
Spécialité : FORAGE

Présenté par

BOUKOFTANE SEIF EDDINE

BOUALLEG SKANDER

MADOUI HAITHEM ZIAD

Thème

**Optimisation de la productivité du forage par la
modélisation des paramètres d'avance et de l'usure de
l'outil**

Soutenu publiquement le : 06/06/2026

Devant le jury:

Mme. Abas hadj abas	MCA		President	UKMO
M. hilal yazid	MCA		Examinatrice	UKMO
M. Gharbi Abderrezak	MCA		Examineur	UKMO

Année Universitaire: 2025/2026

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA

REMERCIEMENT

Avant tout, nous remercions Allah le Tout-Puissant de nous avoir donné la volonté, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous exprimons nos sincères remerciements à notre encadrant, M. Gharbi Abderrezak, pour son accompagnement, ses conseils précieux, sa disponibilité et ses orientations tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des enseignants du département de forage et mécanique des chantiers pétroliers pour la qualité de leur formation, ainsi que toutes les personnes qui nous ont apporté leur aide, de près ou de loin, durant ce travail.

Enfin, nous adressons notre profonde gratitude à nos familles et à nos proches pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience pendant toute la durée de notre parcours universitaire.

Résumé

Ce mémoire présente une étude sur l'optimisation de la productivité du forage par la modélisation des paramètres d'avance (ROP) et de l'usure de l'outil (WOB, RPM), avec une application au champ de Hassi Messaoud. L'étude aborde les généralités du forage, les mécanismes d'usure des outils, la modélisation mathématique du taux de pénétration, et propose des recommandations pratiques pour l'optimisation des opérations de forage.

Mots-clés : Forage pétrolier, Productivité, Poids sur l'outil (WOB), Vitesse de rotation (RPM), Taux de pénétration (ROP), Usure de l'outil, Modélisation, Hassi Messaoud.

Abstract

This thesis presents a study on the optimization of drilling productivity through the modeling of penetration rate parameters (ROP) and bit wear (WOB, RPM), with a field application at Hassi Messaoud. The study covers drilling fundamentals, bit wear mechanisms, mathematical modeling of the rate of penetration, and practical recommendations for optimizing drilling operations.

Keywords : Petroleum drilling, Productivity, Weight on bit (WOB), Rotary speed (RPM), Rate of penetration (ROP), Bit wear, Modeling, Hassi Messaoud.

Table des matières

Remerciements.....	I
Résumé	II
Introduction générale.....	1
1 Généralités sur le forage.....	2
1.1 Introduction.....	2
1.1.1 Le cadre technique du puits.....	2
1.1.2 L'appareil de forage	2
1.1.3 Principaux systèmes d'un appareil de forage	3
1.1.4 Système de levage	4
1.1.5 Mat de forage	5
1.1.6 Substructure	6
1.1.7 Treuil de forage	6
1.1.8 Le moufle fixe	7
1.1.9 Le moufle mobile	7
1.1.10 Système de rotation	8
1.1.11 La tête d'injection	8
1.1.12 Le Kelly spinner.....	9
1.1.13 La tige d'entraînement (Kelly)	9
1.1.14 Le Top Drive	9
1.1.15 Le carré d'entraînement (Kelly drive bushing).....	11
1.1.16 Master bushing.....	11
1.1.17 Table de rotation	12
1.1.18 System de puissance.....	13
1.1.19 System de circulation	13
1.1.20 Le système de sécurité	15
1.1.21 Types des appareils de forage pétrolière	15
1.1.22 Classification de l'appareil de forage.....	16
1.1.23 Appareil Leger	16
1.1.24 Appareil moyen.....	16
1.1.25 Appareil lourd	17
1.1.26 Appareil super lourd.....	17
1.1.27 Les équipements de fond.....	18
1.1.28 La garniture de forage	18
1.1.29 Les tiges de forage (drill-pipes)	19
1.1.30 Tige de forage lourde (HWDP)	19
1.1.31 Les masses tiges (drill-collars).....	20
1.1.32 Différents types de masse-tiges.....	20
1.1.33 Les stabilisateurs	20
1.1.34 Les paramètres de forage et environnementaux.....	20

1.1.35	Les paramètres opératoires contrôlables	20
1.1.36	Les paramètres mécaniques.....	21
1.1.37	Vitesse d'avancement (ROP)	21
1.1.38	Poids sur l'outil (weight on bit (WOB)).....	21
1.1.39	La vitesse de rotation (RPM)	22
1.1.40	Les paramètres hydrauliques.....	22
1.1.41	Débit et pression d'injection	23
1.1.42	Vitesse minimale aux duses	23
1.1.43	La nature de fluide de forage	23
1.1.44	Les caractéristiques de la boue.....	23
1.1.45	Les paramètres environnementaux.....	23
1.1.46	La lithologie de la roche.....	24
1.1.47	La dureté	24
1.2	Résistance à la pénétration statique	25
1.3	Résistance à la pénétration dynamique	26
1.4	Résistance à l'écrasement	27
1.5	Résistance à la compression non confinée (UCS)	27
1.6	Résistance à la compression confinée (CCS).....	27
1.6.1	Abrasivité	28
2	Mécanismes d'usure des outils de forage.....	29
2.1	Introduction.....	29
2.2	Les différents types des outils de forage.....	30
2.2.1	Les outils à éléments de coupe fixes	31
2.2.2	Les outils PDC (Polycrystalline Diamond Compact)	31
2.2.3	Étude et fabrication des outils PDC	32
2.2.4	Corps en acier (Steel Body)	34
2.2.5	Corps en matrice (Matrix Body)	35
2.2.6	Le profil.....	35
2.2.7	Caractéristiques des profils	36
2.2.8	Le profil plat.....	36
2.2.9	Le profil double cône	36
2.2.10	Le profil parabolique.....	36
2.2.11	Distribution des cutters	37
2.2.12	Impacts thermiques	37
2.2.13	Abrasivité	38
2.2.14	Attaque de la roche par l'outil	39
2.2.15	Pénétration et écrasement.....	39
2.2.16	Coupe	40
2.2.17	Abrasion	40
2.2.18	Érosion	41

Table des matières

2.2.19	Attaque de l'outil par la roche	41
2.2.20	Réactions de la roche sur l'outil	41
2.2.21	Usures des parties actives de l'outil	41
2.2.22	Les TSP (Thermally Stable Polycrystalline)	42
2.3	Les outils à molettes	43
2.3.1	Description et fabrication des tricônes	44
2.3.2	Géométrie des tricônes	46
2.3.3	Principe général	49
2.3.4	Les différents types de roulements	50
2.4	Classification IADC des outils	52
2.4.1	Classification des outils à éléments de coupe fixes	52
2.4.2	Premier caractère	53
2.4.3	Deuxième caractère	53
2.4.4	Troisième caractère	54
2.4.5	Quatrième caractère	54
2.4.6	Classification IADC des outils tricônes	55
2.4.7	Premier chiffre	55
2.4.8	Deuxième chiffre	56
2.4.9	Troisième chiffre	56
2.4.10	Lettre additionnelle	56
2.4.11	Exemples de codes IADC	57
3	Modélisation du taux de pénétration (ROP)	58
3.1	Introduction	58
3.2	Définition du taux de pénétration (ROP)	58
3.3	Modèles classiques de prédiction du ROP	59
3.3.1	Modèle de Maurer	59
3.3.2	Modèle de Bourgoyne & Young	59
3.4	Influence des paramètres étudiés sur le ROP :	60
3.4.1	Effet du WOB sur le ROP	60
3.4.2	Effet du RPM sur le ROP	61
3.4.3	Effet de l'angle de coupe β sur le ROP	62
3.4.4	Effets du WOB et du RPM sur le ROP	63
3.4.5	Effets du WOB et de l'angle β sur le ROP	64
3.4.6	Effets du RPM et de l'angle β sur le ROP	65
3.5	Influence de l'avance (ROP) sur l'usure : Énergie spécifique (MSE)	65
4	Étude de cas : application au champ de Hassi Messaoud	69
4.1	Situation géographique	69
4.2	Situation géologique	70
4.3	Caractéristiques du réservoir	71
4.4	Intérêt pétrolier	72

Table des matières

4.5 Lithologie du champ de Hassi Messaoud	72
Conclusion générale	93
Recommandations	94
Références bibliographiques	95

Introduction générale

Le forage pétrolier constitue une opération essentielle dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Son efficacité dépend de nombreux paramètres mécaniques, hydrauliques et géologiques. Parmi les paramètres les plus importants, le poids sur l'outil (WOB), la vitesse de rotation (RPM) et le taux de pénétration (ROP) jouent un rôle déterminant dans la performance et le coût des opérations. Ce travail est structuré en quatre chapitres : le premier présente les généralités sur le forage, le deuxième traite les mécanismes d'usure des outils, le troisième porte sur la modélisation du ROP, et le quatrième présente une étude de cas appliquée au champ de Hassi Messaoud.

Chapitre 1

Généralités sur le forage

1.1 Introduction

La demande mondiale croissante en hydrocarbures contraint les compagnies pétrolières à découvrir et à développer de nouvelles réserves de ressources énergétiques.

Cependant, l'exploration et l'exploitation des gisements engendrent des coûts élevés, ce qui constitue une préoccupation majeure pour les compagnies pétrolières, qui recherchent constamment des sources d'énergie à bas coût grâce à diverses méthodes et techniques. Par exemple, l'investissement nécessaire à la construction d'un puits (forage) est aujourd'hui très courant.

Le forage des puits de pétrole et de gaz est un processus d'ingénierie complexe qui exige un équilibre précis entre les forces mécaniques, l'hydraulique et les conditions géologiques du sous-sol.

Dans ce chapitre, nous présenterons et définirons le cadre technique du puits, et nous explorerons trois domaines critiques :

- Systèmes de rotation et de remontée
- Paramètres contrôlables
- Paramètres environnementaux et géologiques

1.1.1 Le cadre technique du puits

Le cadre technique du puits est défini par l'interaction entre les capacités des installations de forage et l'environnement souterrain. Pour garantir le succès de l'opération

1.1.2 L'appareil de forage

Pour récupérer les hydrocarbures, le forage est le seul moyen d'atteindre le gisement et d'extraire le pétrole au moindre coût et dans les meilleures conditions de sécurité possibles. Les techniques de forage des puits de pétrole et de gaz nécessitent l'utilisation d'équipements de surface et de fond complexes, d'outils modernes et d'une grande quantité de matériaux.

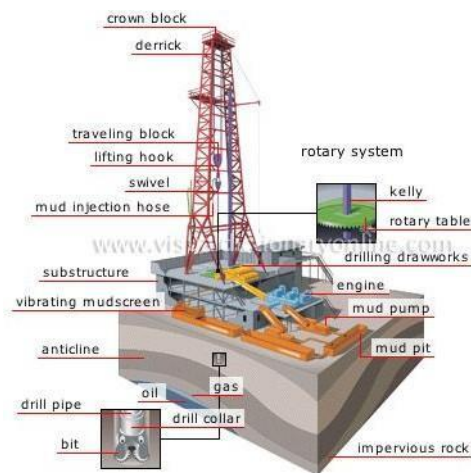


FIGURE 1.1 – Figure 01 : Appareil de forage

La sonde de forage rotative est l'équipement nécessaire pour réaliser les trois fonctions suivantes :

- Application d'un poids sur l'outil
- Rotation de l'outil
- Injection de fluide

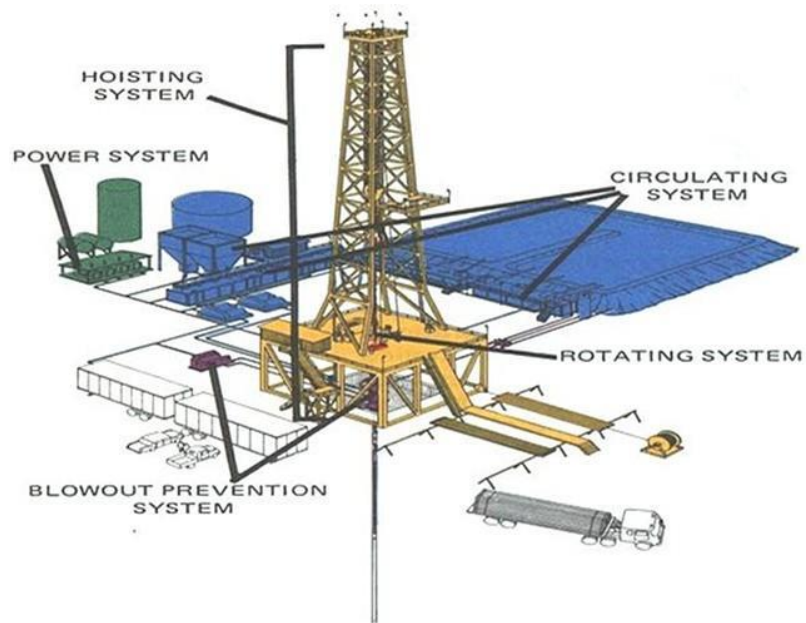
1.1.3 Principaux systèmes d'un appareil de forage

Bien qu'il existe différents types d'appareils de forage, ces derniers présentent de nombreuses similitudes, leurs fonctions étant identiques. En particulier, tous les appareils de forage rotatifs modernes pour hydrocarbures comportent cinq systèmes principaux :

- **Système de puissance** : appareil mécanique, électrique
- **Système de rotation** : Rotary Table (table de rotation), Power

Drive (Tête motorisée) + garniture (drill string), outils (bits)

- **Système de levage** : pour manœuvrer tout l'équipement dans le puits
- **Système de circulation** : incluant les pompes, les bassins à boue, l'équipement de contrôle des solides (vibrateurs, déssableurs, désulteurs ...)



Système de contrôle de puits (Blowout Prevention System) : équipement de sécurité

Figure 1.2 : Systèmes d'appareil de forage

1.1.4 Système de levage

Équipements de surface nécessaires pour fournir à la garniture de forage la puissance axiale, la vitesse de levage et la hauteur requises.

Le système de levage comprend :

- Mat de forage
- Substructure
- Treuil de forage
- Mouflé fixe et moufle mobile
- Câble de forage

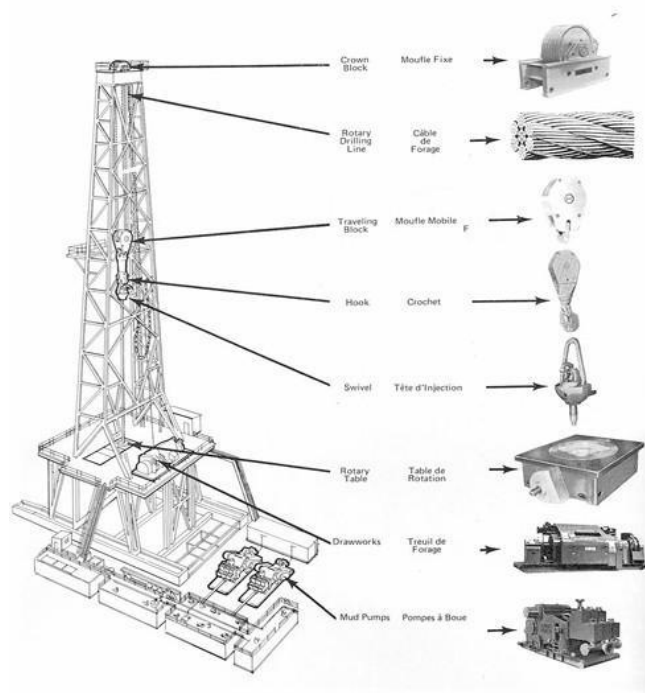


FIGURE 1.3 : Description de levage systèmes

1.1.5 Mat de forage

Construction conçue pour fournir la hauteur verticale nécessaire à la remontée ou à l'abaissement de sections de tuyau dans un forage. Cette construction est appelée mât de forage ou derrick :

- **Derrick** : structure fixe boulonnée, également appelée mât de forage standard.
- **Mât (ou mât mobile)** : structure pliable pouvant être déployée en porte-à-faux.



Figure 1.4 : Mat mobil



Figure 1.5 : Derrick

1.1.6 Substructure

Le mât repose sur une substructure afin de disposer, sous le plancher de travail, d'une hauteur suffisante pour installer les obturateurs. La substructure est constituée de deux poutres horizontales en treillis de fers en I soudés, placées suivant le sens de la longueur et réunies par des traverses assemblées par des broches goupillées.

En plus du mât, la substructure supporte la table de rotation, le treuil et la garniture de forage. Pendant la descente de tubage, elle supporte le poids du tubage posé sur la table et celui de la garniture de forage stockée dans le gerbier.

Pour la substructure, le constructeur donne la capacité de stockage des gerbiers en fonction de la vitesse du vent et la capacité de l'assise de la table de rotation.



FIGURE 1.6: Substructure

1.1.7 Treuil de forage

C'est le cœur de l'appareil de forage, donc c'est la capacité du treuil qui caractérise un appareil de forage et indique la classe des profondeurs de forages que l'on pourra effectuer.

Le treuil de forage regroupe un ensemble d'éléments mécaniques et assure plusieurs fonctions :

- Les manœuvres de remontée et de descente (levage) du train de sonde à des vitesses rapides et en toute sécurité, ce qui constitue sa principale utilisation.
- L'entraînement de la table de rotation, quand celle-ci n'est pas entraînée par un moteur indépendant.
- Le vissage et dévissage du train de sonde ainsi que les opérations de curage



FIGURE 1.7: Treuil de forage

Le mouflage :

Le mouflage est l'ensemble des différentes boucles de câble de forage intercalées entre le treuil et le point fixe et reliant les moufles fixe et mobile.

Faire le mouflage est le travail qui consiste à installer ce câble dans le mât de façon à pouvoir déplacer le moufle mobile à l'aide de treuil.

Les mouflages des installations de forage sont destinés à la réalisation des opérations de montée et de descente et à la suspension, au cours du forage, des colonnes de forage et de tubage

Le but de mouflage est :

- Démultiplier la charge;
- Démultiplier la vitesse.

Il existe deux types de mouflage fixe et mobile

1.1.8 Le moufle fixe

C'est l'ensemble des poulies sur lequel passe le câble. Il est supporté par la plate-forme supérieure de la tour de forage

1.1.9 Le moufle mobile

Ensemble de poulies à grand diamètre enfilées côte à côte sur un arbre en acier et tournant librement grâce à des roulements à rouleaux

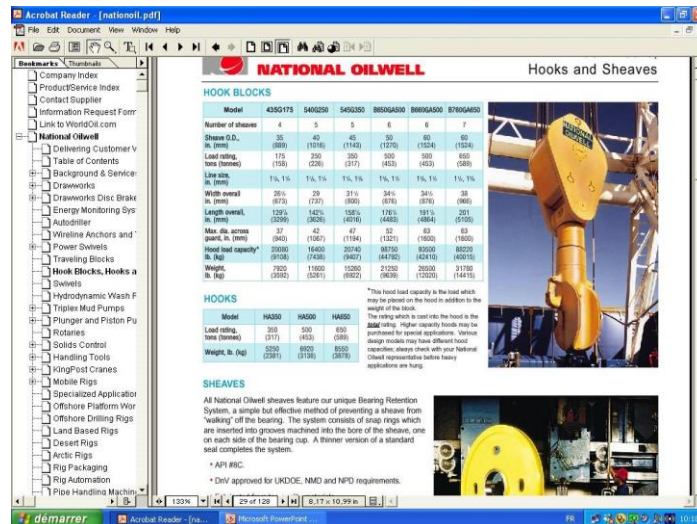


FIGURE 1.8: moufle

1.1.10 Système de rotation

Le système de rotation comprend les équipements de surface nécessaires pour exercer le couple et la vitesse de rotation requis sur la garniture de forage. Il comprend :

- La tête d'injection.
- Le Kelly spinner.
- La tige d'entraînement.
- Table de rotation.
- Top drive.
- Le carré d'entraînement de la tige carré.
- Master bushings.

1.1.11 La tête d'injection

Suspendue au crochet du moufle mobile à l'aide d'une anse, elle permet à la garniture de forage sur laquelle elle est vissée de tourner librement tout en supportant la totalité de la charge au crochet.

Elle est munie d'une connexion spéciale avec le flexible d'injection qui permet au fluide de forage de circuler à l'intérieur de la garniture de forage

Une tête d'injection comprend :

1. Un corps
2. Une partie tournante cylindrique creuse (stem or quill shaft),

3. Une butée principale généralement à rouleaux coniques (main thrust bearing)
4. Un roulement de guidage latéral supérieur doublé d'une butée au-dessus de la butée principale (radial roller and roller thrust bearing).
5. Un roulement de guidage latéral inférieur en dessous de la butée principale (lower radial roller bearing),
6. Des joints d'étanchéité supérieure et inférieure pour l'huile
7. Des joints d'étanchéité pour la boue formant un ensemble appelé presse-étoupe autour d'un tube d'usure reliant le col de cygne à la partie tournante (whashpipe assembly)
8. Un col de cygne qui forme la liaison entre le flexible d'injection et l'ensemble presse-étoupe (washpipe assembly)
9. Une anse qui permet à la tête d'injection d'être suspendue au crochet

1.1.12 Le Kelly spinner

Généralement à entraînement pneumatique et placé juste en dessous de la tête d'injection, cet équipement permet (quand il est actionné) de faire tourner rapidement la tige d'entraînement lors des ajouts de tiges

1.1.13 La tige d'entraînement (Kelly)

C'est un élément en acier traité et vissé d'une part à la partie supérieure de la garniture de forage et d'autre part à la partie inférieure de la tête d'injection (vanne de la tige d'entraînement ou Kelly cock). De forme carrée ou hexagonale elle permet à la garniture de forage de tourner à la même vitesse que la table de rotation quand elle y est engagée avec le carré d'entraînement (Kelly drive bushing).

Il est aussi muni d'un alésage qui permet au fluide de forage de circuler dans les deux sens (selon le besoin).

1.1.14 Le Top Drive

D'une manière générale un top drive system comprend les principaux éléments suivants :

- Un (ou deux) moteur(s) d'entraînement souvent électrique(s). Parfois hydraulique (s),
- Un système de rails et chariot de guidage souvent avec une poutre de transfert de couple,
- Un système intégré de swivel avec col de cygne,
- Une pipe handler (pour le vissage, le dévissage, le blocage et le déblocage des tiges de forage),

- Un système de compensation pour rendre souple le contact du top drive system avec le filetage des tool joints des tiges de forage (Counter balance system),
- Un système de refroidissement des moteurs, Un système de contrôle (electrical service loop and control panel).

Le top drive system est accroché au moufle mobile soit directement soit par l'intermédiaire du crochet. Il est doté d'un (parfois de deux) moteur électrique ou hydraulique qui lui permet d'entraîner en rotation la garniture de forage. Son arbre principal possède un diamètre intérieur suffisant pour permettre au fluide de forage de circuler normalement aux débits et à aux pressions déterminées dans le Gogramme de forage. Cet arbre est surmonté d'un système d'étanchéité appelé « ensemble tube d'usure ou washpipe assembly ».

Il possède également un dispositif de vissage, de dévissage, de serrage et de déblocage des tiges de forage lors des ajouts (pipe handler).

Le top drive est doté de deux vannes de sécurité, l'une à commande hydraulique et l'autre à commande manuelle.

Dans la fonction de rotation le top drive remplace :

- La tête d'injection,
- Le Kelly Spinner,
- La tige d'entraînement (Kelly),
- Le carré d'entraînement (Kelly drive bushing),
- La table de rotation (avec le top drive, la table de rotation sert uniquement de support aux différents coins de matériel tubulaire).

Principales caractéristiques d'un top drive system :

- Type (électrique ou hydraulique),
- Capacité de traction statique maximale,
- Couple maximal de forage,
- Couple maximal de serrage,
- Couple maximal de déblocage,
- Pression de travail
- Vitesse de rotation
- Diamètre intérieur de passage du fluide de forage,
- Diamètre maximal du matériel tubulaire que le top drive system peut serrer et débloquer,
- Dimensions du système d'entraînement supérieur,

— Poids total du top drive system

1.1.15 Le carré d'entraînement (Kelly drive bushing)

Quand il est monté sur la gaine d'entraînement (master Kelly bushing) il permet de transmettre le couple de rotation à la tige d'entraînement carrée (ou hexagonale) en même temps que le mouvement vertical de la garniture de forage

Il existe deux types de carrés d'entraînement :

- Le carré d'entraînement avec quatre broches (pin drive Kelly bushing),
- Le carré d'entraînement à base carrée (square drive Kelly bushing).



FIGURE 1.9 : Kelly

1.1.16 Master bushing

Cet équipement se place dans la table de rotation pour accueillir les fourrures coniques destinées à recevoir les coins de retenue. Il transmet aussi le mouvement de rotation au carré d'entraînement qui fait tourner à son tour la tige carrée (ou hexagonale).



FIGURE 1.10 : Kelly bushing

1.1.17 Table de rotation

Placée sur des traverses (poutres) robustes de la substructure elle est prévue pour faire tourner la garniture de forage et supporter les différents assemblages de matériel essentiellement tubulaire (garnitures de forage, colonnes de tubage, colonnes de tubing, etc.).

La table de rotation est composée essentiellement :

- Du corps ou bâti en acier dans lequel sont installés la partie tournante et l'arbre d'attaque avec leurs accessoires,
- De la partie tournante avec sa couronne dentée (ring gear) et munie en son centre d'une ouverture permettant le passage du matériel descendu dans le puits,
- De l'arbre d'attaque (drive shaft assembly) terminé par un pignon d'engrenage conique hélicoïdal (bevel pignon or bevel wheel),
- De la butée principale à billes,
- De la butée secondaire au niveau de la partie inférieure,
- De joints d'étanchéité,
- Du fourreau principal d'entraînement (master Kellybushing)

Les principales caractéristiques d'une table de rotation sont :

- L'ouverture maximale,
- La charge statique maximale,
- La vitesse de rotation,
- Les dimensions (longueur, largeur et hauteur),
- Le poids total de l'équipement.

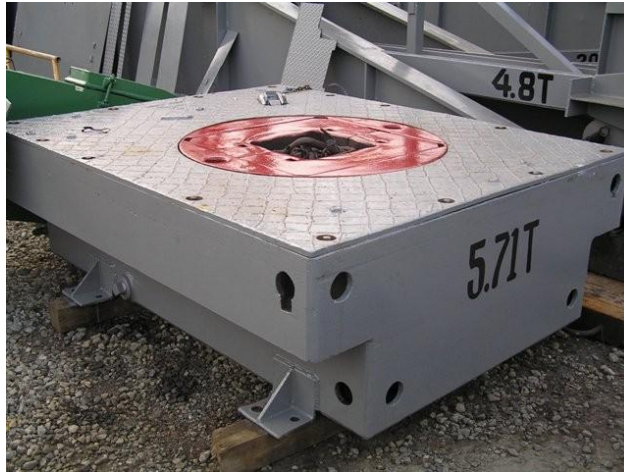


FIGURE 1.11: table de rotation

1.1.18 System de puissance

Généralement, sur un appareil de forage, les principaux équipements de puissance sont :

- Moteurs à combustion interne (moteurs diesel)
- Compound ou système de transmission pour les appareils mécaniques
- Alternateurs pour convertir l'énergie mécanique fournie par les moteurs diesel en énergie électrique sur les appareils électriques
- Moteurs électriques ;
- Cabine de contrôle et de distribution de l'énergie (type SCR ou VFD house) avec son système de refroidissement
- Les transformateurs électriques

1.1.19 System de circulation

Englobent tous les équipements concernés par le mouvement du fluide de forage dans le puits ainsi que les moyens de traitement des solides (déblais). Habituellement, les fluides de forage sont préparés et/ou stockés dans les bacs à boue avant d'être pompés dans le puits à travers le train de sonde et remontent en surface par l'espace annulaire pour regagner les bacs à boue (leur point de départ) en passant par les équipements de traitement des solides.

Dans ce circuit on y trouve :

- Les pompes à boue ;
- Le flexible de refoulement (rotary vibrator hose)
- Le manifold au sol (ground manifold) en option ;

- Les conduites de refoulement et les colonnes montantes
- Le collecteur de plancher (collecteur de plancher de forage ou collecteur de colonne montante)
- Le flexible d'injection (tuyau de forage rotatif)
- La tête d'injection
- La garniture de forage
- L'espace annulaire
- Le tube fontaine (bell nipple)
- La ligne de retour ou goulotte (flowline)
- Les tamis vibrants
- Les dégazeurs
- Les déssableurs
- Les déssilteurs et/ou le mud cleaner
- La centrifugeuse
- Les bacs à boue

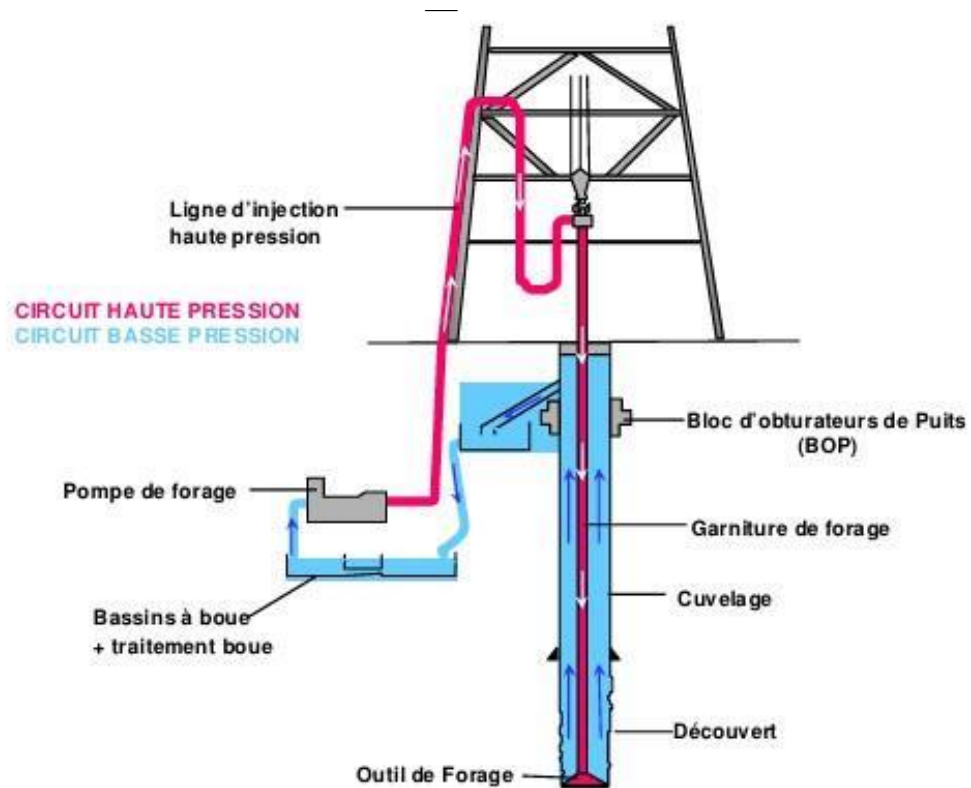


Figure 1.12 : Un circuit boue de forage

1.1.20 Le système de sécurité

Le BOP (Blowout Preventer) désigne un équipement de sécurité essentiel utilisé dans le processus de forage d'un puits de pétrole. Son rôle principal est de prévenir les déversements incontrôlés de pétrole et de gaz (également appelés « blowouts ») en cas de surpression ou de défaillance des équipements de forage.

Le BOP est généralement installé à la tête du puits, au niveau de la surface ou submergé en mer, et il est constitué de plusieurs vannes et dispositifs de fermeture. Ces vannes peuvent être actionnées manuellement ou à distance à l'aide de systèmes hydrauliques ou électriques. Le BOP peut être classé en deux catégories principales : le BOP de surface (surface BOP) et le BOP de puits (subsea BOP) utilisé en mer.

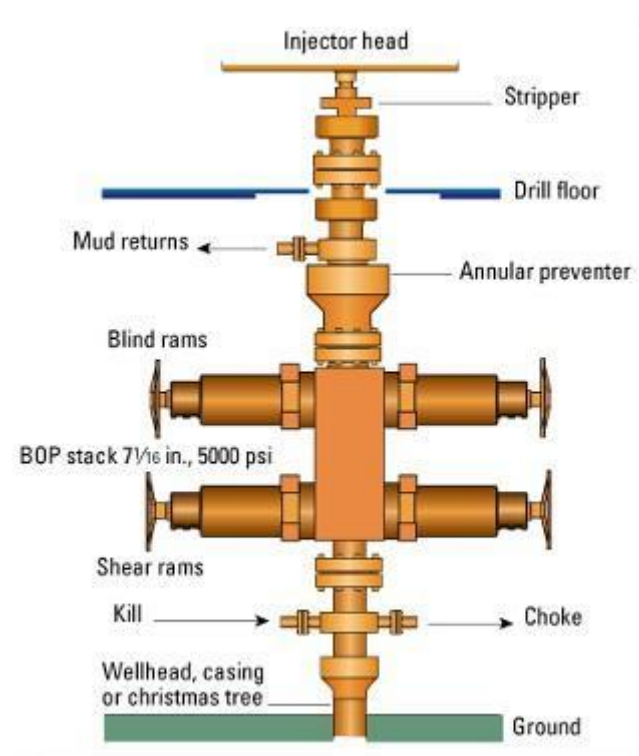


FIGURE 1.13 – Figure : Le système BOP

1.1.21 Types des appareils de forage pétrolière

Il existe différents types d'appareils de forage pour extraire le pétrole, que ce soit sur terre ou en mer.



Figure 1.14 : Offshore rig



Figure 1.15 : Onshore rig

1.1.22 Classification de l'appareil de forage

Les machines de forage pétrolier classées aussi selon la profondeur forée, en quatre catégories.

1.1.23 Appareil Leger

La plateforme de forage pétrolier léger est une unité de petite taille utilisée pour les opérations de forage à faible profondeur.

Comprend un mât, un système de levage, une table rotative et une unité de puissance telle qu'un moteur diesel ou un moteur électrique.

La plateforme est généralement utilisée pour forer des puits de petit diamètre et est, souvent montée sur un camion ou une remorque

1.1.24 Appareil moyen

La plateforme de forage pétrolier moyen est une unité de taille moyenne utilisée pour les opérations de forage peu profondes et profondes.

Il comprend un mât, un système de levage, une table rotative et une unité d'alimentation comme une plate-forme légère. Cependant, il a une plus grande capacité de creusement et peut forer à de plus grandes profondeurs.

Il est souvent monté sur un patin ou une remorque pour un transport facile et peut être utilisé pour le forage à terre et en mer

1.1.25 Appareil lourd

La plateforme de forage pétrolier lourd est une unité à grande échelle conçue pour les opérations de forage profond, capable de forer à des profondeurs de plusieurs milliers de mètres. Il comprend un mât, un système de levage, une table rotative, une unité motrice et des équipements auxiliaires tels que des pompes à boue, des obturatrices anti-éruptions et des déménageurs aériens. Il est généralement utilisé pour les opérations de forage complexes et est souvent monté sur une plate-forme en acier ou un navire de forage pour les opérations de forage en mer

1.1.26 Appareil super lourd

L'appareil de forage pétrolier super lourd est l'appareil de forage le plus grand et le plus puissant utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière, conçu pour des opérations de forage très profondes jusqu'à 12 000 mètres ou plus. Il comprend un énorme mât ou tour de levage, un système de levage puissant, une grande plaque tournante, une unité motrice de grande capacité et une gamme d'équipements auxiliaires. Ce type de plate-forme est généralement utilisé dans les opérations de forage en eau très profonde et est monté sur une grande plate-forme de forage. Sa construction et son exploitation nécessitent des investissements importants en ressources et constituent l'une des plates-formes de forage les plus sophistiquées et les plus avancées de l'industrie

Types	Distance d'excavation (ft)	Distance d'excavation (m)	Capacité
Appareil Leger	4921 ft-6561 ft	1500m-2000m	650 HP
Appareil moyen	11482 ft	3500m	1300 HP
Appareil lourd	19685 ft	6000m	2000 HP
Appareil super lourd	26246 ft-3280 ft	8000m-10000m	3000HP

Table 1.1 : Types de l'appareil de forage

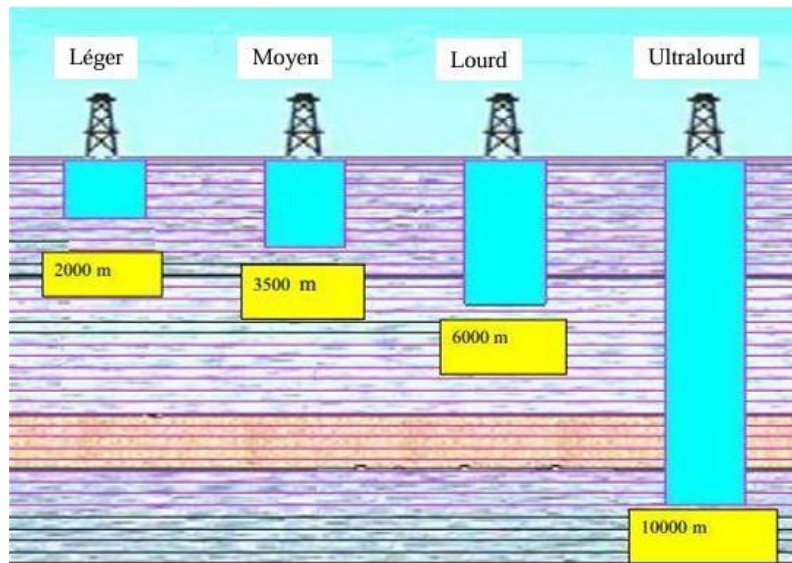


FIGURE 1.16 – Figure : Classification des appareils de forage

1.1.27 Les équipements de fond

Les équipements de fond, font référence à l'ensemble des installations et des dispositifs situés dans le fond du puits de forage. Cela se résume à suivant :

1.1.28 La garniture de forage

La garniture de forage est la partie active non visible. Elle assure la liaison entre l'outil de forage et la surface. Elle est constituée, de deux parties principales :

- La partie haute formée de tiges (drill-pipes).
- La partie basse de l'assemblage de fond (Bottom Hole

Assembly) Ses principaux rôles sont :

- Permettre la rotation de l'outil pour détruire la roche.
- Guider et contrôler la trajectoire de l'outil.
- Mettre du poids sur l'outil.
- Permettre la circulation du fluide de

forage La composition de garniture :

- Drille pipes
- Tiges lourdes
- Drill collars (Masse tiges)

- Stabilisateurs, Subs
- Equipements pour réaliser la déviation

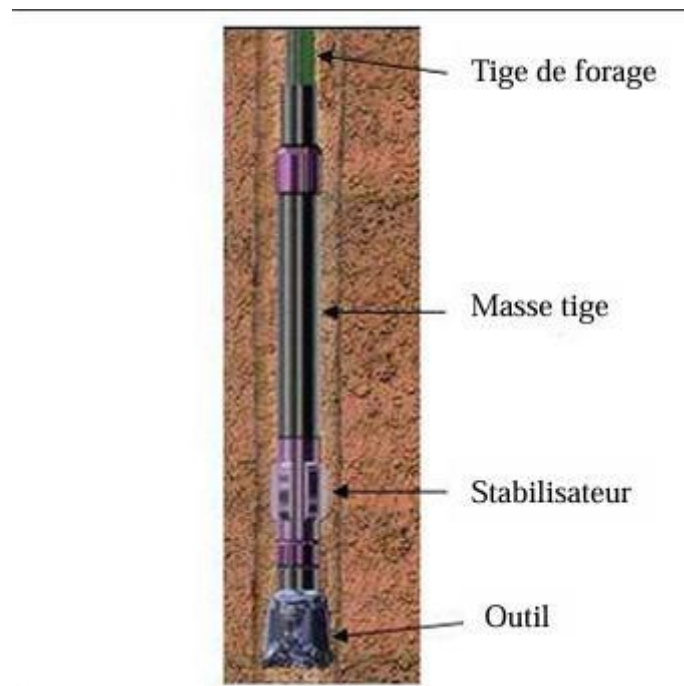


FIGURE 1.17 – Figure : Garniture de forage

1.1.29 Les tiges de forage (drill-pipes)

Les tiges de forage permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier.

La tige de forage standard est le type le plus courant. Elle se caractérise par une épaisseur de paroi uniforme sur toute sa longueur, avec des zones refoulées plus épaisses aux extrémités, là où sont fixés les joints d'outils. Elle est principalement conçue pour transmettre le couple et le poids de la plateforme de forage de surface au trépan, tout en servant de conduit au fluide de forage. Disponible en différentes nuances API (par exemple, E75, X95, G105, S135), elle constitue l'essentiel du train de tiges dans la plupart des opérations de forage conventionnelles.

1.1.30 Tige de forage lourde (HWDP)

Les tiges de forage lourdes (HWDP) présentent une épaisseur de paroi plus importante et sont souvent dotées de patins d'usure ou de centreurs le long de leur corps, ce qui les rend plus lourdes et plus rigides que les tiges de forage standard, mais plus légères que les masses-tiges. Les HWDP sont généralement placées dans la zone de transition entre les masses-tiges rigides et les tiges de forage standard, plus flexibles. Elles permettent d'augmenter le poids du trépan, de

réduire les ruptures par fatigue dans la zone de transition et d'améliorer le contrôle directionnel dans les puits déviés en augmentant la rigidité.

1.1.31 Les masses tiges (drill-collars)

Les masses-tiges sont des tubes robustes à parois épaisses qui exercent le poids nécessaire sur le trépan pour atteindre des taux de pénétration optimaux. Placées directement au-dessus du trépan dans l'assemblage de fond de trou (BHA), elles sont conçues pour maintenir la colonne de forage en tension, empêchant ainsi le flambage et améliorant l'efficacité du forage. Les masses-tiges sont généralement amagnétiques pour les outils MWD/LWD et sont disponibles en différentes tailles et configurations selon les exigences spécifiques du puits

1.1.32 Différents types de masse-tiges

- **Masse tiges lisses (slick drill-collars)** : Elles sont lisses sur toute leur longueur
- **Masse tiges spiralées (spiral drill-collars)** : Elles réduisent le risque de coincement par pression différentielle en diminuant la surface de contact masse tige/trou

1.1.33 Les stabilisateurs

Comme leur nom l'indique, ils sont incorporés à la garniture de forage et plus précisément au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée .

1.1.34 Les paramètres de forage et environnementaux

L'efficacité d'une opération de forage dépend de l'interaction constante entre les capacités techniques de l'appareil de forage et les caractéristiques géologiques de la formation traversée. Ces paramètres sont classés en deux catégories principales :

1) 1.1.35 Les paramètres opératoires contrôlables

Pour une exploration pétrolière réussie, il est nécessaire de prendre en compte plusieurs paramètres essentiels à l'atteinte des objectifs de production d'hydrocarbures.

Il peut être divisé en deux grandes catégories :

- Les paramètres hydrauliques
- Les paramètres mécaniques

1.1.36 Les paramètres mécaniques

Ils sont le résultat d'actions mécaniques sur la formation rocheuse au cours du processus de forage

1) 1.1.37 Vitesse d'avancement (ROP)

C'est la vitesse de rotation de l'outil autour de son axe de révolution, cette vitesse est appliquée à la garniture en surface et son choix dépend de celui du WOB.

La vitesse de rotation croît en fonction de la dureté de la formation et le paramètre torque et les caractéristiques de l'outil de forage. L'optimisation de ces paramètres augmente la vitesse de progression et améliore l'efficacité du processus de forage. Il est essentiel dans l'industrie du forage car il affecte directement le temps de forage et les coûts associés

2) 1.1.38 Poids sur l'outil (weight on bit (WOB))

Le Poids sur l'outil représente un effort longitudinal de compression suivant l'axe de révolution du trépan cet effort permet aux taillants de s'incruster dans la roche et il est souvent utilisé de façon à tirer profit du poids des masses tiges. La valeur du poids dépend de la dimension et du type de trépan, de sa vitesse de rotation et du type de formation à forer.

Le poids sur l'outil (WOB) c'est un paramètre calculer selon un principe physique, prend en considération le poids de la garniture libre (WOHL) et le poids de la garniture durant le forage(WOHF)

$$\mathbf{WOB =WOBL- WOBF}$$

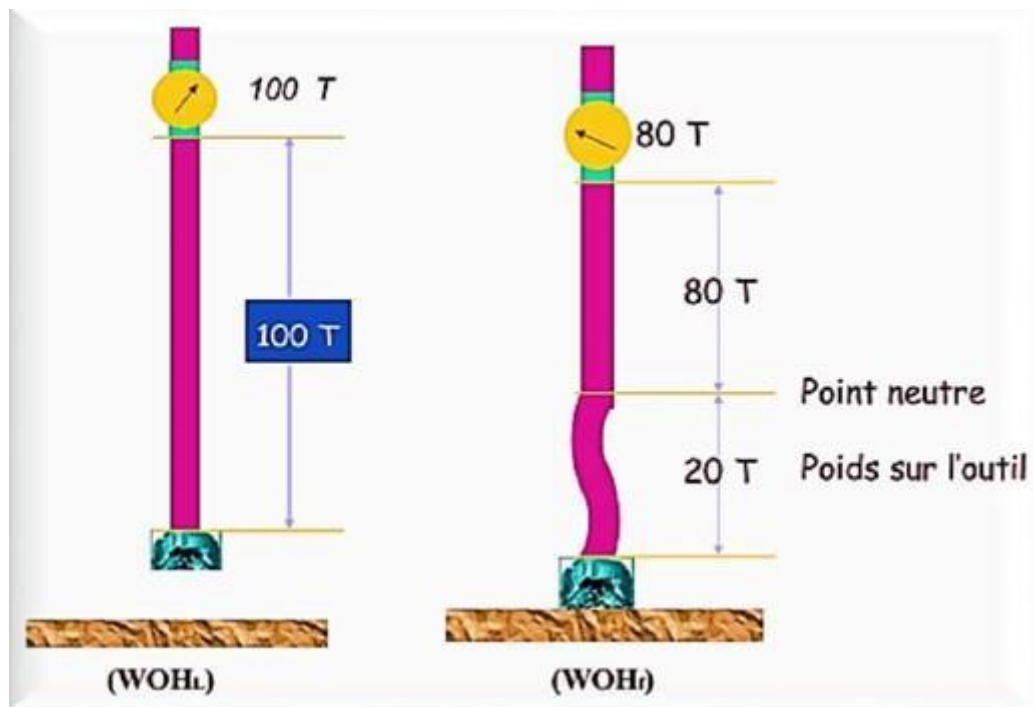


Figure 1.18 : Poids sur l'outil

3) 1.1.39 La vitesse de rotation (RPM)

La vitesse de rotation d'un outil autour de son axe de révolution, qui est appliquée pour rogner une surface, est déterminée par l'option de poids sur le bit (WOB).

La vitesse de l'outil peut être différente au fond du puits par rapport à la surface en raison de la grande flexibilité du système.

La vitesse de rotation est augmentée en fonction de la dureté de la formation et du paramètre Découple, mais elle peut également être limitée par les vibrations qui affectent le train de tiges.

Ces vibrations peuvent provoquer des résonances, ce qui peut entraîner fatigue et casse

1.1.40 Les 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

1. 1.1.41 Débit et pression d'injection

Ces deux paramètres doivent permettre d'une part d'assurer un écoulement suffisant sur l'outil pour refroidir les éléments de coupe pendant le processus de fragmentation de la roche et d'autre part un régime de circulation de la boue permettant un nettoyage efficace du puits afin d'éviter que les débris s'accumulent par gravité sur la partie basse du trou notamment dans le cas de forage dévié

2. 1.1.42 Vitesse minimale aux duses

Le jet de boue a pour effet de nettoyer le fond du puits et induire une turbulence suffisante pour laver la denture de l'outil.

- Avant les duses, la pression est élevée et la vitesse est faible.
- Après les duses, la pression est faible et la vitesse est élevée.

3. 1.1.43 La nature de fluide de forage

Le type de boue est choisi en fonction des performances recherchées et désigne les propriétés physico-chimiques du fluide de forage. Trois types de boues sont souvent employés : la boue à base d'eau (Water Based Mud, WBM), la boue à base d'huile (Oil Based Mud, OBM) et la boue synthétique (Synthetic Based Mud, SBM). Une boue synthétique est constituée d'un mélange d'eau et d'additifs chimiques

4. 1.1.44 Les caractéristiques de la boue

La boue de forage, est un fluide utilisé dans les opérations de forage pétrolier. et possède caractéristiques. Cela se résume à suivant :

- Densité
- Viscosité
- Pourcentage de solides dans la boue

2) 1.1.45 Les paramètres environnementaux

Dans le forage, la roche constitue le matériau à détruire, d'où la nécessité de connaître ses propriétés et savoir comment la détruire et comment elle attaque l'outil, afin d'améliorer le rendement du forage. Parmi les caractéristiques de la roche sont la lithologie et les pressions de pores et de fracturation.

1.1.46 La lithologie de la roche

La nature de la roche traversée (calcaire, schiste, grès) influence la vitesse de pénétration et le choix de l'outil. L'enregistrement des paramètres (vitesse, couple) aide à identifier les hétérogénéités du terrain.

La notion de dureté d'une roche, sur un chantier de forage, traduit en fait pour l'opérateur la résistance que celle-ci offre à l'avancement de l'outil et ceci de façon tout à fait empirique.

1.1.47 La dureté

La dureté d'un matériau définit la résistance qu'oppose une surface de l'échantillon à la pénétration d'un corps plus dur, par exemple la bille ou la pointe d'un duromètre. À la différence des minéraux dont la dureté est caractérisée par rayage (voir Échelle de Mohs), on utilise généralement des essais de rebondissement ou de pénétration pour caractériser la dureté des métaux, des matières plastiques et des élastomères. Ces essais ont l'avantage d'être plus simples à réaliser et de donner des résultats reproductibles. Il existe une grande variété d'essais de dureté possibles, ils sont très utilisés en contrôle qualité pour comparer ou estimer la résistance ou la rigidité des matériaux.

— Dureté MOHS :

Il existe cependant une définition de la dureté des roches : celle de l'échelle de MOHS, telle que chaque minéral de roche soit rayé par le minéral de roche de degré supérieur. Dans cette échelle, quartz qui est l'une des roches les plus dures que l'on rencontre effectivement dans les forages, a le degré de dureté 7 alors que le diamant a le degré le plus élevé égal à 10.

La dureté suivant MOHS traduit une résistance de la roche à la pénétration, par rayage.

Il est rare qu'un outil réel détruise la roche uniquement par rayage (sauf parfois avec l'emploi d'outils diamant). Il est rare également qu'une roche soit pratiquement composée d'un seul minéral, la notion de rayage devient beaucoup plus compliquée dans le cas de roches constituées des plusieurs minéraux de dureté différentes.

La dureté d'une roche suivante MOHS ne peut pas donc traduire la résistance à la pénétration d'un outil, par contre la dureté MOHS d'un minéral de roche à une influence directe sur l'effet abrasif de la roche sur l'outil.

1.2 Résistance à la pénétration statique

La dureté d'un matériau (comme les métaux) est mesurée par la profondeur de pénétration d'un poinçon dur sous une charge donnée : plus l'empreinte est petite, plus le matériau est dur.

Cependant, cette méthode ne fonctionne pas bien pour les roches, car elles ne se déforment pas de manière plastique. Les empreintes sont irrégulières et difficiles à mesurer.

Pour les roches, on observe que :

- Au début, le poinçon pénètre très peu.
- Après un certain seuil (charge critique), la pénétration devient importante et augmente avec la charge.
- Ensuite, la pénétration ralentit et devient presque constante même si la charge augmente

Il existe donc une charge critique, en dessous de laquelle il n'y a pas de pénétration significative.

Cette charge caractérise la résistance à la pénétration de la roche.

De plus :

- La rigidité du système poinçon-roche influence la pénétration.
- Plus la rigidité est faible, plus la pénétration est grande pour une même charge.

Enfin, comme un outil de forage peut être considéré comme un ensemble de poinçons, ces notions permettent de mieux comprendre :

- Le comportement des roches
- Et leur résistance lors du forage

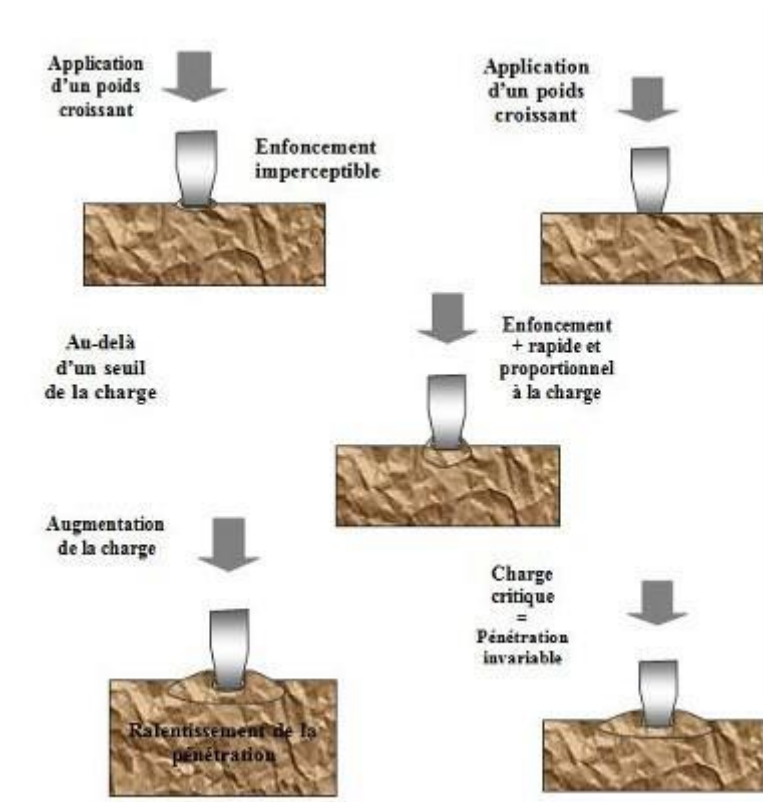


Figure 1.19 : Résistance à la pénétration

1.3 Résistance à la pénétration dynamique

Dans la définition précédente, la charge est appliquée lentement et progressivement jusqu'à dépasser la résistance critique de la roche.

Mais si la charge est appliquée instantanément :

- La profondeur de pénétration est plus grande pour une même charge.
- La durée de pénétration dépend :
 - De la valeur de la charge p
 - De la rigidité du système poinçon-roche
- Plus la rigidité est élevée la durée de pénétration diminue.

En forage : L'outil (assimilé à plusieurs poinçons) est en contact avec la roche pendant un temps limité. Donc, la résistance à la pénétration dépend aussi de la vitesse de déplacement de l'outil.

1.4 Résistance à l'écrasement

La pénétration statique d'un poinçon dans une roche entraîne un écrasement local des éléments situés sous celui-ci, ce qui suggère un lien entre la résistance à la pénétration et la résistance à la compression (écrasement). Les essais réalisés sur des éprouvettes montrent qu'il existe une bonne corrélation entre ces deux propriétés : en général, les roches les plus résistantes à l'écrasement sont aussi celles qui présentent les plus fortes résistances à la pénétration. Toutefois, il n'est pas possible d'établir une relation exacte entre elles, car les conditions de sollicitation diffèrent. En effet, la pénétration du poinçon engendre un état de contraintes triaxiales au niveau de la zone de contact, alors que les essais de compression classiques ne mettent en jeu que des contraintes uniaxiales. De plus, les différences de comportement élastique des roches empêchent d'établir une relation formelle entre ces deux types de résistance

1.5 Résistance à la compression non confinée (UCS)

C'est la résistance de la roche à un effort de compression uni axial, qui reste libre d'effort dans le plan perpendiculaire, l'UCS peut être déterminée au niveau de laboratoire à partir d'un essai de compression simple

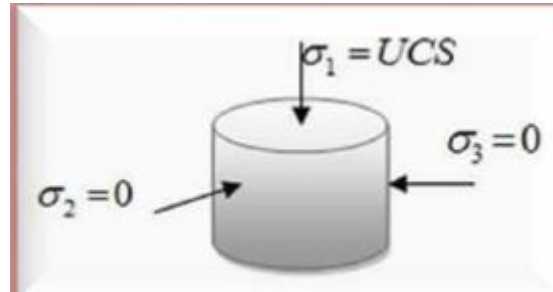


Figure 1.20 : Détermination de l'UCS

1.6 Résistance à la compression confinée (CCS)

Ce type d'approche est basé sur le principe qui suppose que, dans un milieu poreux saturé et non réactif, la contrainte appliquée « Contrainte effective » est égale à la somme de la pression interstitielle supportée par la phase aqueuse P avec la contrainte effective supportée par la phase solide

Si on est en présence d'un milieu poreux saturé de fluides, la résolution des problèmes de mécanique devient un peu plus compliquée et nécessiterait l'introduction de l'effet d'une interaction entre le fluide et la matrice solide.

1.6.1 Abrasivité

L'abrasivité d'une roche est liée en premier lieu à la dureté minéralogique des éléments qui la constituent. Le caractère abrasif d'une roche n'intervient pas dans le processus de pénétration d'un élément d'outil dans la roche, mais intervient par le fait des modifications par usure, dans le temps, des caractéristiques géométriques ou mécaniques de celui-ci.

Cette usure peut se produire de deux façons : si la dureté minéralogique des éléments constituant la roche est plus grande que la dureté des éléments de l'outil il y aura destruction volumétrique de ceux-ci ; si la dureté des éléments de roche est plus faible que celle des éléments de l'outil il y aura usure superficielle par frottement. L'usure par frottement dépend de la valeur du coefficient de frottement de la roche au contact de l'outil.

La fragilité et l'abrasivité constituent les propriétés essentielles qui caractérisent les roches en tant que matériaux à détruire par les outils. De nombreuses autres caractéristiques interviennent en pratique, telles que la porosité, la perméabilité, la structure et l'orientation des différents plis constituant les formations, les contraintes In-situ que supportent les roches aux diverses profondeurs. Mais il s'agit là des caractéristiques liées plus à la technique qu'à celle de la conception et de la réalisation des outils eux-mêmes.

Chapitre 2

Mécanismes d'usure des outils de forage

Chapitre II : Mécanismes d'Usure des Outils de Forage (Drill Bits)

2.1 Introduction

L'outil de forage, bien qu'il soit la composante la moins volumineuse de l'ensemble des équipements de forage, demeure l'élément le plus crucial et déterminant pour la réalisation d'un puits. Il constitue la première interface qui entre en contact direct avec les différentes formations géologiques, et joue un rôle primordial dès les premières étapes du forage.

Le choix d'un outil de forage adapté repose principalement sur la nature et les caractéristiques des terrains à traverser. En effet, la facilité avec laquelle une roche peut être fragmentée ou détruite dépend de multiples facteurs :

- La nature intrinsèque du matériau rocheux, incluant sa dureté, son abrasivité et la composition minérale qui le constitue.
- Les caractéristiques du milieu environnant, telles que les contraintes présentes dans la formation, le degré de diagenèse des sédiments, la pression exercée par la formation, l'inclinaison ou le pendage des couches, ainsi que d'autres facteurs géotechniques pouvant influencer la résistance du matériau.
- La trajectoire du puits, car elle influe directement sur la répartition des contraintes et des efforts dans le roc, ce qui a un impact sur l'efficacité de pénétration de l'outil.
- Les moyens et dispositifs utilisés pour le forage, incluant le type d'outil, sa manière d'utilisation, le type de boue employée, l'assemblage de fond de trou (BHA), les garnitures et autres équipements de soutien.
- Les paramètres opérationnels appliqués pour la destruction de la roche, tels que le poids appliqué sur l'outil, la vitesse de rotation, le débit de forage et d'autres réglages techniques visant à optimiser la performance.

Plusieurs types d'outils de forage sont utilisés en fonction des objectifs spécifiques :

- . Ceux qui détruisent complètement la roche.
- . Les couronnes qui permettent de prendre des carottes.

Au fil du temps, les outils de forage ont subi de nombreuses améliorations et évolutions afin de répondre aux défis techniques croissants de l'industrie, notamment face à la complexité des formations géologiques et à la diversité des conditions de forage. Ces évolutions ont permis d'améliorer l'efficacité des opérations, d'optimiser la pénétration et la durabilité des outils, tout en assurant la sécurité et la fiabilité des travaux de forage. [1]

2.2 Les différents types des outils de forage

Les outils se classent en deux catégories :

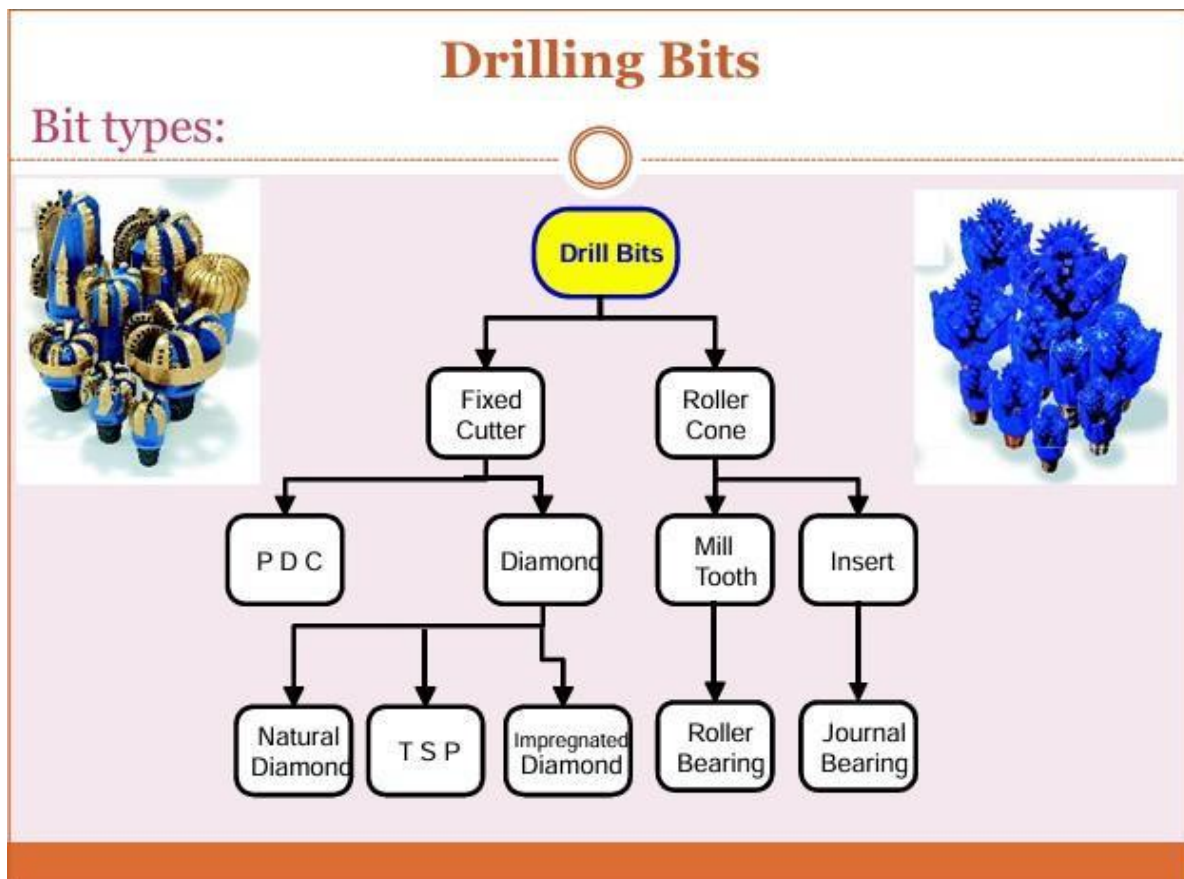


Figure 2.1 :Types des outils

2.2.1 Les outils à éléments de coupe fixes

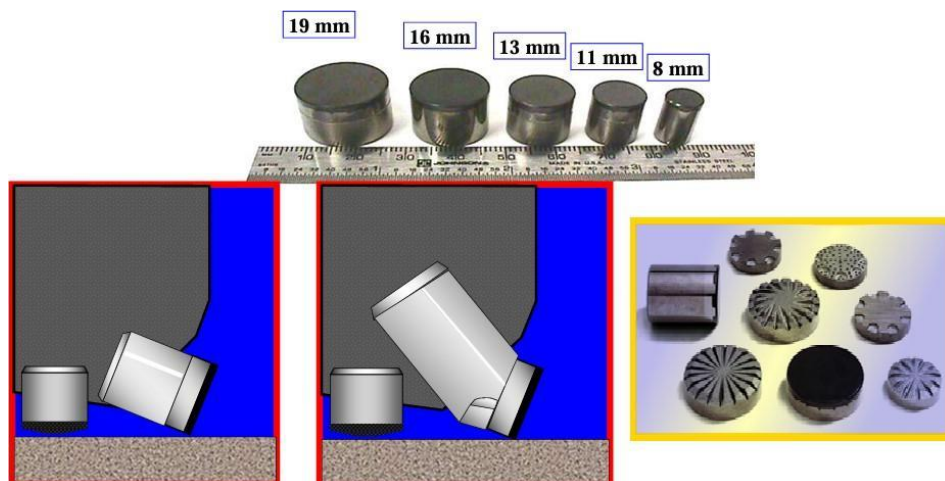
Ils ne possèdent pas de pièces tournantes, ce sont les outils monobloc. Des diamants naturels et de synthèse sont utilisés pour leur fabrication. Les outils à diamants naturels travaillent à la façon d'une lime tandis que les outils à diamants synthétiques travaillent à la façon d'un rabot.

2.2.2 Les outils PDC (Polycrystalline Diamond Compact)

Aux débuts du forage pétrolier, les forets à queue de poisson, également appelés drag bits, étaient largement employés dans les différents champs pétrolifères. Cependant, vers 1909, il est devenu évident que ces forets ne pouvaient pas pénétrer efficacement de nombreuses formations situées au-dessus des réservoirs de pétrole et de gaz plus profonds. Ils furent donc progressivement remplacés par des forets à cônes rotatifs (roller cone bits). La société General Electric, consciente des avantages des drag bits – notamment l'absence de pièces mobiles et la grande efficacité du cisaillement – entreprit, au début des années 1970, le développement et les tests de nouvelles structures de coupe pour ces outils. Depuis leur introduction dans les champs pétrolifères en 1976, les forets dotés de Diamond Compact polycristallin (PDC) ont permis aux drag bits de concurrencer efficacement les forets à cônes rotatifs classiques ainsi que les forets diamantés. En 1971, General Electric réussit à synthétiser le diamant en laboratoire à partir d'un mélange de graphite, nickel et cobalt, sous des conditions extrêmes de pression et de température (100 000 bar et 1 500 °C). La couche fine de diamant obtenue pouvait alors être fixée sur un support en carbure de tungstène, donnant naissance au produit appelé Stratapax ou Diamond Compact (PDC – Polycrystalline Diamond Compact). Ces diamants synthétiques polycristallins sont constitués de petits cristaux disposés de manière aléatoire, le cobalt jouant le rôle de liant entre eux. Cette structure confère au PDC une résistance exceptionnelle à la compression et à l'usure, surpassant celle du diamant naturel, tout en assurant un auto-affûtage, ce qui permet de maintenir l'efficacité de la coupe même après de longues périodes d'utilisation. [2]



Figure2. 2 : outils PDC



Fugure 2.3 : (Drag Bit) – PDC

2.2.3 Étude et fabrication des outils PDC

La fabrication des outils PDC passe par deux étapes distinctes :

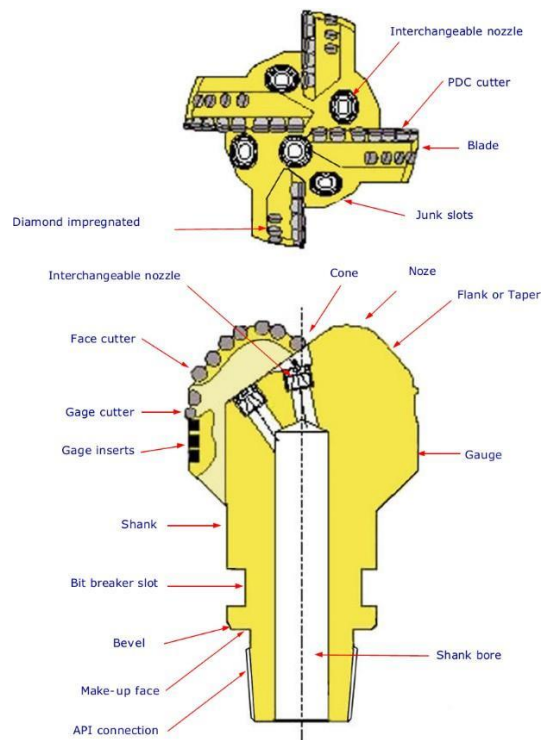
A. Étude :

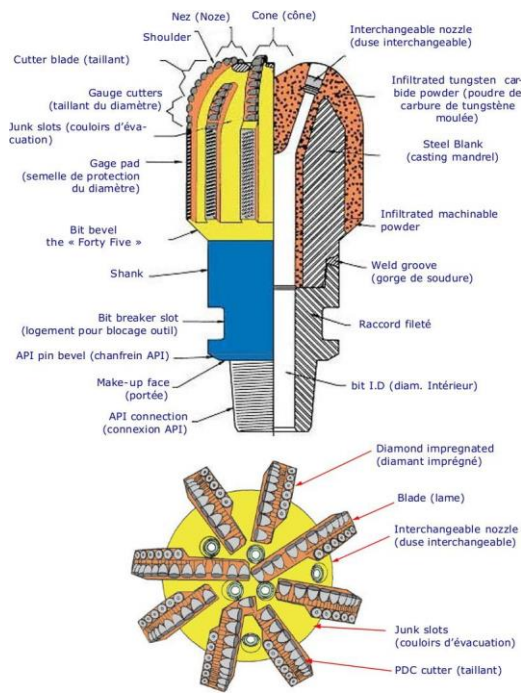
L'ingénieur " designer " dessine l'outil en fonction de l'application pour laquelle il est destiné. Ce travail est réalisé à l'aide d'un logiciel très sophistiqué dans lequel toutes les données nécessaires sont emmagasinées. Après finalisation et simulation

d'un test du "design" sur ordinateur, le schéma de l'outil avec tous les détails nécessaires sont envoyés à l'usine pour la réalisation du premier prototype (lorsqu'il s'agit d'un nouveau design). Le logiciel peut estimer l'usure d'un outil par une simulation faite sur la base d'une comparaison avec un design différent.

B. Fabrication :

Il existe deux systèmes de fabrication d'outil PDC : les outils dont le corps est en acier (steel body) et les outils dont le corps est une matrice (matrix body). Les outils avec corps en acier sont usinés dans des barres d'acier, alors que les outils avec corps en matrice sont coulés à partir de poudre de carbure de tungstène dans les moules correctement formés.





Corps en matrice (Matrix Body) Corps en acier (Steel Body)

Figure 2.4 : les types d'outils en PDC

2.2.4 Corps en acier (Steel Body)

Les outils de type Steel Body utilisent des cutters PDC de type périscope, insérés directement dans le corps en acier sans soudure ni brasage. La protection du diamètre de l'outil est assurée par des studs en carbure de tungstène disposés sur toute la hauteur de la cage extérieure.

— Avantages du Steel Body

Possibilité de remplacer les cutters périscope après utilisation, à condition que le corps de l'outil n'ait pas subi d'érosion importante.

Utilisation complète de la surface des cutters, puisque ceux-ci sont entièrement exposés.

— Inconvénients du Steel Body

Usure rapide par “wash out” du corps en acier, ce qui limite fortement la durée de vie de l'outil. Cette usure est directement liée à la quantité de solides contenus dans la boue. Toutefois, elle peut être partiellement réduite par un revêtement métallisé dur appliqué sur la surface d'attaque de l'outil.

2.2.5 Corps en matrice (Matrix Body)

Les outils à Matrix Body sont équipés de cutters cylindriques insérés dans des évidements préalablement aménagés dans le corps de l'outil.

— Avantages du Matrix Body

Excellente résistance à l'abrasion, grâce au corps en carbure de tungstène, ce qui permet une durée de vie supérieure à celle des cutters eux-mêmes.

— Inconvénients du Matrix Body

Coût plus élevé par rapport au Steel Body.

L'outil est irrécupérable après usage, ne pouvant être réparé.

Surface totale du cutter non entièrement exploitée, en raison de sa position dans la matrice

2.2.6 Le profil

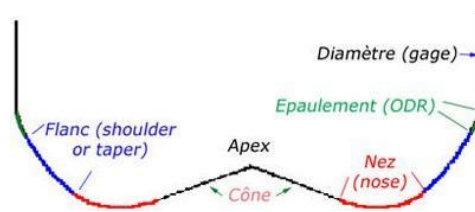
Une grande variété de profils d'outil existe. Ces profils peuvent être regroupés en trois principaux groupes :

- Profil à simple cône (single cone) : plat, hémisphérique et forme à étage
 - Profil à cône peu profond (shallow cone) : plat, à flanc court, à flanc moyen et à flanc long
 - Profil à double cône (double cone) : flanc court à médium et flanc long
- Pour chacun de ces groupes, les variations de profil permettent d'associer le volume des taillants en rapport avec la dureté de la formation et la conception de l'hydraulique pour l'évacuation des déblais.

Le profil d'un outil a une influence directe sur :

- La stabilité de l'outil
- La manœuvrabilité de l'outil (steerability)
- Le nombre de taillants
- La durabilité de l'outil
- La vitesse d'avancement
- Le nettoyage et le refroidissement de l'outil

2.2.7 Caractéristiques des profils



Le profil de l'outil consiste en

- Apex (centre géométrique de l'outil)
- Apex (centre géométrique de l'outil)
- Cône
- Nez **Figure 5** : les sections du profil
- Le flanc (shoulder ou taper)
- L'épaulement (ODR)
- Le diamètre (gage ou gauge)

Il existe principalement trois types de profils :

1. Profil plat ou avec un faible cône intérieur.
2. Profil double cône (cône intérieur très prononcé).
3. Profil parabolique.

2.2.8 Le profil plat

A utiliser en formation tendre (actuellement ces outils sont généralement des outils à lames qui ont un nombre de cutter limités).

2.2.9 Le profil double cône

Ce type de profil est étudié généralement pour les formations plus dures, en effet ce a l'avantage d'augmenter le cutter. De plus l'usure des cutters est plus homogène pour les profils en pointe de cône que dans les autres types de profils.

2.2.10 Le profil parabolique

Ce profil a les mêmes caractéristiques que les profils double cône mais en plus il est plus facile de diriger avec un moteur de fond dans un puits dévié. Ce profil donne une grande surface sur laquelle un nombre important d'éléments peut être fixé.

2.2.11 Distribution des cutters

Les cutters sont distribués sur la surface de l'outil de manière à satisfaire aux multiples exigences du forage. Naturellement la disposition du taillant doit avoir pour résultat un forage plein diamètre. Optimiser un outil PDC fait appel à un jugement basé sur la connaissance et l'expérience.

1. Régularité de l'usure : le concepteur essaie d'obtenir pour le forage une usure régulière sur les dents de l'outil, afin qu'aucun taillant ne s'use plus qu'un autre. En outre, une usure régulière conduit à une utilisation efficace du PDC.

2. Durée optimale de vie : basée sur les formations ciblées et, par conséquent, les conditions d'opérations, les taillants sont arrangés sur l'outil de telle manière à fournir le maximum de durée de vie en prenant en considération les vitesses d'avancement attendus et le coût du produit.

3. L'équilibrage : la force du déséquilibre latérale, résultant de l'addition vectorielle de toutes les forces de coupes quand l'outil fore, est calculée lors de l'étude. Il est important de minimiser cette force latérale de manière à réduire les phénomènes de vibration dans certaines conditions de forage (formations traversées, stabilisation BHA, vitesse de rotation ...etc.).

2.2.12 Impacts thermiques

Le PDC dont le plus connu est le Stratapax de General Electric, se présente en général sous la forme d'une fine lamelle de diamant synthétique (épaisseur : 0,5 mm) avec des impuretés de cobalt, placée sur un substrat de carbure de tungstène. La couche de diamant est constituée de petits cristaux qui se sont développés dans des directions aléatoires (structure comparable à celle du carbonado). Le cobalt, utilisé pour catalyser la synthèse, sert également de liant entre les cristaux. Cette structure polycristalline confère au diamant synthétique une résistance à la compression (pas de plans de clivage) et à l'usure plus élevée que celle du diamant naturel de qualité standard. La couche de diamant s'use par micro-écaillage et par graphitisation, causés par les températures très élevées qui se développent au contact avec la formation forée, ce qui entraîne un auto-affûtage du PDC qui maintient l'efficacité de l'arête de coupe. Les performances du taillant seront donc peu ou pas diminuées au cours de la vie de l'outil, tant que la surface de contact avec la formation située derrière le PDC reste dans des proportions raisonnables et que la roche n'est pas trop dure. Cependant, les coefficients de dilatation thermique du liant et du diamant sont très différents (coefficient du liant beaucoup plus élevé). A partir de 400 °C, la dilatation différentielle des différents constituants commence à produire des ruptures de liaisons entre cristaux et le PDC perd progressivement sa résistance, la structure n'est plus stable aux environs de 750 °C. Il est donc essentiel de maintenir le PDC à une température la plus faible possible. Les premiers compacts à être synthétisés avaient un diamètre de 8 mm, actuellement on sait fabriquer des compacts de 2 pouces et plus. Les diamètres les plus couramment utilisés sont 13 mm, 19 mm et 24 mm.

Les compacts peuvent être brasés sur le corps de l'outil ou peuvent être fixés sur des supports (crampons) cylindriques de carbure de tungstène emmanchés en force à froid dans le corps de l'outil. [3]

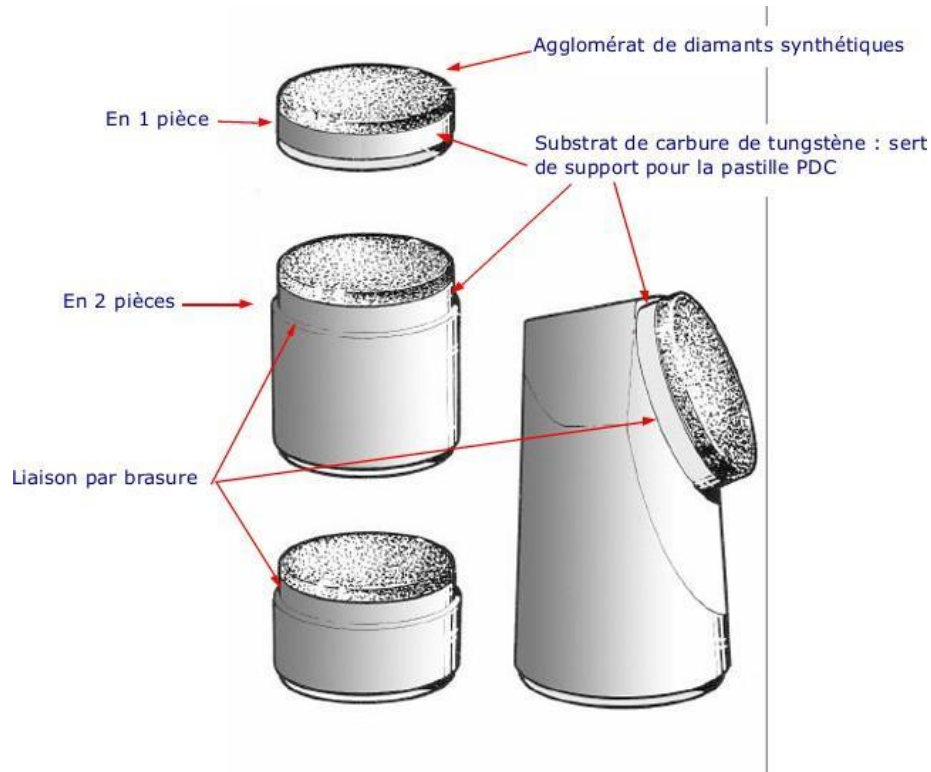


Figure 2.6 : Différentes formes de cutters

2.2.13 Abrasivité

L'abrasivité d'une roche dépend principalement de la dureté minéralogique des minéraux qui la composent. Le caractère abrasif d'une roche n'influence pas directement la pénétration d'un outil dans celle-ci, mais agit plutôt sur l'évolution des propriétés géométriques et mécaniques de l'outil au fil du temps, sous l'effet de l'usure.

Cette usure peut se manifester de deux façons :

- . Si la dureté des minéraux de la roche est supérieure à celle de l'outil, l'outil subira une destruction volumétrique.

- . Si la dureté des minéraux est inférieure à celle de l'outil, l'usure sera superficielle, due au frottement, dont l'intensité dépend du coefficient de frottement entre l'outil et la roche.

Les propriétés essentielles qui caractérisent les roches comme matériaux à détruire par les outils sont : la dureté (résistance à la pénétration), la fragilité ou plasticité, et l'abrasivité.

D'autres facteurs interviennent également dans la pratique, tels que: la porosité, la perméabilité, la structure et l'orientation des plis dans les formations, ainsi que les contraintes in situ

supportées par les roches à différentes profondeurs. Toutefois, ces caractéristiques relèvent davantage des aspects techniques du forage que de la conception ou de la fabrication des outils eux-mêmes.

A. 2.2.14 Attaque de la roche par l'outil

2.2.15 Pénétration et écrasement

La pénétration de l'outil dans la roche constitue la condition préalable à une destruction volumétrique des éléments de la roche. Les analyses précédentes ont permis de déterminer les conditions nécessaires pour obtenir cette pénétration : il faut que la pression de contact exercée par les parties actives de l'outil sur la roche dépasse un seuil caractéristique de cette dernière.

La profondeur de pénétration augmente avec la charge appliquée ; pour une charge donnée, elle sera d'autant plus importante que la rigidité du système roche–outil est faible.

Dans le forage rotatif, la force qui permet la pénétration de l'outil provient essentiellement du poids d'une portion de la chaîne de tiges. Ce poids reste toutefois limité. Pour assurer une pénétration efficace, il est nécessaire que les surfaces de contact entre l'outil et la roche soient d'autant plus réduites que la résistance de la roche à la pénétration est élevée.

Par ailleurs, si l'on néglige les vibrations longitudinales de la chaîne de tiges, la charge appliquée sur l'outil peut être considérée comme continue.

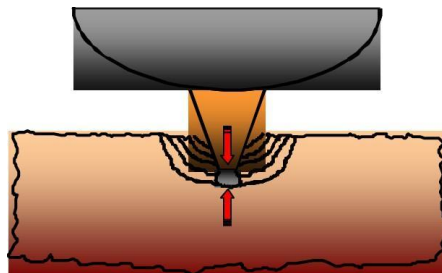


Figure 2.7 : Pénétration et écrasement.

2.2.16 Coupe

Le balayage du fond du trou est obtenu par le mouvement de rotation de l'outil autour de l'axe de forage.

Si l'outil est monobloc, tous les points de l'outil décrivent dans ce mouvement des cercles concentriques; en particulier chacun des éléments de l'outil, qui est maintenu enfoncé dans la roche sous l'effet de la charge verticale, repousse dans ce mouvement de rotation un élément de roche, dont l'épaisseur est égale à la profondeur dont il s'est enfoncé, et à chaque instant il écrase un élément nouveau de roche vierge. Si la vitesse de rotation de l'outil et la résistance de la roche sont uniformes, chaque élément d'outil, en contact avec le fond du trou, aura une trajectoire hélicoïdale dont le pas sera égal à l'avancement de l'outil par tour.

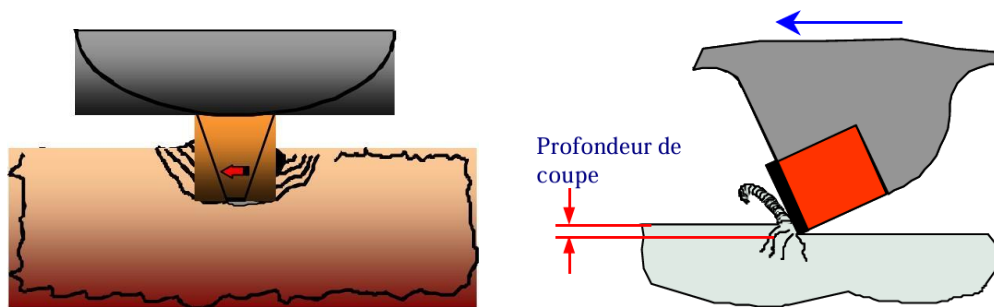


Figure 2.8 : Écrasement et coupe constituent le mode de travail des outils à lames.

2.2.17 Abrasion

Les contacts sous charge et en mouvements relatifs de l'outil avec la roche peuvent provoquer, même si cela n'est pas recherché, une destruction volumétrique ou superficielle par abrasion et frottement aussi bien d'éléments de roche que d'éléments d'outil ; en particulier ce mode d'attaque de la roche vient très souvent s'ajouter aux modes d'attaque par écrasement, coupe et percussion. Les frottements peuvent également faire intervenir des phénomènes thermiques, susceptibles d'accroître l'effet de destruction.

Les outils diamant sont conçus pour attaquer la roche par abrasion

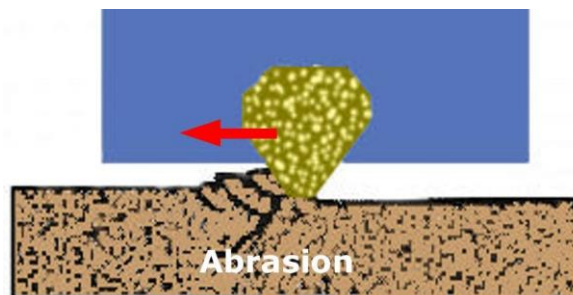


Figure 2.9 : Action d'un outil par abrasion.

2.2.18 Érosion

Bien qu'il n'existe en pratique que peu de roches qui puissent être détruites uniquement par érosion, la circulation de boue à grande vitesse, qui dans la plupart des forages rotatifs évacue les déblais de forage, peut accroître les effets de destruction des roches par l'action des outils. Certains outils, soit à lames, soit à molettes, dits outils à jets, sont également adaptés dans ce but

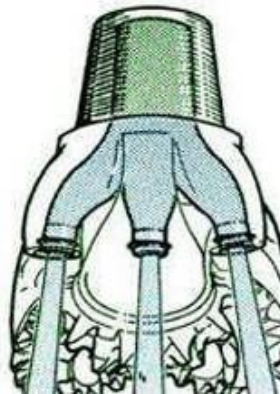


Figure 2.10 : action d'un Érosion

B. 2.2.19 Attaque de l'outil par la roche

2.2.20 Réactions de la roche sur l'outil

À un moment donné, l'outil se trouve en état d'équilibre sous l'effet des forces extérieures, à savoir la charge appliquée et le couple moteur, ainsi que des réactions exercées par la roche.

La compréhension de ces réactions est indispensable pour évaluer les contraintes subies par les différents composants de l'outil. Cette évaluation permet ensuite de déterminer de manière appropriée les formes, les dimensions et les propriétés mécaniques adaptées à chaque partie de l'outil.

De plus, toute percussion appliquée intentionnellement afin d'améliorer la destruction de la roche doit être supportée sans défaillance par l'élément de l'outil chargé de la transmettre.

2.2.21 Usures des parties actives de l'outil

Comme mentionné précédemment, le contact sous charge associé au mouvement relatif entre la roche et l'outil entraîne une usure des parties actives par abrasion et par frottement.

D'autres formes d'usure peuvent également apparaître lorsque ces parties actives restent en contact avec les déblais déjà détachés de la roche intacte. Ces phénomènes dépendent donc

directement des conditions d'évacuation et de circulation des déblais dans le puits.

Par ailleurs, le fluide de forage lui-même peut provoquer une usure par érosion de certains éléments de l'outil.

2.2.22 Les TSP (Thermally Stable Polycrystalline)

Diamant synthétique haute température appelé aussi TSD ((thermally stable diamond)

Pour pallier à l'instabilité thermique des PDC, et pour trouver une solution à une raréfaction préoccupante en Carbonado, General Electric a mis au point un diamant synthétique où le catalyseur est éliminé par acidification. Le produit obtenu est stable jusqu'à des températures de l'ordre de 1200 °C. Cependant l'élimination du cobalt fait qu'il n'est pas possible de fixer le diamant obtenu sur un support quelconque. Le TSP devra donc être maintenu en place mécaniquement comme le diamant naturel.

Il existe un autre procédé de fabrication où le cobalt et le nickel sont remplacés par du silicium. Le produit obtenu est encore plus stable du point de vue thermique, mais comme dans le cas précédent, il ne peut pas être fixé sur un support.

Les TSP n'atteignent pas la résistance aux chocs ni la résistance à l'abrasion des carbonado car ils sont beaucoup plus poreux et contiennent toujours des traces de liants et catalyseurs qui induisent des graphitisations à températures élevées (roches dures et applications turbine). Les TSP sont en général recouverts de métal (tungstène ou nickel) par dépôt électrochimique, afin d'assurer une meilleure liaison avec la matrice et permettre alors une meilleure exposition (protrusion du diamant hors de la matrice).

Les TSP sont disponibles sous plusieurs formes :

- Triangulaire dont les tailles standard sont de 3 à 1 pierres par carat. Il est utilisé pour forer des formations moyennement dures à dures mais non abrasives (Argillites, Dolomies et Calcaires) dans lesquelles la forme pointue permet de pénétrer mieux.

- Disque dont la taille est de l'ordre d'une pierre par carat. Il est utilisé pour forer le même type de formation mais est plus performant dans les situations où une plus grande résistance à l'usure et au choc est demandée. Cette forme permet d'avoir une vitesse d'avancement et une durée de vie plus élevées dans des formations dures et abrasives ou fracturées.

Les TSP peuvent être regroupés pour former des structures en mosaïque de la dimension des PDC. Cette structure a permis d'augmenter la vitesse d'avancement et d'allonger la durée de vie de l'outil dans des formations tendres, abrasives et dans les intercalations d'argiles et de roche plus dures, là où les PDC n'étaient pas rentables ; De telles structures sont actuellement concurrencées par l'apparition de PDC à table diamantées très épaisses.

Le TSP présente de nombreux avantages sur les autres types de diamant :

- Il résiste mieux à la température que le PDC.

- Sa petite taille comparé aux PDC permet une meilleure répartition des diamants sur la face

d'attaque et autorise des designs à concentration diamantée plus forte.

- Grâce à sa structure polycristalline, il résiste mieux au choc que le diamant naturel (à l'exception du carbonado qui est également polycristallin).

- Son usure irrégulière produit des faces tranchantes alors que le diamant naturel s'émousse. De ce fait, les performances des TSP diminuent peu au cours de la vie de l'outil.

En définitive, le TSP permet de combler le vide qui existe entre les applications type PDC et diamant naturel.

Remarque : il existe une autre génération d'outils dite "hybrides" ou céramique. Ce sont des outils ayant une structure de coupe formée de cutters PDC protégés à l'arrière par des TSD et/ou des diamants naturels. [3]

2.3 Les outils à molettes

Le premier foret à molettes fonctionnel a été introduit dans les champs pétrolifères par Howard Hughes Sr. En 1909. Au cours des quinze années suivantes, ce type de foret a été principalement utilisé dans les zones de formations dures. Initialement, il s'agissait d'un foret bicône dont les cônes ne s'engrenaient pas, ce qui entraînait une tendance à « bourrer » dans les schistes tendres. Dans les années 1920, le foret a été repensé avec des dents engrenantes auto-nettoyantes, et au début des années 1930, le foret tricône a été introduit, équipé de coupeurs adaptés aussi bien aux formations dures que tendres.

Le mécanisme principal de forage des forets à molettes repose sur l'intrusion des dents dans la roche, c'est-à-dire que les dents sont enfoncées dans la formation par le poids appliqué sur le foret, puis extraites grâce à l'action de rotation. Pour cette raison, les cônes et les dents des forets à molettes sont fabriqués en acier spécial trempé (case hardened steel).

Un des avantages des forets à molettes réside dans la conception à trois roulements disposés autour du journal du cône. Les roulements talons sont des rouleaux qui supportent la majeure partie de la charge et subissent l'usure principale. Les roulements centraux sont des billes qui maintiennent le cône sur le journal et résistent à la poussée dans les deux directions. Le roulement de nez est composé d'un manchon trempé inséré dans l'extrémité du cône et d'une pièce mâle traitée avec un matériau spécial pour résister au grippage et à l'usure.

Bien que les forets à molettes aient constamment été améliorés au fil des années, trois évolutions majeures se démarquent :

1. La modification de la conception des canaux de boue et le développement du foret à jet ;
2. L'introduction des insertions en carbure de tungstène pour la structure de coupe ;
3. La mise au point de roulements de journal étanches pour augmenter la fiabilité et la durée de vie de l'outil.

Il existe plusieurs types d'outils à molettes à dents en acier, notamment :

- les bicônes (2 cônes) ;
- les tricônes (3 cônes).

Le tricône est le plus couramment utilisé de nos jours, tandis que le bicône, auparavant employé pour la déviation, est aujourd'hui peu utilisé.[4]

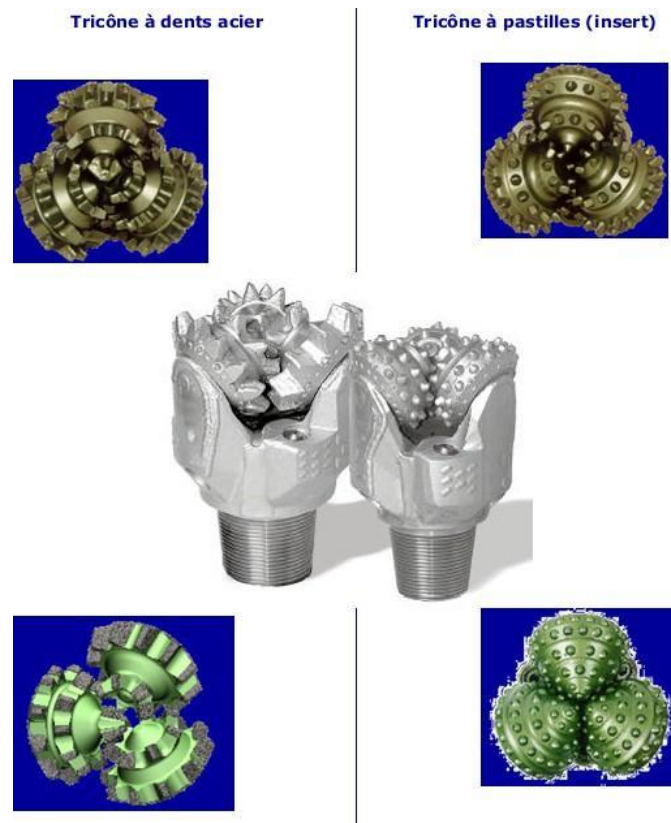


Figure 2.11 : Outils de forage à molettes

2.3.1 Description et fabrication des tricônes

Un tricône est constitué de 3 bras . Les étapes de fabrication d'un outil tricône sont :

- chaque bras est forgé et usiné avec son tourillon, puis subit un traitement thermique,
- chaque molette, usinée, subit également un traitement et est rechargée.
- usinage des dents pour les outils à dents fraisées.
- usinage des logements des picots sur les molettes des outils à inserts. puis sertissage des picots,
- les molettes sont montées sur des tourillons de la manière suivante :
- mise en place de la butée au fond de la molette,
- mise en place de la bague du sommet du tourillon,
- mise en place du jeu de galets,

- emmanchement du cône et verrouillage sur le tourillon par le jeu de billes. Ces billes sont mises en place par un canal, percé dans le bras et le tourillon, qui est ensuite bouché par un bouchon soudé ,
- assemblage, soudure des 3 bras et usinage du filetage,
- test de la qualité de la soudure à l'eau (3000 psi),
- remplissage des 3 réservoirs de graissage des roulements et mise en place des bouchons de fermeture de la partie supérieure du réservoir



Usinage du filetage Assemblage des bras pour soudure Usinage des bras d'un outil tricône

Figure 2.12 : fabrication des tricônes

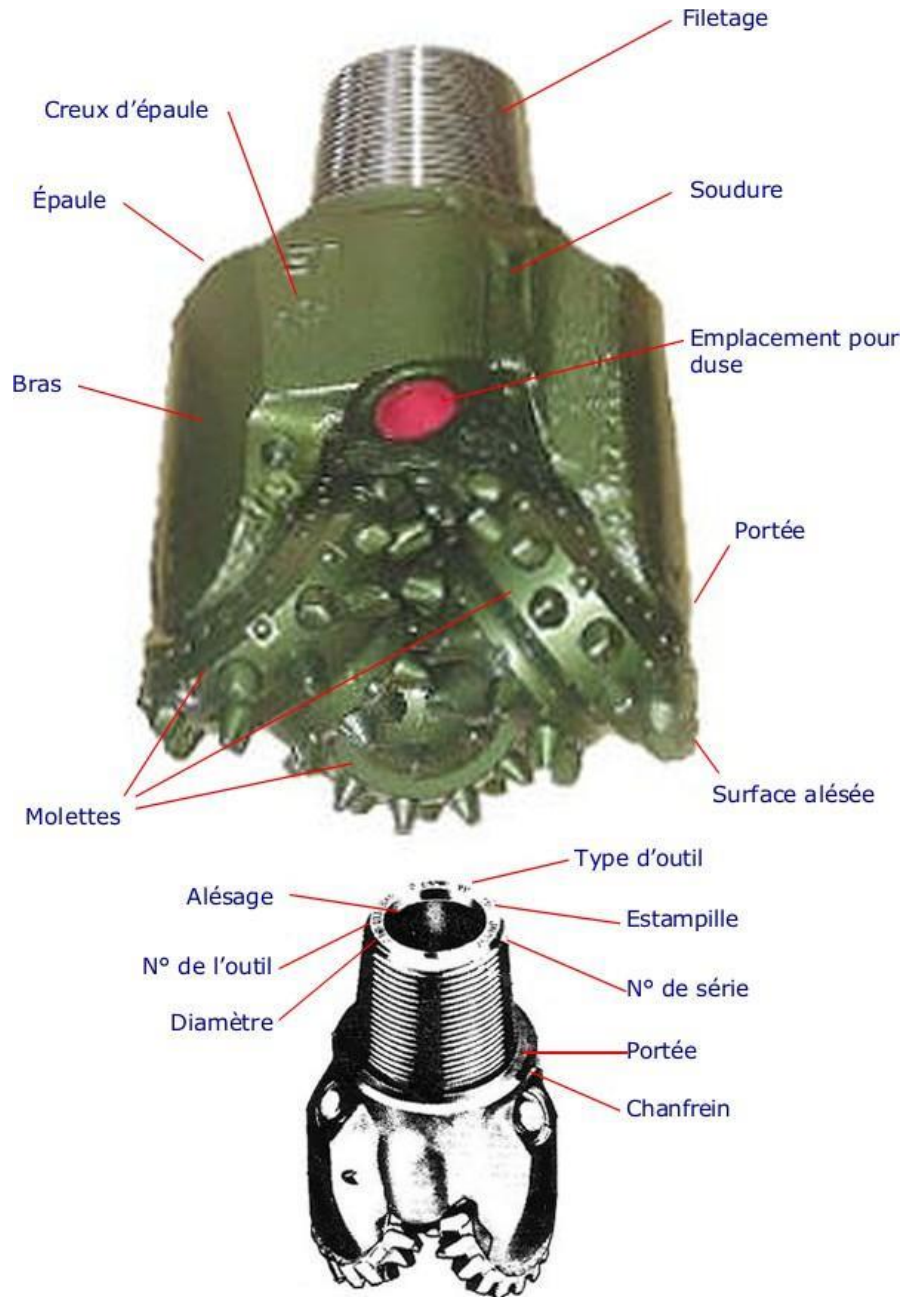


Figure 2.13 : Description d'un tricône

2.3.2 Géométrie des tricônes

Les premiers soucis du concepteur sont les valeurs de vitesse d'avancement et la durée de vie de l'outil.

Pour obtenir ces caractéristiques, il travaille avec la valeur de l'angle de l'axe (tourillon) des molettes (journal angle), la conicité des molettes (cone angle), l'angle du cône du talon (oversize angle), l'excentricité des molettes (offset), l'espace entre l'extrémité des dents d'une molette par rapport aux cannelures des molettes adjacentes (intermesh), l'avancée (projection)

et l'écartement (pitch) des dents pour réaliser une conception réussie. Ces paramètres définiront le profil des molettes. Les principes de base de la conception des outils tricônes sont les mêmes pour les outils à dents en acier ou en carbure de tungstène.

Les trois cônes d'un outil ne sont pas identiques et sont numérotés. Il est convenu d'appeler : Cône (ou molette) n° 1 : le cône ayant une pointe qui occupe le centre de l'ensemble des trois. Les cônes n° 2 et 3 sont ceux que l'on rencontre successivement en partant du n° 1, dans le sens des aiguilles d'une montre en faisant face aux 3 cônes. Pour obtenir l'effet de glissement ou "ripage" qui permet d'arracher les copeaux de terrain, l'axe de chaque molette est décalé et ne passe pas par l'axe de rotation de l'outil. La divergence des axes produit ce que l'on appelle "l'offset". Cet offset est d'autant plus grand que l'outil est destiné aux terrains tendres, pour devenir nul pour les outils destinés aux terrains durs. Dans les terrains durs l'arrachage de copeaux n'est plus possible et l'effet de glissement serait nuisible aux dents de l'outil. Par ailleurs, le nombre de dents (inventeurs) est calculé de telle sorte que le travail de chacun soit équivalent en allant du centre vers l'extérieur (où vitesses et volume à enlever par tour sont plus élevés). Il faut s'assurer également que chaque cône ait à peu près le même nombre total d'indenteurs, afin d'éviter un déséquilibre de l'outil (en termes de poids et couple exercés sur chaque cône). La répartition des éléments de coupe sur chaque cône est importante. Un bon arrangement permet d'améliorer le nettoyage de l'outil et de réduire les risques de bourrage. Les structures de coupe sont réparties en plusieurs rangées :

- la rangée de nez (nose row) la plus au centre de l'outil,
- la rangée médiane (middle row),
- la rangée de talon (heel row) la plus extérieure.

Le pas des éléments de coupe est également un point important. Si les dents sont régulièrement réparties sur un cercle, elles vont retomber toujours au même endroit sur le front de taille réduisant ainsi la pénétration et la destruction de la roche. Pour éviter cela, la répartition des dents n'est pas régulière.

Angle d'inclinaison du tourillon (Journal angle)

L'élément de base dans la conception du profil des molettes est la valeur d'angle de l'axe des molettes. C'est l'angle formé entre une ligne perpendiculaire à l'axe de l'outil et le tourillon de la molette. Cette valeur d'angle détermine le profil extérieur des molettes, puisque chaque molette est conçue pour remplir son espace réparti. Les outils pour formation tendre ont des angles faibles (30 à 36 degrés), alors que les outils pour formation dure ont des angles plus grands (36 à 39 degrés).

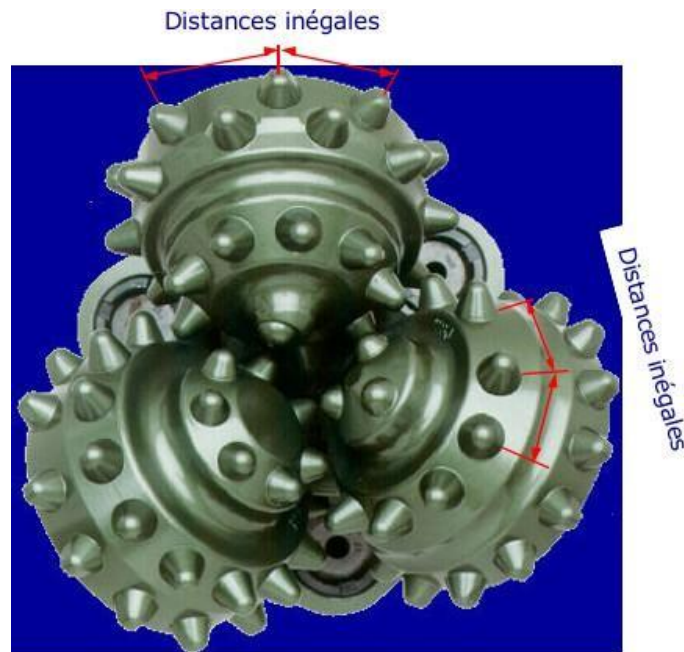


Figure 2.14 : Irrégularité du pas des éléments de coupe

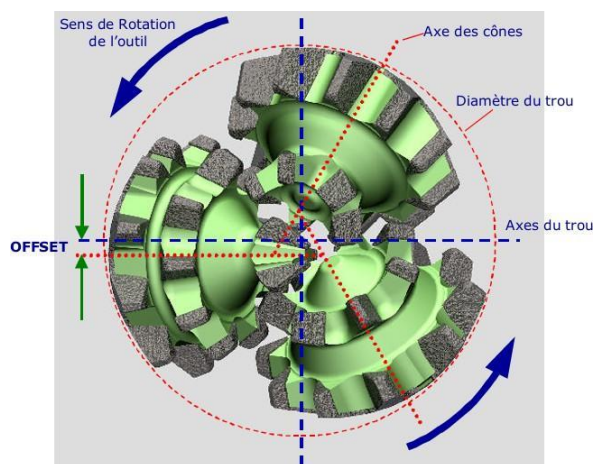


Figure 2.15 : Offset d'un tricône
molettes

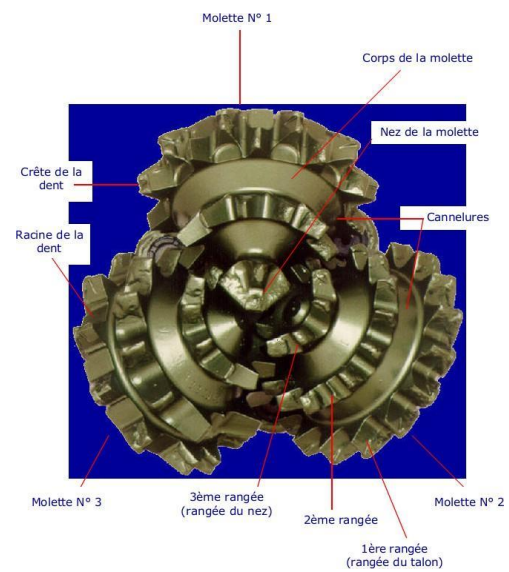


Figure 2.16 : Description des

2.3.3 Principe général

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

Dans ces terrains, la divergence des axes aide à "déchirer" la roche et à rejeter les déblais hors de la denture. Pour un terrain dur et compact on n'a pas intérêt à obtenir pour chaque dent une pénétration importante, qui pourrait provoquer, du fait de la grande résistance de la roche, des ruptures des dents. On prévoit donc dans ce cas des molettes munies d'un grand nombre de dents, petites, peu espacées . Dans certains terrains extrêmement durs, il est impossible d'y faire pénétrer les dents d'un outil. Pour forer ces terrains, on a supprimé les dents pour les remplacer par des pastilles de carbure de tungstène emmanchées à la presse dans des alvéoles cylindriques ménagées dans les molettes. Ce type d'outil travaille par percussion et surtout écrasement qui fracture la roche sans qu'il y ait pénétration importante.

On notera également que le trou est calibré par le « talon des molettes ». Plus la formation est abrasive, plus la surface du talon doit être importante, et dans certains cas, les outils à dents sont renforcés sur le talon par des pastilles de carbure de tungstène

Avancée et écartement :

L'avancée (projection) se rapporte à la

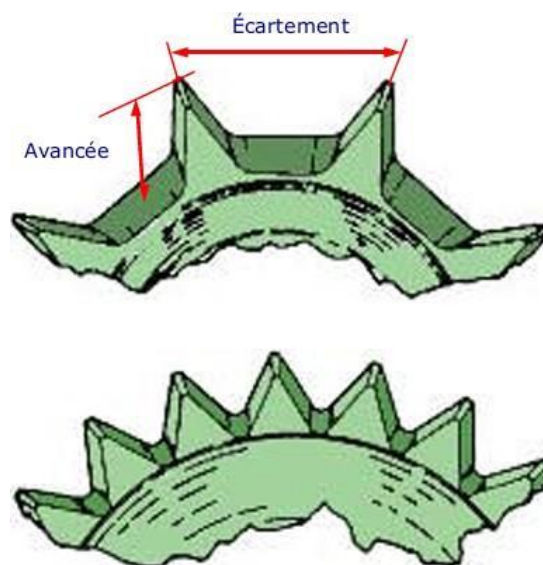


Figure 2.17 : Avancée et écartements des dents

longueur des dents, et l'écartement (pitch) au nombre des dents et à l'espace relatif entre les dents.

Un outil avec les dents longues et largement espacées sera performant dans des formations tendres. Dans des formations plus dures, des dents plus courtes, et des espaces entre dents le plus réduits sont nécessaires pour additionner les forces.

2.3.4 Les différents types de roulements

Le point faible des outils tricônes se situe souvent aux roulements. La plus grande partie du poids appliqué sur l'outil est supportée par le roulement principal. Le reste de la charge est supportée par le roulement secondaire (de par leur propre conception, les efforts de forage tendent à plaquer le cône sur le bras). Le plus souvent les cônes sont maintenus en place sur les bras par des billes ou d'autre dispositifs. Ils ne sont pas prévus pour supporter des efforts intenses et prolongés.

Roulement principal : à rouleaux ou à bague de friction. Il encaisse la majeure partie des efforts axiaux donnés par le poids sur l'outil

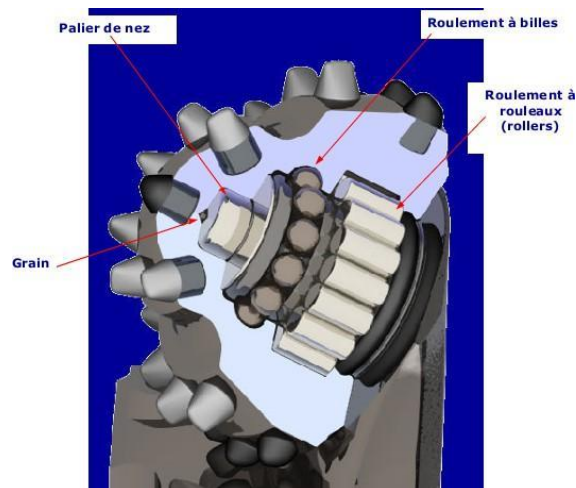


Figure 2.18 : Le Roulement à billes

commun à tous les types d'outil, il sert à maintenir le cône en place

et à encaisser les efforts radiaux Le palier de nez : peut être à rouleaux ou à bague de friction. Il sert à encaisser une partie de la charge radiale. Le grain : encaisse les efforts radiaux dirigés de l'axe vers l'extérieure

A. Roulement standard (non étanche) :

Roulement standard à billes et galets, graissage par la boue de forage Pendant longtemps, les outils à molettes ont été produits seulement avec les paliers non-étanches, la lubrification du palier étant fournie par la boue de forage. Ce type de roulement a une durée de vie relativement courte, parce que le fluide du forage abrasif pénètre dans le roulement et cause l'usure par abrasion de tous les éléments le constituant, spécialement l'usure des rouleaux. Les roulements non étanches et non lubrifiés sont principalement utilisés en début de forage dans les formations de surface où les temps de forage et de manœuvre sont courts. Ce type de roulements est toujours d'actualité car son coût de fabrication est bien inférieur aux autres types de roulements.

B. Roulement à rouleaux étanche :

Les premiers outils à roulements étanches ont été introduits en forage pétrolier dans le début des années 1960. La technologie du roulement étanche permet au roulement de travailler dans un environnement propre, et lubrifié. En plus du roulement, les composants principaux du roulement étanche incluent le joint d'étanchéité, le réservoir à graisse et le compensateur de pression. Ils peuvent supporter une vitesse de rotation importante mais un poids relativement faible car la charge est transmise uniquement par les deux génératrices opposées du rouleau. Cette répartition ponctuelle de la charge peut entraîner une déformation du roulement lorsque le poids appliqué sur l'outil est important. Ce type de palier génère très peu de couple au démarrage et s'échauffe peu. Ces types de roulement sont particulièrement utilisés en gros diamètres d'outil. Nous les trouvons aussi sous l'appellation 'Antifriction Bearing ».

C. Roulement étanche à Friction (Friction bearing) :

Nous les trouvons aussi sous l'appellation « Journal Bearing ». Le système d'étanchéité et de graissage est identique aux « roller seal bearing ». Les paliers de friction ou paliers lisses ont été développés pour allonger la durée de vie des roulements. Ils ne contiennent aucun élément mobile mais uniquement un palier mâle ajusté sur l'alésage intérieur du cône et parfois un palier intermédiaire flottant destiné à réduire les occasions de grippage (floating bushing). Le palier lisse rend l'ensemble plus robuste et plus apte à encaisser les chocs. Les outils inserts utilisent à 95 % ce type de roulements. Ce type de roulement peut supporter un poids important (charge transmise par une surface beaucoup plus importante que dans le cas des rouleaux). Par contre, une vitesse de rotation élevée peut produire un grippage du roulement à cause de la chaleur produite par friction. Ce type de palier ne supporte pas longtemps de tourner avec une graisse contaminée par des déblais (cas de joints d'étanchéité endommagés ou diaphragme d'équilibrage).

des pressions perforé). Pour réduire les risques de grippage, les zones de contact entre l'arbre du palier et l'alésage du cône sont revêtues de métaux spéciaux (alliages de cuivre, plaquage d'argent, etc.) pour diminuer le coefficient de friction. Un traitement de surface est appliqué sur les différentes parties pour augmenter la résistance à l'usure. Un film de lubrifiant permet d'éviter le contact direct entre le palier mâle et l'alésage intérieur du cône et ainsi limite les risques de grippage. Des roulements segmentés ont été développés par certains fabricants. Ces types de roulement sont plus particulièrement utilisés en petits diamètres d'outil. [5]

2.4 Classification IADC des outils

2.4.1 Classification des outils à éléments de coupe fixes

Les fabricants des outils PDC produisent une grande gamme d'outils, de toutes dimensions, conçus pour différentes applications. L'institution d'un codage commun pour les outils de forage à éléments de coupe fixes est une aide à l'évaluation et la comparaison des outils au regard des conceptions, des pratiques opérationnelles et des performances.

La classification facilite également la sélection du produit. Sept critères de classement sont employés pour identifier un outil à éléments de coupe fixes :

- type de taillants (diamants, PDC, TSD)
- type de corps (acier, matrice)
- profil de l'outil
- caractéristiques hydrauliques
- position des taillants
- taille des diamants
- densité des taillants.

La classification est représentée par un code à quatre caractères :

1. Une lettre pour le type de taillant et de corps
2. Un chiffre pour le profil de l'outil. Ce chiffre indique le profil général de l'outil et varie de 1 (profil long) à 9 (profil plat).
3. Un chiffre pour le type d'hydraulique.
4. Un chiffre pour la dimension (cutter size) et la densité des taillants (cutter density).

2.4.2 Premier caractère

Le premier caractère est une lettre qui définit le type de diamant utilisé comme élément de coupe et le matériau constituant le corps de l'outil

- D : désigne un outil à diamants naturels à corps fritté (matrice en carbure de tungstène).
- M : désigne un outil PDC à corps fritté (une matrice en carbure de tungstène).
- S : désigne un outil PDC avec un corps en acier.
- L : désigne un outil TSD à corps fritté (une matrice en carbure de tungstène).
- O : désigne les autres types d'outils qui seront développés dans le futur.

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

2.4.3 Deuxième caractère

Le deuxième caractère est un chiffre allant de 1 à 9 qui définit le type de profil de l'outil.

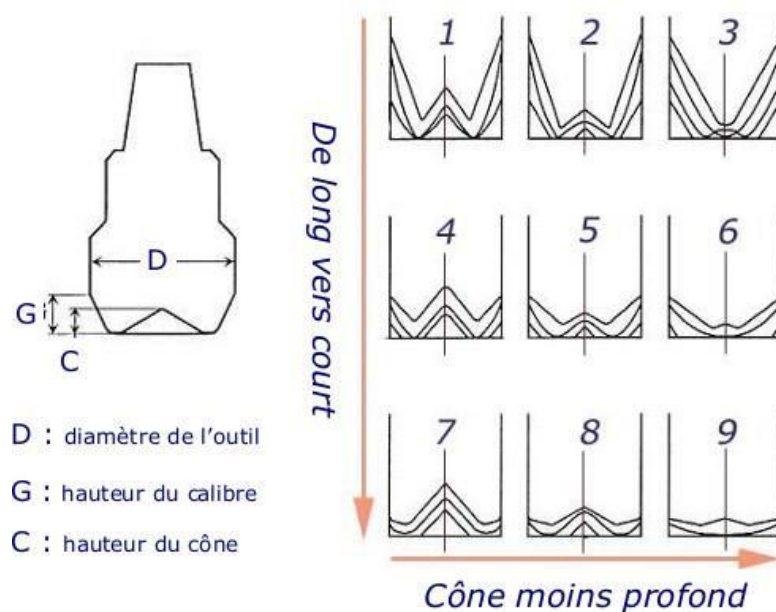


Figure 2.19 : Code de Profil et Profil de l'outil

Tableau 2.1 : Code de Profil

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

2.4.4 Troisième caractère

Le troisième caractère est un chiffre ou une lettre qui définit le type d'hydraulique de l'outil. Le dessin de l'hydraulique est défini par le type de d'usage ou le type d'écoulement et par le placement des éléments de coupe

Tableau2.2 : Code de l'hydraulique

		Type de usage		
Placement des éléments de coupe	Lames (*) (Blades)	Duses inter changeables	Duses fixes	Conventionnel
		1	2	3
	Nervures (*) (Ribs)	4	5	6
	A plat (Random)	7	8	9

Alternativement aux codes 6 et 9 :

R : Écoulement radial

X : Écoulement transversal

O : Autre

Remarque : Ces codes s'utilisent préférentiellement aux chiffres 6 et 9 pour la plupart des outils à diamants naturels et TSD

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

* : La nervure correspond à une surépaisseur inférieure à 25.4 mm par rapport au corps de l'outil.

2.4.5 Quatrième caractère

Le quatrième caractère est un chiffre qui définit la taille des éléments de coupe et leur densité.

Tableau 2.3 : densité des éléments de coupe

Taille	Densité		
	Faible	Moyenne	Grande
Grande	1	2	3
Moyenne	4	5	6
Faible	7	8	9
0 : Imprégnés			

Tableau 2.4 : Taille des éléments de coupe

Taille des éléments de coupe	Diamants naturels Pierres par carat	Diamants synthétiques Hauteur utile de l'élément de coupe
Grande	< 3	> 5/8"
Moyenne	3 à 7	3/8" à 5/8"
Faible	> 7	< 3/8"

La classification IADC se base sur la description de l'outil et non sur l'application. Contrairement à celle des outils à molettes, elle n'indique pas directement le type de formation (nature, dureté, abrasivité, etc.) que l'on peut forer avec l'outil. Cependant, la dimension des éléments de coupe, leur densité et le profil de l'outil donnent une indication sur le type de formation que l'on peut forer :

- Les éléments de coupe de petite taille sont utilisés pour des formations plutôt dures (nécessité de bien couvrir le front de taille et d'avoir beaucoup de diamant en contact avec la formation), tandis que les éléments de grande taille (moins colmatables) sont utilisés pour des formations plutôt tendres.

- Les profils de type 1, 2 et 3 sont plutôt destinés aux formations homogènes (nez pointu) et abrasives forées à grandes vitesses ou à déviation importante, demandant donc plus de diamant en périphérie, tandis que les profils 7, 8 et 9 sont plutôt destinés aux formations intercalées et peu abrasives, permettant une bonne répartition des efforts de coupe lors des transitions de formations. On peut trouver des outils chez des fabricants différents ayant les mêmes codes IADC mais destinés au forage de formations assez différentes ou au contraire des outils ayant des codes différents capables de forer le même type de formation. Le système de codification actuel reste flou et présente quelques lacunes telles de ne pas spécifier le nombre de lames d'un outil, ou de ne pas renseigner pas sur le profil de la lame (droite ou spiralée), ou encore le nombre de duses, les taillants de diamètres différents. En définitive, cette classification a un intérêt limité. Dans tous les cas, il sera nécessaire de consulter les données du constructeur pour connaître les possibilités des outils car la technologie des outils à éléments de coupe fixe évolue chaque jour.

2.4.6 Classification IADC des outils tricônes

La classification IADC est représentée par 4 caractères : 3 chiffres et 1 lettre.

2.4.7 Premier chiffre

De 1 à 3 : Outils à dents fraisées en acier correspondant à des duretés de terrains croissantes

1. Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité
2. Formations moyennement tendres à moyennement dures ayant une forte résistance à la compression
3. Formations dures semi-abrasives ou abrasives

De 4 à 8 : outils à picots (inserts) en carbure de tungstène correspondant à des duretés de terrains croissantes

4. Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité
5. Formations tendres à moyennement tendres ayant une résistance faible à la compression
6. Formations moyennement dures ayant une forte résistance à la compression
7. Formations dures semi-abrasives à abrasives
8. Formations très dures et très abrasives.

2.4.8 Deuxième chiffre

De 1 à 4 : sous classification de la dureté des formations dans chacune des 8 classes déterminées par le 1er chiffre

2.4.9 Troisième chiffre

De 1 à 9 : Type de roulement, précision sur présence ou absence de protection par pastille en carbure de tungstène sur les bords d'attaque des molettes

- 1 - Roulements standards non étanches sans protection
- 2 - Roulements non étanches pour forage à l'air
- 3 - Roulements non étanches avec protection
- 4 - Roulements étanches sans protection
- 5 - Roulements étanches avec protection
- 6 - Paliers lisses étanches sans protection
- 7 - Paliers lisses étanches avec protection
- 8 et 9 - Pour un usage futur

2.4.10 Lettre additionnelle

Les lettres additionnelles apportent des précisions complémentaires sur les types d'outils :

- A - outils à paliers de friction pour forage à l'air
- B - outils avec joints d'étanchéité spéciaux
- C - outils à duse centrale
- D - outils pour forage en déviation
- E - outils à duses rallongées
- G - outils à protections renforcées
- H - outils application forage horizontal / steering J - outils à duses inclinées

L - outils avec plaquette de protection du diamètre sur les bras

R - outils à soudures renforcées pour utilisation en percussion

S - outils à dents en acier standard

T - outils à deux molettes

W - outils à structure de coupe nouvelle

X - outils à inserts en forme de biseau

Y - outils à inserts coniques

Z - outils à inserts, autres formes

M - outils pour application au moteur

Si l'outil a plus qu'une caractéristique additionnelle, deux ou plusieurs lettres peuvent être utilisées, mais la première lettre désigne et reste la caractéristique majeure.

2.4.11 Exemples de codes IADC

1) Un outil tricône de code IADC 116S signifie :

1 - Série 1 : Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité

1 - Type 1 :

6 - Paliers lisses étanches sans

protection S - outils à dents en acier

standard

Si l'outil est équipé de duses rallongées « extended nozzles », alors le code IADC devient 116E.

2) Un outil tricône de code IADC 437X signifie :

4 - Série 4 : Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité

3 - Type 3 :

7 - Paliers lisses étanches avec protection

X - outils à inserts en forme de biseau (Chisel Inserts)

Si l'outil est équipé de duses rallongées « extended nozzles » et de plaquettes de protection du diamètre (gage stabilizer pads ou lug pads), alors le code IADC devient 437EX ou 437EXL, l'extended nozzles étant l'application majeure.

Chapitre 3

Modélisation du taux de pénétration (ROP)

3.1 Introduction

Le taux de pénétration (Rate of Penetration – ROP) constitue l'un des indicateurs les plus importants dans les opérations de forage pétrolier. Il représente la vitesse à laquelle le trépan progresse dans la formation rocheuse. L'optimisation du ROP permet non seulement de réduire le temps de forage, mais aussi de minimiser les coûts opérationnels, qui représentent une part significative dans l'industrie pétrolière. Dans un contexte d'ingénierie moderne, la modélisation du ROP joue un rôle essentiel dans la planification et l'optimisation des opérations de forage. Elle permet de prédire les performances du forage en fonction des paramètres opérationnels et des caractéristiques géologiques. Ce chapitre vise à présenter les principaux modèles mathématiques du ROP, ainsi que les facteurs influençant son évolution, en mettant l'accent sur les approches classiques et modernes.

3.2 Définition du taux de pénétration (ROP)

Le taux de pénétration est une mesure cruciale dans l'industrie pétrolière et gazière, indiquant la vitesse à laquelle un trépan fore une roche, généralement exprimée en pieds ou mètres par heure (ft/h) ou (m/h). Il sert à évaluer la performance du forage, à sélectionner le trépan et à optimiser la sécurité ainsi que le coût de l'opération.

La modélisation du ROP repose sur l'intégration de plusieurs paramètres mécaniques, géologiques et hydrauliques. Ce chapitre présente les principaux modèles empiriques et analytiques, notamment ceux de Maurer et de Bourgoyne & Young, ainsi que l'influence de l'énergie spécifique et les limites liées à l'effet de « foundering ».[11]

3.3 Modèles classiques de prédiction du ROP

3.3.1 Modèle de Maurer

Maurer, en 1962, a développé une formule de vitesse de forage pour les trépan à rouleaux dérivée des mécanismes de création de « cratères » sur la roche. La formule était basée sur la condition qu'il y ait un nettoyage parfait du trou, où tous les déblais de roche sont retirés sous le trépan. Maurer a énoncé sa formule ainsi : « la vitesse de forage est directement proportionnelle à la vitesse de rotation et au carré du poids du trépan, et inversement proportionnelle au carré du diamètre du trépan et au carré de la résistance de la roche ». Cette relation a été incorporée dans le paramètre de forage de Bourgoyne pour la résistance de la formation (Maurer, 1962). [15]

$$ROP = k \cdot \frac{RPM_{sf} \cdot (WOB_{sf} - WOB_{sft})^2}{OD_{bit}^2 \cdot S^2}$$

Ce modèle met en évidence :

- une augmentation du ROP avec le poids sur l'outil,
- une influence positive de la vitesse de rotation,
- une diminution du ROP avec l'augmentation du diamètre du trépan.

Limites :

- Ne prend pas en compte les effets hydrauliques,
- Ne considère pas explicitement les propriétés de la formation,
- Modèle simplifié, applicable surtout en conditions homogènes

3.3.2 Modèle de Bourgoyne & Young

Beaucoup de recherches ont été menées sur la modélisation et l'optimisation des paramètres de forage. Cette section examine les recherches antérieures sur l'optimisation du forage. La plupart des modèles de forage développés utilisent différents modèles séparément pour les différents paramètres de forage. Par exemple, un modèle est développé pour optimiser le poids sur le trépan et la vitesse de rotation, un autre modèle est utilisé pour optimiser l'hydraulique du trépan et encore un autre modèle pour la forabilité de la formation. Ce qui suit est la progression de la modélisation de l'optimisation dans le forage depuis les années 1950, lorsque les recherches sur l'optimisation des paramètres de forage ont commencé. [13]

$$ROP = \frac{dD}{dt} = Exp \left(a_1 + \sum_{j=2}^8 a_j X_j \right)$$

- Formation strength coefficient a_1 ,
- Formation depth ; $x_2 = 10000 - h$
- Formation compaction ; $x_3 = h \cdot 0.69(G_p - 9)$
- Pressure differential across the hole bottom ; $x_4 = h(G_p - \rho_c)$
- Bit diameter and weight on bit ; $x_5 = \ln(w/d - (w)/t^4 - (wd)/t)$
- Rotary speed ; $x_6 = \ln(N/100)$
- Bit wear ; $x_7 = -tw$
- Bit hydraulics. $x_8 = \rho q / 350 \mu d n$

Avantages :

- Modèle complet et flexible,
- Prend en compte plusieurs phénomènes physiques,
- Utilisable pour l'optimisation en temps réel.

Inconvénients :

- Nécessite un calibrage précis,
- Sensible à la qualité des données,
- Complexité de mise en œuvre.

3.4 Influence des paramètres étudiés sur le ROP :

Pour étudier le développement de ROP face aux variations des différents facteurs, on doit analyser les courbes d'influence de ces facteurs sur le ROP.

3.4.1 Effet du WOB sur le ROP

La courbe de la figure 34 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction du Poids sur l'outil (WOB) pour $RPM = 135 \text{ tr/min}$ et $\beta = 240$.

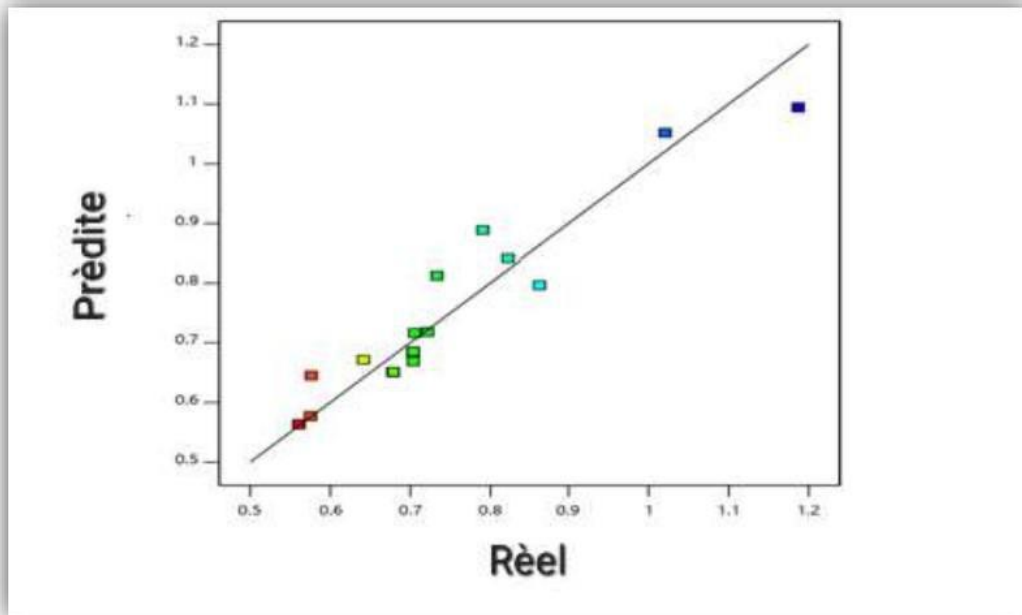


Figure 3.1 : ROP prévu en fonction de ROP réel.

On remarque qu'il y a une relation proportionnelle entre le développement du taux d'avancement de l'outil et la variation du poids d'une façon que la valeur ROP augmente avec l'augmentation du poids WOB.[12]

3.4.2 Effet du RPM sur le ROP

La courbe de la figure35 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction la vitesse de rotation (RPM) pour WOP= 120kgf et $\beta = 240$

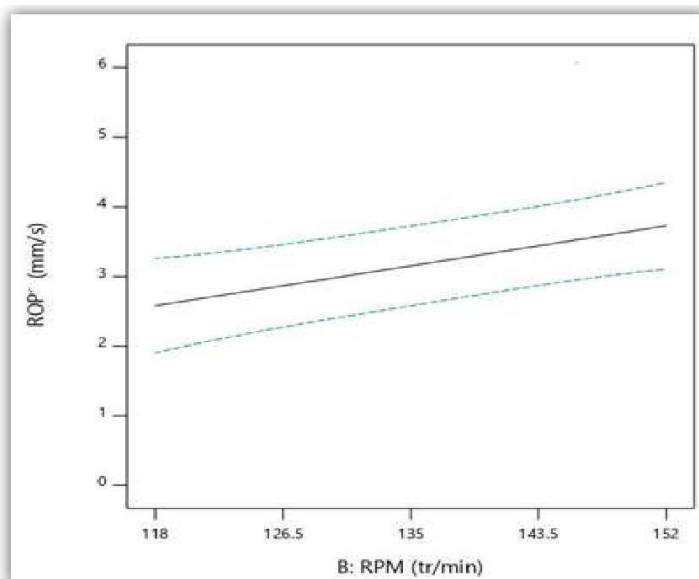


Figure3.2 : L'effet de RPM sur le ROP

On remarque qu'il y a une relation proportionnelle entre le développement du taux d'avancement de l'outil et la variation du poids d'une façon que la valeur ROP augmente avec l'augmentation du RPM.

3.4.3 Effet de l'angle de coupe β sur le ROP

La courbe de la figure 36 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction du l'angle de coupe β pour RPM=135tr/min et WOB=120kgf.

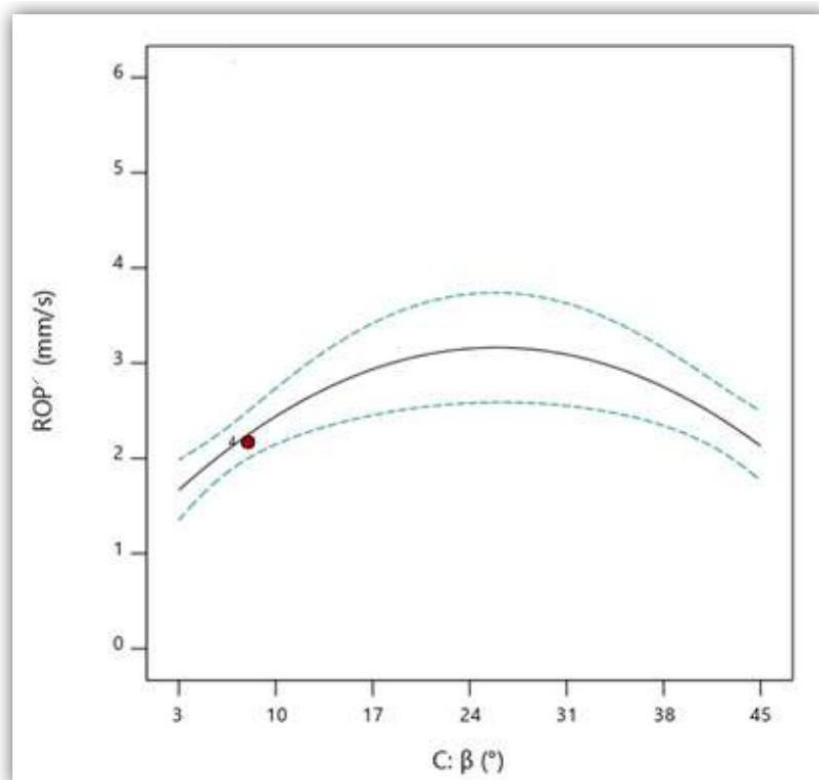
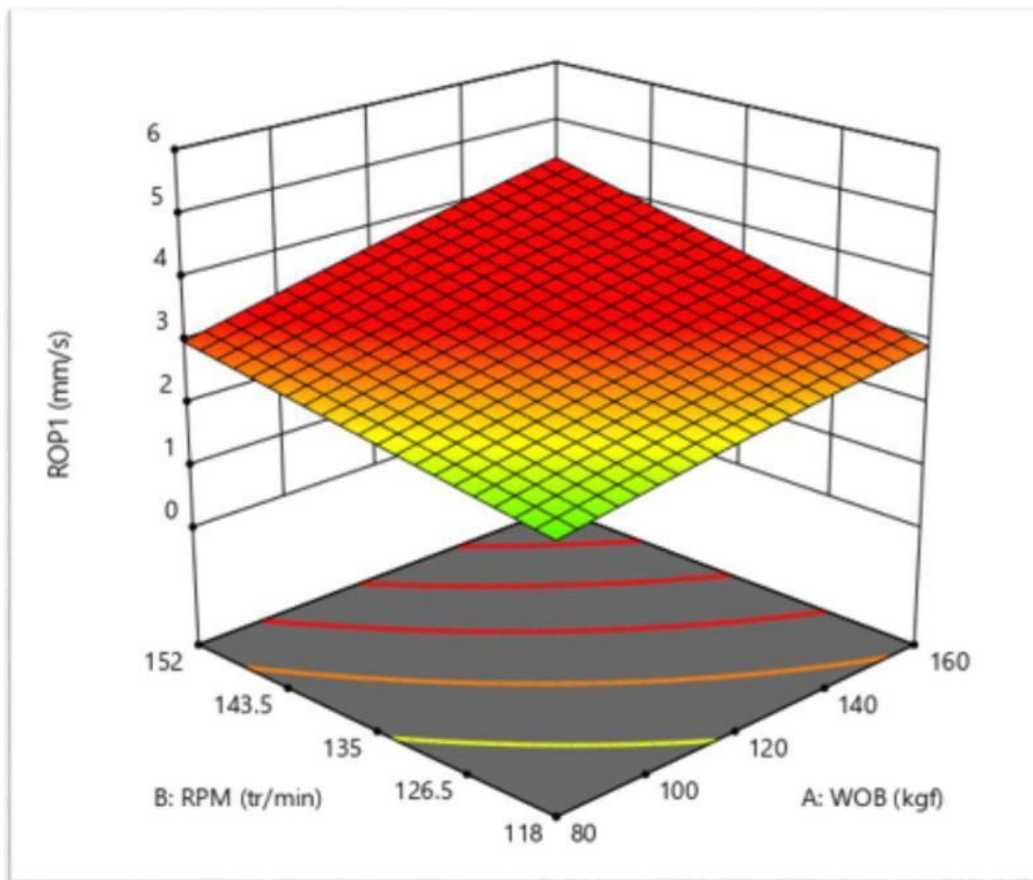


Figure 3.3 : L'effet de β (°) sur le ROP.

La courbe, semble y avoir une relation progressive entre l'angle de coupe β (°) et la valeur de ROP (vitesse de pénétration). Lorsque β augmente, la valeur de ROP augmente également jusqu'à atteindre la valeur 24° de β , où la valeur de la ROP commence une progression diminutive.[12]

3.4.4 Effets du WOB et du RPM sur le ROP



La courbe de la figure 37 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction du Poids sur l'outil (WOB) et la vitesse de rotation (RPM).

Figure3.4 : L'effet de RPM et WOB sur le ROP.

On remarque qu'il y a une relation proportionnelle entre le développement du taux d'avancement de l'outil (ROP) et la variation du poids (WOB) et la vitesse de rotation (RPM)

d'une façon que la valeur ROP augmente avec l'augmentation du poids WOB et RPM. Une valeur maximale de ROP= 4,5 (mm/s) lorsque RPM = 152 (tr/ min) et WOB = 160 kgf. [12]

3.4.5 Effets du WOB et de l'angle β sur le ROP

La courbe de la figure 38 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction du Poids sur l'outil (WOB) et l'angle de coupe(β).

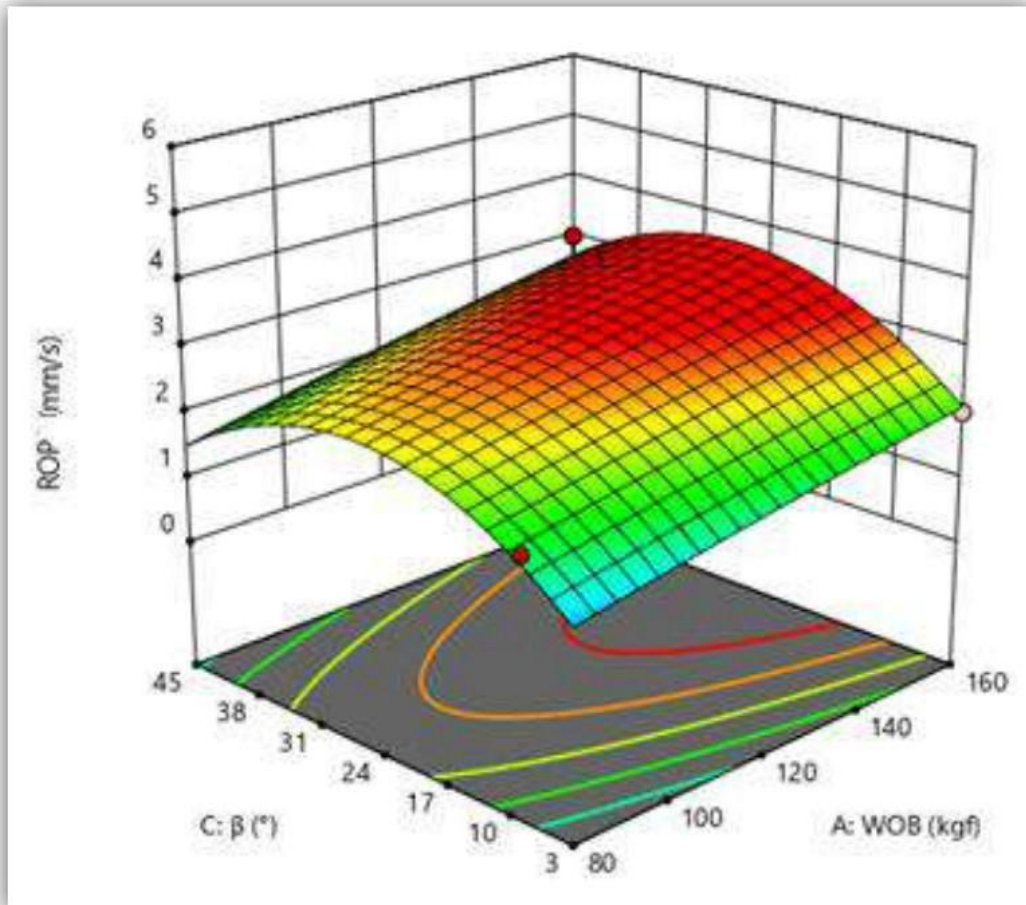


Figure 3.5 : l'effet de β ($^{\circ}$) et WOB sur le ROP.

D'après la figure ci-dessus, une relation progressive entre l'angle de coupe β ($^{\circ}$), le WOB, et la valeur de ROP (vitesse de pénétration) est constatée. Lorsque β , le WOB augmentent, la valeur de ROP augmente également jusqu'à atteindre un point où ROP est maximale pour $\beta = 24^{\circ}$. Après ce point la valeur de ROP commence à diminuer jusqu'à atteindre la valeur 1mm/s.[12]

3.4.6 Effets du RPM et de l'angle β sur le ROP

La courbe de la figure 39 illustre l'évolution de la vitesse d'avancement (ROP) en fonction de la vitesse de rotation (RPM) et l'angle de coupe (β).

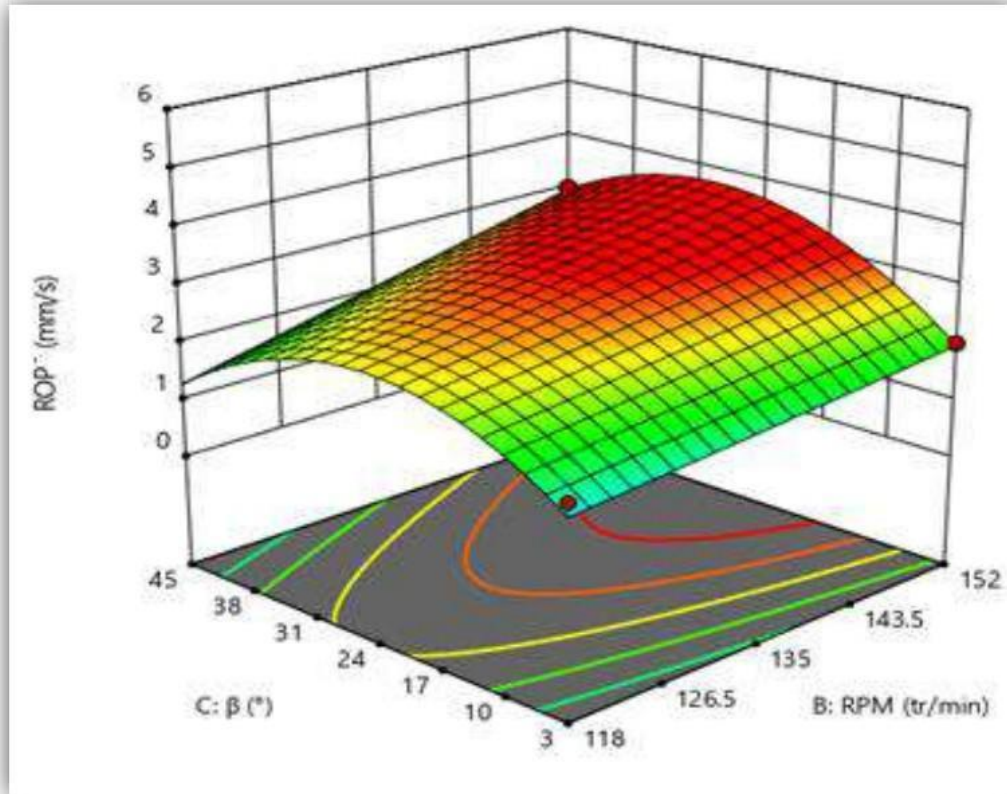


Figure 3.6 : L'effet de β ($^{\circ}$) et RPM sur le ROP.

D'après la figure ci-dessus, une relation progressive entre l'angle de coupe β , RPM, et la valeur de ROP (vitesse de pénétration) est constatée. Lorsque β , le RPM augmentent, la valeur de ROP augmente également jusqu'à atteindre la valeur 4mm/s environ, où ROP est maximale. Après ce point la valeur de ROP commence à diminuer jusqu'à atteint la valeur 1mm/s.[12]

3.5 Influence de l'avance (ROP) sur l'usure : Énergie spécifique (MSE)

5.1 Définition de l'énergie spécifique(MSE) :

L'énergie spécifique mécanique (MSE) a été définie comme le travail mécanique effectué pour excaver un volume unitaire de roche. Teale (1965) a initialement proposé le modèle MSE pour le système de forage rotatif. Il pourrait fournir une évaluation objective de l'efficacité du forage et un moyen objectif d'identifier le fondateur du trépan.

Ce modèle (MSE) a été utilisé efficacement en laboratoire afin d'évaluer l'efficacité du trépan. Il est donc évident que pour forer un volume donné, une certaine quantité d'énergie minimale sera nécessaire. Cette quantité dépendra du type de trépan utilisé et de la nature de la roche.[14]

5-2 Principe de la théorie MSE :

$$Es = \frac{WOB \cdot ROP + 60 \cdot 2\pi RPM \cdot T}{ROP \cdot A_b}$$

$$Es = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot N \cdot T}{ROP \cdot A_b} \quad (6)$$

La théorie MSE propose une méthode pour prévoir ou analyser les performances du foret. Le paramètre Es repose sur des principes fondamentaux liés à la quantité d'énergie nécessaire pour forer un volume unitaire de roche et à l'efficacité du foret pour détruire cette roche [14]. Le paramètre Es est une mesure utile pour identifier la puissance requise (couple du foret et RPM) pour un type de foret particulier afin de forer à un ROP donné dans un type de roche spécifique. Cette théorie n'est pas nouvelle mais reste très efficace. Elle a été utilisée pour une évaluation rapide des performances des forets au fil des ans. L'équation (6) donne la relation entre énergie spécifique et les paramètres mécaniques (Teale) [14] il en a dérivé la rotation du forage dans les conditions atmosphériques.

Dans le modèle ci-dessus, le couple au trépan est une variable principale. Bien que le couple au trépan puisse être facilement mesuré en laboratoire et avec les systèmes de Mesure Pendant le Forage (MWD) sur le terrain, la majorité des données sur le terrain sont sous forme de mesures en surface. En l'absence de mesures fiables du couple au trépan, le calcul du MSE basé sur ce modèle contient même de grandes sources d'erreur. Par conséquent, il est uniquement utilisé de manière qualitative comme outil de tendance. En 1992, Pessier et Fear ont fourni une méthode simple de calcul du couple au trépan en l'absence de mesures fiables et ont optimisé le modèle de Teale.

$$MSE = WOB \cdot \left(\frac{13.33 \cdot \mu \cdot N}{D_b \cdot ROP} + \frac{1}{A_b} \right) \quad (7)$$

— La MSE permet d'évaluer l'efficacité du forage :

- Une MSE faible indique une coupe efficace,
- Une MSE élevée indique des pertes d'énergie (usure, vibrations, mauvais réglages).

5-3 l'effet général des vibrations sur le ROP :

Le MSE peut être lié aux effets des dysfonctionnements illustrés à la signifie que la performance s'éloigne de la performance optimale, représentée par la ligne bleue en pointillés. S'il diminue, la performance se rapproche de cette ligne. Par exemple, la courbe correspondant au phénomène de « whirl » montre que si le WOB augmente, la performance du ROP se rapproche de la ligne prédite, ce qui signifie que la perte d'efficacité due au whirl diminue, et on s'attend donc à une baisse du MSE. [17]

Cela est utilisé comme un outil de diagnostic. Si le WOB augmente et que le MSE diminue, on sait que le whirl était à l'origine du dysfonctionnement. Comme le montre la Figure .7, aucun autre dysfonctionnement ne s'améliore lorsque le WOB augmente (c'est-à-dire ne se rapproche de la ligne en pointillés).

Afin d'identifier d'autres formes de dysfonctionnement, il est nécessaire d'observer des données supplémentaires ou de disposer de plus d'informations sur les conditions de forage.

Indépendamment de la cause du dysfonctionnement, la manière dont le foreur utilise le MSE pour maximiser les performances en temps réel reste la même. Pour obtenir cette performance, le foreur doit effectuer des tests par paliers en modifiant un seul paramètre à la fois (WOB, RPM ou débit). [16]

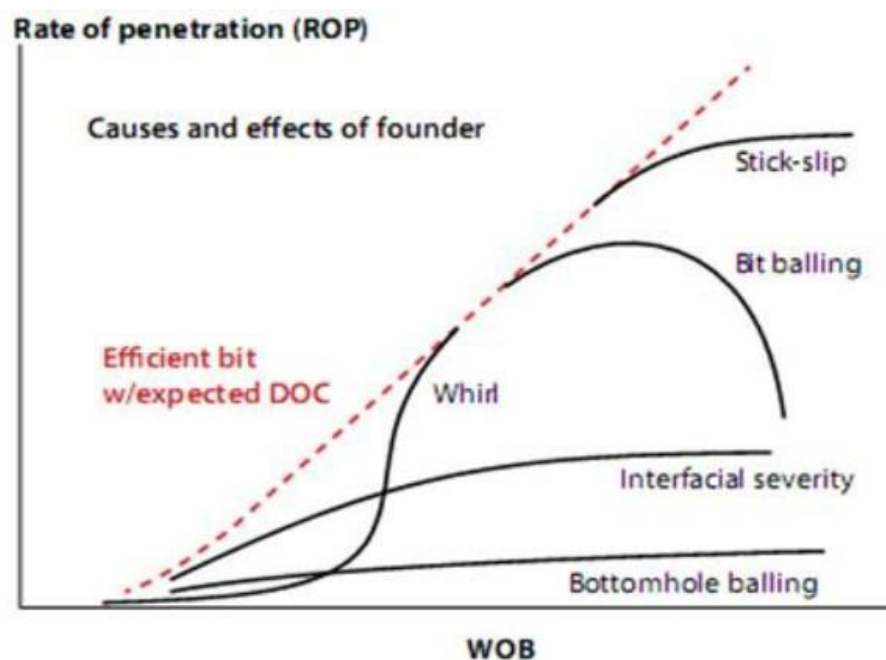


Figure3 7 : effet des types de vibrations sur le point de fondation

- Si le MSE diminue, le dysfonctionnement s'améliore et la performance augmente. Continuer dans le même sens de modification (c'est-à-dire augmenter davantage le WOB)
- Si le MSE augmente, le dysfonctionnement s'aggrave et la performance diminue. Modifier le paramètre dans l'autre sens (c'est-à-dire réduire le WOB)
- Si le MSE reste constant, la performance se situe sur la partie linéaire de la courbe de forage (« drill-off ») dans la figure du point de « founder ». Continuer à augmenter le WOB jusqu'au point de founder.

Chapitre 4

Étude de cas : application au champ de Hassi Messaoud

Etude de cas

[APPLICATION DES MODELES D'OPTIMISATION AU CHAMPS DE HASSI MESSAOUD]

4.1 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne.

Il a pour coordonnées Lambert :

$X = [790.000 - 840.000]$ Est

$Y = [110.000 - 150.000]$ Nord

Il est encadré par les latitudes $31^{\circ}.30'$ et $32^{\circ}.00'$ et les longitudes $5^{\circ}.40'$ et $6^{\circ}.20'$.

Le champ de Hassi- Messaoud est subdivisé en deux secteurs :

Secteur Nord : zone des OM et ON.

Secteur Sud : zone des MD.



Fig.4.1 : Carte géographique de l'Algérie

4.2 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est localisé au centre de la province triasique. En raison de son extension spatiale et de l'importance de ses réserves, il représente le plus grand gisement pétrolier d'Algérie, avec une superficie d'environ 2200 km².

Sur le plan structural, le champ est limité :

- **Au nord-ouest** par les accumulations de Ouargla, incluant Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui ;
- **Au sud-ouest** par les champs d'El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- **Au sud-est** par les champs de Rhourde El Baguel et Mesdar. D'un point de vue géologique, il est encadré par :
 - **À l'ouest** par la dépression d'Oued M'ya;
 - **Au sud** par le môle structural d'Amguid–El Biod ;

- **Au nord** par la structure de Djammâa–Touggourt ;
- **À l'est** par les hauts-fonds du Dahar, le champ de Rhourde El Baguel ainsi que la dépression de Ghadames.

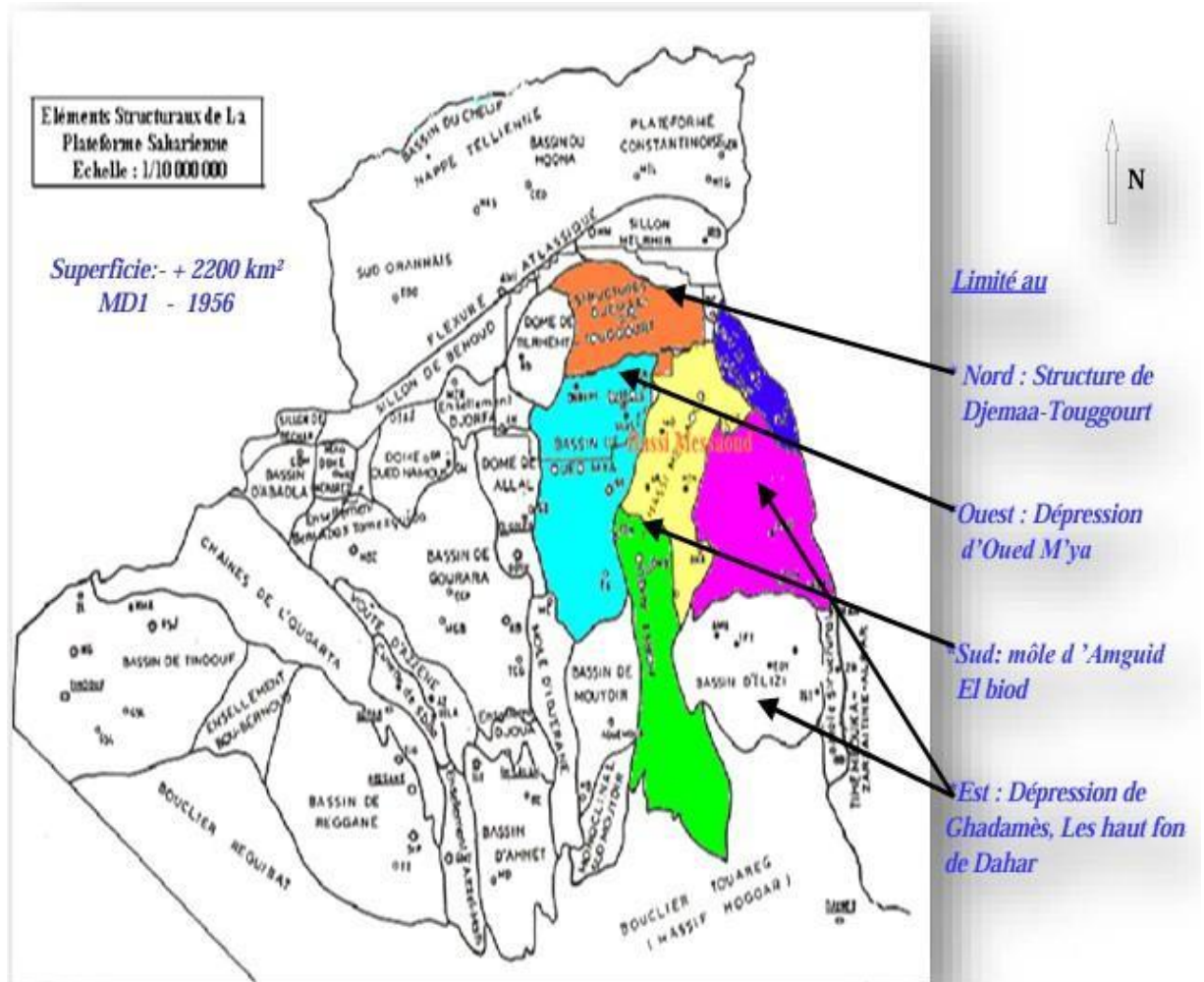


Fig 4.2 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud.

4.3 Caractéristiques du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud est caractérisé par une formation réservoir d'âge **Cambrien–Ordovicien**, située à une profondeur comprise entre **3361 m et 3473 m**.

Il se distingue également par la qualité de son fluide, notamment la présence d'une huile légère avec une densité API de **54,5°**. Le gisement présente par ailleurs une pression initiale élevée, estimée à **482 kg/cm²**, tandis que le point de bulle se situe entre **140 et 200 kg/cm²**, traduisant un réservoir initialement sous-saturé.

4.4 Intérêt pétrolier

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement varie de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy. Le réservoir est lié aux quartzitiques du cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithos zone Ra et R1 dont les qualités pétro physiques sont assez bonnes. La couverture et assurée par une épaisse et étanche assise argilo salifère du trias, le champ de Hassi Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement délimitée par les barrières de perméabilité.

4.5 Lithologie du champ de Hassi Messaoud

A - CÉNOZOÏQUE :

— Mio-Pliocène : (e = 240m)

Il est constitué de grès fin friable carbonaté roux avec intercalations de calcaire gréseux blanc à rosé, et de sable fin hyalin à rosé parfois argileux ou carbonaté, avec des intercalations de grès fins friables carbonatés blancs à roux. Il repose en sur discordance les formations sous-jacentes (discordance alpine).

— Éocène : (e = 120m)

Constitué des argiles brune rouges fortement sableuse, marnes, fines passées d'anhydrite blanche et calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

b – MÉSOZOÏQUE

b.1) Crétacé : Il est constitué de :

— Sénonien carbonaté : (e = 140m)

Principalement formé de calcaire dolomitique beige vacuolaire, localement fossilifère (gastéropodes, échinodermes) avec des intercalations de marne dolomitique et d'anhydrite à la base.

— Sénonien anhistorique : (e = 200m)

Il est constitué d'anhydrite blanche, de dolomie microcristalline, dure et d'argile gris-foncé légèrement dolomitique.

— Sénonien salifère : (e = 17m)

Il est composé principalement de sel blanc massif, d'anhydrite pulvérulente et de rares passées d'argile brune rouge.

— Turonien : (e = 70m)

Il est représenté par un ensemble de calcaire crayeux beige à blanc avec des passées de calcaire argileux gris à blanc. Il constitue un réservoir aquifère.

— Cénomaniens : (e = 145m)

Constitué essentiellement d'argile avec des intercalations :

- D'anhydrite au sommet avec des passées de sel.
- De marne dolomitique avec des passées de calcaire et de dolomie dans la partie inférieure.

— Albien : (e = 550m)

C'est un ensemble gréseux friable à granulométrie fine, argileux et carbonaté, à intercalations de marne, d'argile plastique souvent dolomitique et de sable. Les grès de l'Albien constituent un réservoir aquifère.

— Aptien : (e = 25m)

Représenté par des marnes dolomitiques grises à brunes avec des intercalations de dolomie microcristalline beige à rosée.

— Barrémien : (e = 370m)

Représenté en totalité de sable fin à très grossier avec des grès à la partie supérieure. On y note des intercalations et des passées d'argile sableuse et de dolomie. Il constitue également un réservoir aquifère.

— Néocomien : (e = 150m)

Composé d'argile verte et grise, sableuse et gypseuse à passées de grès blanc, argileux, et de dolomie rose microcristalline. A signaler la présence de lignite.

b. 2) Jurassique :

— Malm : (e = 210m)

Il est constitué d'alternances :

- Grès fin à ciment calcaire-dolomitique à argileux, friable, blanc, à intercalations d'argile et versicolore de lignite.
- Argile plastique, verte et rouge, silteuse, devenant gris, indurée vers le bas.
- Calcaire dolomitique, blanchâtre et dolomie cristalline, fissurée.

— Dogger :

— Représenté par deux niveaux :

-Argileux : (e = 140m)

Il est constitué d'argiles indurées, brunes et grises ; de calcaire blanc- crayeux et de marnes grises et silteuse.

-Lagunaire : (e = 100m) Il est constitué d'anhydrite massive avec intercalations et passées d'argile plastique grise à brun-rouge, de dolomie cristalline, de sel massif et de marne grise.

— Lias :

— Représenté par six niveaux :

- Anhydritique : (e = 140m)

Composé d'anhydrite massive blanche à intercalations et passées d'argile, de dolomie, de calcaire et de marne.

-Salifère : (e = 55m)

Il est constitué de sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique.

-Horizon "B" : (e = 25m)

Composé de marne grise parfois salifère avec argile dolomitique gris-noir et argile brun rouge salifère.

-S1 + S2 : (e = 230m)

Composé de sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique salifère brun-rouge, d'argile indurée et d'anhydrite blanche.

-S3 : (e = 210m)

Il est composé de sel massif incolore avec intercalations et passées d'argile plastique salifère brun-rouge et d'argile indurée.

-Argiles supérieures : (e = 70m)

Représentées par de l'argile plastique souvent salifère, brun-rouge avec intercalations d'argile indurée et de sel.

b.3) Trias :

Représenté par cinq niveaux :

— Argiles salifères S4 : (e = 50m)

Constituées d'argile brun-rouge, plastique a indurée avec intercalations de sel incolore.

— Argiles inférieures : (e = 20m)

Composées d'argile gris-vert à brun-rouge plus ou moins silteuse.

— Argilo-gréseux : (e = 40m)

C'est un ensemble généralement composé par la superposition de deux niveaux T2 et T1 avec des grès fins à moyens.

* "T2" : Composé de grès fin à très fin, à ciment argilo-ferrugineux et dolomitique par endroits avec alternance d'argile silteuse.

* "T1" : Composé de grès fin, argileux et d'argile silteuse et ferrugineuse.

— Roches éruptives : (e = 15m)

Constituées d'andésite verte fortement altérées à fissures subverticales remplies de calcite.

— Série inférieure : (e = 45m)

Reposant en discordance sur les termes paléozoïques (discordance hercynienne), elle est composée de grès fin à moyen, gris-beige silteux à argileux, et de passées d'argiles silteuse et feuilletées (objectif potentiel dans presque toute la région).

C) PALEOZOIQUE :

— Dévonien inférieur : (e = 75m)

Caractérisé par de l'argile gris-foncé à noire, indurée localement silteuse, avec des passées de grès très fin à ciment argileux et de silt stone.

— Silurien radioactif : (e = 60m)

Représenté essentiellement par de l'argile grise à noire, fortement radioactive, fossilifère avec des intercalations et des passées de grès fin gris noir à ciment argileux. On note la présence de pyrite et des traces de dolomie.

— Ordovicien :

Constitué (haut en bas) par les Assises suivantes :

— " Dalle de M'KRATTA " : (e = 10m)

Composée de grès quartzitique fin à moyen, gris à blanc, à ciment carbonaté et pyriteux avec des passées micro-conglomératiques.

— " Argiles micro-conglomératiques " : (e = 80m)

Composée d'argile noire silteuse, compacte à éléments de quartz sub-anguleux à sub-arrondis pouvant atteindre le centimètre avec parfois des éléments de roche éruptive. On y rencontre de la pyrite et des passées de grès.

— ” Grès d’Oued Saret “ : (e = 50m) Composés de deux ensembles :

- Argile noire micacée à intercalations de silt stone gris. A noter la présence de galet pyriteux et de galets de silt stone.

- Grès fin gris à ciment argilo-carbonaté, quartzitique par endroit.

— ” Argiles d’Azzel ” ;(e = 50m)

Composées d’argile noire indurée micacée, silteuse et fossilifère (trilobites, graptolites). On y note la présence de silt stone gris et de grès fin blanc à gris avec des traces de pyrite.

-Grès d’Ouargla : (e = 110m)

Caractérisés par des argiles silteuse noires à intercalations de grès très fin et de silt stone et de grès fin à très fin blanc à gris à ciment argileux au sommet et argilo-carbonaté à la base. On y note la présence de glauconie et de débris phosphatés à la partie inférieure.

-Quartzites de Hamra : (e = 100m)

Ensemble de quartzite blanc à gris clair, fin à moyen très fissuré. On y note la présence de tigillites, de joints stylolitiques et de rares joints et passées d’argile noire.

-Grès d’El Achène : (e = 45m)

Formés par une alternance de grès fins à moyen gris à gris-vert glauconieux à ciment argileux et carbonaté parfois quartzitique, et de grès fin à très fin ou de silt stones glauconieux à ciment argileux et carbonaté.

-Argile d’ELGASSI (e = 240 m)

Indurées silteuse avec quelques passées de silt stone et de grès très fin et des traces de pyrite.

— Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

• Litho-zone R1 :

Ri : Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuse. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion (e = 50m)

Ra : Représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e= 20 à 60m), il est formé de grès quartzites, an isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite + illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux (e = 100 :120m).

- Litho-zone R2 :

Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, an isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt (e = 100m).

- Litho-zone R3 :

Repose sur l’Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c’est une série de comblement d’une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à micro-conglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d’argiles silteuse. Le “R3” ne présente aucun intérêt pétrolier.

— L’infracambrien :

Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMG 47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grès argileux de couleur rouge (e = 45m).

d) LE SOCLE :

Il s’agit de grands éléments granitiques fracturés et d’altérités de couleur rose, orange, ferro-magnésiens et d’éléments volcaniques. La stratigraphie de champ de Hassi Messaoud est résumée dans le tableau suivant

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO- ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN		350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN		280	Argile, grés, dolomie	
		NEOCOMIEN		180	Argile, marne, dolomie, grés	
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	L I A S		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	T R I A S		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
		TS 2		189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère	
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		GRESEUX		35	Grés, argile	
		ERUPTIF discordance hercynienne		0-92	Andésites altérées	
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN		Ri		50	Grés isométriques, fins, silteux
			Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts
R2			100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
R3			300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN			45	Grés argileux rouges		
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Tableau 4.1 : La stratigraphie de champ de Hassi Messaoud.

6. Définition de l'optimisation :

D'une manière générale, l'optimisation de la vitesse d'avancement est définie par la bonne sélection des paramètres mécaniques et hydrauliques de forage en fonction des conditions géologiques afin d'obtenir un meilleur ROP.

7. Les objectifs de l'optimisation :

L'optimisation du ROP vise plusieurs objectifs essentiels, notamment :

- L'amélioration continue des techniques de forage.
- La réduction du coût par mètre foré.
- La diminution du temps total des opérations de forage.
- La limitation de l'endommagement des équipements de fond de puits.
- Le renforcement de la précision du suivi des paramètres durant le forage.
- Une utilisation plus efficace et rationnelle des équipements disponibles.

8. L'optimisation des paramètres mécaniques d'un outil PDC :

Une fois le type d'outil défini, il est nécessaire de lui appliquer un poids sur l'outil (WOB) et une vitesse de rotation (RPM) de manière à minimiser le coût du mètre foré. En effet, l'augmentation du WOB et du RPM permet d'améliorer la vitesse d'avancement (ROP), mais entraîne également une usure plus rapide de l'outil, ce qui peut augmenter le temps global de forage. Il devient donc possible de déterminer un couple optimal (poids-rotation) permettant de réduire au minimum le coût par mètre foré.

Le coût du mètre foré est exprimé par l'équation suivante :

$$Pm = P_o + P_h (M_m + \dots)$$

Après analyse, on constate que la majorité des paramètres de cette relation sont constants, à l'exception du temps de forage T_f , qui représente le facteur déterminant. L'objectif est donc d'établir une relation mathématique entre le métrage MMM et le temps de forage T_f , en fonction du couple WOB-RPM et des caractéristiques du milieu (formation, boue, etc.).

Ainsi, la réduction du temps de forage passe nécessairement par l'augmentation de la vitesse d'avancement (ROP), elle-même dépendante du WOB, du RPM et des propriétés de la formation.

Principe de travail

L'optimisation du poids sur l'outil et de la vitesse de rotation est largement étudiée. Elle se divise généralement en deux étapes :

- L'exploitation des données des puits voisins afin de déterminer les coefficients de formation.
- L'optimisation des paramètres WOB et RPM à l'aide de modèles, notamment celui d'Eckel ou par la minimisation de l'énergie spécifique.

8.1. Optimisation par le modèle

d'Eckel 8.1.1. Présentation du modèle

Pour déterminer les paramètres optimaux, on utilise le modèle d'Eckel défini par l'expression

suivante :

$$ROP = C_f \cdot WOB_k \cdot RPM_a$$

Afin de tenir compte de l'hétérogénéité de la formation, la phase est discrétisée en petits intervalles d'épaisseur .

Le temps de forage total s'écrit alors :

$$Tf = \sum_{i=1}^n tf = \sum_{i=1}^n \frac{e_i}{ROP_i}$$

$$\text{Tel } ROP_i = C_{fi} \cdot WOB_i^{ki} \cdot RPM_i^{ai}$$

8.1.2. Calcul des coefficients C_f , k , a :

Le puits de référence, supposé de même lithologie que le puits à forer, permet de déterminer les coefficients de formation à partir des enregistrements des paramètres instantanés.

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

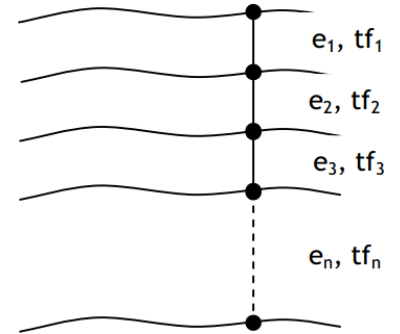
$$ROP_i = C_{fi} \cdot WOB_{ki} \cdot RPM_{iai}$$

Les paramètres ROP, WOB et RPM sont connus à partir des données du puits de référence. Les coefficients C_f , k , a sont ensuite déterminés pour chaque mètre foré en utilisant la méthode des moindres carrés.

Où :

- (ROP) : vitesse d'avancement;
- (WOB) : poids sur l'outil ;
- (RPM) : vitesse de rotation ;
- (C_f) : coefficient de formation ;
- (k) et (a) : coefficients d'influence du WOB et du RPM.

Les coefficients (C_f), (k) et (a) sont déterminés à partir des données réelles du puits de référence.



A. Calcule par la méthode de Moindre carré linéaire :

Dans le but de calculer des coefficients C_f , k , a on procède comme suit : D'après l'équation :

$$\ln(ROP) = \ln(C_f) + k * \ln(WOB) + a * \ln(RPM)$$

La minimisation de la vitesse d'avancement se fait par la minimisation de la fonction $\ln(ROP)$.

L'erreur commise au point i s'écrit :

$$e_i = \ln(ROP_i) - [\ln(C_f) + k * \ln(WOB_i) + a * \ln(RPM_i)]$$

La somme des erreurs quadratiques commises dans l'intervalle $[j-n, j]$ peut s'écrire sous la forme suivante :

$$Z_j = \sum_{i=j-n}^j e_i^2$$

Dont j représente le point dans lequel on optimise les paramètres.

Une condition nécessaire et indispensable pour que z soit minimale dans l'espace de ces coefficient est que :

$$\frac{\partial Z_j}{\partial \ln(C_f)} = \sum_{i=j-n}^j \frac{\partial \ln(ROP_i)}{\partial \ln(C_f)} = \sum_{i=j-n}^j [\ln(C_f) + k * \ln(WOB_i) + a * \ln(RPM_i)] = 0$$

$$\frac{\partial Z_j}{\partial k} = \sum_{i=j-n}^j \ln(ROP_i) * \ln(WOB_i) - [\ln(C_f) * \ln(WOB_i) + k * \ln(WOB_i)^2 + a * \ln(RPM_i) * \ln(WOB_i)] = 0$$

$$\frac{\partial Z_j}{\partial a} = \sum_{i=j-n}^j \ln(ROP_i) * \ln(RPM_i) - [\ln(C_f) * \ln(RPM_i) + k * \ln(RPM_i) * \ln(WOB_i) + a * \ln(RPM_i)^2] = 0$$

Alors on a 3 équations et 3 inconnues, on résout ce système pour calculer les coefficients C_f , k , a .

B. Calcule par la méthode de moindre carrée non linéaire :

La méthode de moindres carrés non linéaire consiste à lisser les n points des essais avec la fonction non linéaire :

$$Y = f(x, C_f, k, a)$$

On peut poser :

$$C_f = C_f^* + \epsilon_1$$

$$k = k^* + \epsilon_2$$

$$a = a^* + \epsilon_3$$

Où : C_f^*, k^*, a^* : sont connus (des valeurs initiales minimales).

$\epsilon_1, \epsilon_2, \epsilon_3$: sont des inconnues de faibles valeurs.

On initialise le processus itératif avec les valeurs minimales

$$Y = f(x, C_f^* + \epsilon_1, k^* + \epsilon_2, a^* + \epsilon_3)$$

Elle consiste à une approximation de la solution par un développement en série de

Taylor limite, Il en résulte un système linéaire suivant :

$$Y = f(x, C_f^*, k^*, a^*) + \epsilon_1 \frac{\partial f(x, C_f^*, k^*, a^*)}{\partial C_f} + \epsilon_2 \frac{\partial f(x, C_f^*, k^*, a^*)}{\partial k} + \epsilon_3 \frac{\partial f(x, C_f^*, k^*, a^*)}{\partial a}$$

C'est un système linéaire à trois inconnues $\epsilon_1, \epsilon_2, \epsilon_3$.

Une fois ces inconnues déterminées nous avons une nouvelle estimation des C_f, k , correctes. On peut alors répéter le processus en affectant des nouvelles valeurs de C_f^*, k^*, a^* à C_f, k, a . Ce procédé assure la convergence vers les valeurs de C_f, k, a correctes.

C- Coefficient de corrélation multiple :

Coefficient de corrélation multiple R est le seul juge de qualité de modèle c'est-à-dire ce que le modèle reflète d'une manière convenable le processus.

R est plus proche de l'unité donc le modèle est adapté à la formation, l'équation qui définit R est égale à :

$$\sum_n (Y_{\text{Observed}} - Y_{\text{calculated}})^2$$

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_{\text{observed}} - Y)^2}{\sum_{i=1}^n (Y_{\text{observed}} - \bar{Y})^2}}$$

Détermination des paramètres mécanique (WOB et RPM) optimaux :

Et de-là on définit les paramètres optimaux qui nous permettent d'avoir la vitesse d'avancement optimale au point j :

$$ROP_{\text{opti } j} = C_{fj} \cdot WOB_{\text{opti } j}^{k_j} \cdot RPM_{\text{opti } j}^{a_j}$$

Dont :

$$WOB_{\text{opti } j} = \min$$

$$j-n+1 \leq i \leq j$$

$$WOB_{\text{opti } j} = \max$$

$$j-n+1 \leq i \leq j$$

$$(WOB(i)) \text{ si } k_j < 0 \quad (WOB(i)) \text{ si } k_j \geq 0$$

$$RPM_{\text{opti } j} = \min$$

$$j-n+1 \leq i \leq j$$

$$RPM_{\text{opti } j} = \max$$

$$j-n+1 \leq i \leq j$$

$$(RPM(i)) \text{ si } a_j < 0 \quad (RPM(i)) \text{ si } a_j \geq 0$$

$$(i, n) \in \mathbb{N}, \text{ et } j \in \mathbb{N} - [0, n - 1], \text{ et } (i, j, n) \leq N$$

Dont N est le nombre des points sur lesquels on fait l'optimisation

9. Présentation des données de Puits (A) :

(On appelle le puits A pour des raisons de confidentialité du travail et des informations.)

Le forage des puits dans la phase 6' ' rencontre le problème de la diminution de la vitesse d'avancement à cause de la dureté élevée de la formation, ce qui engendre des frais additionnels et un prix de mètre foré élevé, ce qui nous donne une grande marge d'optimisation de ce dernier.

Bit Run+A3 :AE31	Bit N°	Type	Size (in) JETS / TFA Serial N°			Depth In	Out	MTR (m)	HRS (h)	ROP (m/h)
6	6	FM3941PIN	6	3*14/32	10914134	3439	3494	55,0	9,48	5,80
7	C1	BHC406Z	6	0,53	7211918	3494	3512	18	3,64	4,95
8	6RR1	FM3941PIN	6	3*14/32	10914134	3512	3610	98	9,76	10,04
9	C1RR	BHC406Z	6	0,53	7211918	3610	3628	18	5,93	3,04
10	6RR2	FM3941PIN	6	3*14/32	10914134	3628	3665	37	19,44	1,90
11	7	MKS39DG	6	6*13/32	10103-C	3665	4092	427	153,36	2,78
12	8	MSS82(impregne)	6	0,778	S7M2143	4092	4130	38	49,52	0,77
13	C2	HHCS112	6	0,78	7211922	4130	4135	5	15,83	0,32
14	8RR	MSS82(impregne)	6	1	S7M2143	4135,0	4161	26,0	34,61	0,75
15	9	HHD372G	6	1,05	7210564	4161	4178	17,0	28,65	0,59
16	9RR	HHD372G	6	1,05	7210564	4178	4179	1,0	2,29	0,44
17	10	K505BEPX	6	1,2	SCD601	4179,0	4183	4,0	4,48	0,89
18	11	XR40Y	6	OPEN	PG9956	4183,0	4196	13,0	22,68	0,57
19	12	HHS352	6	1,09	7211433	4196,0	4241	45,0	35,39	1,27

Tableau 4.2. Les données de l'outil utilisé 6' '

Bit Performance				Paramètres							
Formation	In (m)	Out (m)	MTR (m)	Hrs	ROP	MW	WOB	RPM	TRQ	FLW	SPP
Trias argileux	3439	3457	18	5,45	3,30	1,5	4-6	55-75	200-230	875-890	3230-3300
T2	3457	3483	26	2,27	11,45	1,5	7-8	95-105	200-260	840-895	3130-3450
T 1	3483	3494	11	1,76	6,25	1,5	7-8	100-105	225-255	895-905	3415-3450
T 1	3494	3512	18	3,64	4,95	1,5	2.5-3	85-105	180-217	510-530	1585-1725
T1	3512	3514	2	0,4	5,00	1,5	5-8	70-95	190-215	785-885	2880-3325
Roches éruptives	3514	3603	89	8,23	10,81	1,5	5.5-9	70-125	180-250	700-900	2880-3750
Série inferieure	3603	3610	7	1,13	6,19	1,53	5.5-10	70-126	180-251	700-901	2880-3751
Série inferieure	3610	3628	18	5,93	3,04	1,53	3-4	80-100	180-200	500-550	1650-1850
Série inferieure	3628	3665	37	19,44	1,90	1,53	8-10	80-100	200-270	885-925	3320-3565
Série inferieure	3665	3671	6	2,28	2,63	1,54	6-8	75-90	195-225	885-900	3675-3735
Dévonien Inferieur	3671	3721	50	13,72	3,64	1,54	7-8	80-90	190-215	825-880	3180-3685
Silurien Radioactif	3721	3780	59	11,42	5,17	1,54	7-8	75-90	185-235	835-850	3156-3225
Dalle de M'kratta	3780	3785	5	1,56	3,21	1,54	7-8	80-85	100-220	840-845	3175-3270
Argile Micro Conglomerat.	3785	3894	109	12,98	8,40	1,54	7-8	80-85	100-225	820-835	3100-3240
Gres d'Oued Saret	3894	3944	50	19,64	2,55	1,54	7-8	70-80	210-232	830-840	3100-3285
Argile d'Azzel	3944	3996	52	26,91	1,93	1,54	7.5-8.5	70-85	200-230	820-850	3150-3300
Gres d'Ouargla	3996	4092	96	54,85	1,75	1,54	7-9	70-98	207-227	800-840	3200-3300
Gres d'Ouargla	4092	4118	26	80,45	0,32	1,54	7-9	70-98	207-228	700-840	3000-3300
Quartzites de Hamra	4118	4130	12	22,58	0,53	1,54	6-8	160-170	160-188	700-710	2570-2590
Quartzites de Hamra	4130	4135	5	15,83	0,32	1,54	4-8	80-120	150-160	490	1600-1750

Bit Performance				Paramètres							
Quartzites de Hamra	4135	4161	26	34,61	0,75	1,54	5-7	150-170	160-200	675-710	2630-2800
Quartzites de Hamra	4161	4178	17	28,65	0,59	1,54	2-6	1280-1350	150-170	620-660	3730-3900
Quartzites de Hamra	4178	4179	1	2,29	0,44	1,54	6	1400	190	680	3950
Quartzites de Hamra	4179	4183	4	4,48	0,89	1,54	5-8	144-160	190-205	725-800	3150-3400
Quartzites de Hamra	4183	4190	7	12,61	0,56	1,54	6-8	65-110	160-170	700	2580-2700
Gres d'el atchane	4190	4196	6	10,07	0,60	1,54	8	110	160-170	700	2600-2700
Gres d'el atchane	4196	4241	45	35,39	1,27	1,5	7-8.5	110-170	180-220	700-770	2820-3220

Tableau4.3. Performance des outils6' ,

IADC Dull Grading							
I	O	D	L	B	G	O	R
1	1	WT	A	X	I	NO	CP
1	1	WT	A	X	I	NO	BHA
1	1	WT	A	X	I	NO	CP
1	1	WT	A	X	I	NO	BHA
1	1	WT	A	X	I	NO	BHA
3	3	WT	A	X	I	BT	PR
2	2	WT	A	X	I	NO	CP
1	1	WT	A	X	I	NO	BHA
8	8	WT	A	X	I	NO	PR
1	1	WT	A	X	I	NO	PR
1	1	WT	A	X	I	NO	PR
8	8	WT	A	X	I	NO	PR
2	2	BT	A	E	I	BT	FM
8	8	LM	A	X	ER	-	PR

Tableau 4. 4 : Présentation de l'usure des cutters outil 6' ,

Le tableau a été divisé afin d'améliorer l'organisation. Si vous souhaitez consulter le tableau original, veuillez-vous référer au tableau [5].

Figure source EMF

Remplacement PNG compatible XeLaTeX

Fichier original conserve : image5.emf

Tableau 4.5 : tableau original

9.1. Section d'analyse :

Afin de vérifier l'exactitude des modèles, une seule section du puits a été retenue pour l'évaluation, à savoir la phase 16 pouces.

Les objectifs étaient les suivants :

- Évaluer la capacité des modèles à reproduire la performance observée dans le puits.
- Développer des modélisations en utilisant différents paramètres de forage, ce qui a permis d'optimiser l'opération de forage et de réduire le coût de la section étudiée.

Lors du choix de la section à analyser, les critères suivants ont été pris en considération :

- La disponibilité des données : les paramètres de forage, la lithologie et les caractéristiques de l'outil ont été considérés comme des données essentielles.
- L'impact de l'optimisation des coûts sur la rentabilité du puits : la section la plus influente en termes de temps et de coût a été retenue.

Pour l'application des modèles d'optimisation, la phase 16 pouces uniquement a été étudiée dans le champ de Hassi Messaoud, en utilisant des données de formation pour chaque mètre foré.

9.2. Paramètres de forage :

Les paramètres de forage ont été obtenus à partir de l'unité de Mud Logging, avec des enregistrements effectués à chaque mètre foré.

Les paramètres suivants ont été considérés comme critiques :

- La profondeur mesurée du puits (MD), déterminée à partir de la longueur du train de tiges. Pour cette étude, la profondeur MD et la profondeur verticale (TVD) ont été considérées égales en raison du faible écart observé dans cette section du puits.
- Le poids sur l'outil (WOB), correspondant au poids total appliqué sur l'outil de forage.
- Le taux de pénétration (ROP), représentant la vitesse de pénétration de l'outil dans la formation.
- La vitesse de rotation (RPM), exprimant la vitesse de rotation de l'outil.

9.3. Application sur le puits A :

La méthode adoptée pour l'optimisation de la phase 16 pouces est le modèle d'Eckel. La résolution de ce problème a été réalisée à l'aide d'un fichier développé sous Excel.

9.4. Présentation et interprétation des résultats obtenus par le modèle d'Eckel (puits A) :

Tous les résultats d'optimisation (WOB_{opt}, RPM_{opt}, ROP_{opt}, Cf, k, a,) ont été obtenus à l'aide du fichier Excel. Les calculs ont été effectués conformément aux équations mentionnées précédemment.

Tableaux4. 6 : Résultats obtenus par MMC linéaire

Les paramètres réel				Les Coefficients de formation				Les Paramètres Optimaux			
3439	4	55	3,3								
3449	5	65	5								
3459	6	75	6,2	4,7279E+23	15,955144	-18,824874	6	55	2128,508344		
3469	7	80	8,4	5,231769	2,226232	-0,879851	7	55	11,715829		
3479	7	91	11,45	0,000162	-0,03882	2,486053	4	91	11,361789		
3489	8	95	7,03	0,000746	-0,842818	2,454698	5	95	13,753829		
3499	7	105	6,25	11,991966	0,934134	-0,504817	8	75	9,460957		
3509	2,5	100	4,95	1601,529404	0,340009	-1,318981	8	80	10,03352		
3519	6	80	5	0,387165	0,413909	0,466031	8	105	8,00997		
3529	5,5	70	10,81	502,417364	0,209999	-1,046943	8	70	9,099139		
3539	5,5	75	10	2397,578732	0,158529	-1,371852	7	70	9,606047		
3549	6	89	10,13	508,231977	0,311736	-1,062205	6	70	9,744688		
3559	6,2	100	9	186,005281	-11,506928	3,908	5,5	100	36,832023		
3569	5,9	112	9,56	50,248849	-0,506891	-0,164022	5,5	70	10,548855		
3579	7	118	9	27,318434	-0,286794	-0,116789	5,5	75	10,119015		
3589	8,3	120	10,5	21,533994	0,396111	-0,332636	8,3	89	11,187804		
3599	9	125	10,8	2,232236	0,320957	0,177294	9	125	10,636031		
3609	8	125	6,19	2,4311E+21	2,894293	-11,050574	9	112	31,814439		
3619	3	80	6,04	20595678601	2,800182	-5,704953	9	80	134,520852		
3629	4	100	6,2	135016,9853	1,420891	-2,624837	9	80	30,971416		
3639	8	95	1,9	0	-1,513729	4,548568	3	125	35,363678		
3649	9	100	2	0,000004	-1,623035	3,652538	3	125	26,989751		
3659	10	90	1,8	0,092806	-1,266479	1,27667	3	100	8,253742		
3669	8,6	80	1,9	9,775755	-1,388161	0,310611	4	100	5,96508		
3679	7	75	2,63	38,535539	-0,811538	-0,271109	7	75	2,464261		
	TVD	WOB	RPM	ROP	Cf	K	A	WOB	RPM	ROP	

Les paramètres réel				Les Coefficients de formation			Les Paramètres Optimaux		
3689	7,4	79	3	13,326589	-1,593437	0,357553	7	100	3,113252
3699	7	80	2,89	0,024031	-2,194574	2,08226	7	90	3,938934
3709	8	83	3,1	0,000005	-2,268865	4,055621	7	83	3,823764
3719	8	90	3,64	0,001936	0,135687	1,611048	8	90	3,611778
3729	7	75	3,5	0,517742	0,168125	0,338253	8	90	3,364919
3739	8	80	4	11,212092	1,428109	-0,928547	8	75	3,965653
3749	7,3	84	3	19,631139	1,205786	-0,951967	8	75	3,952584
3759	8	90	4,83	0,304241	2,232172	-0,458732	8	75	4,354305
3769	7	85	3	0,048064	2,546328	-0,180052	8	75	4,403243
3779	7,5	80	5,17	0,094981	3,012275	-0,53643	8	80	4,754617
3789	8	85	2,31	53,692081	0,969953	-1,057215	8	80	3,925459

Nous allons représenter les courbes WOB_{opt} et WOB_{réel}, RPM_{opt} et RPM_{réel}, ainsi que les courbes de ROP_{opt} et ROP réel

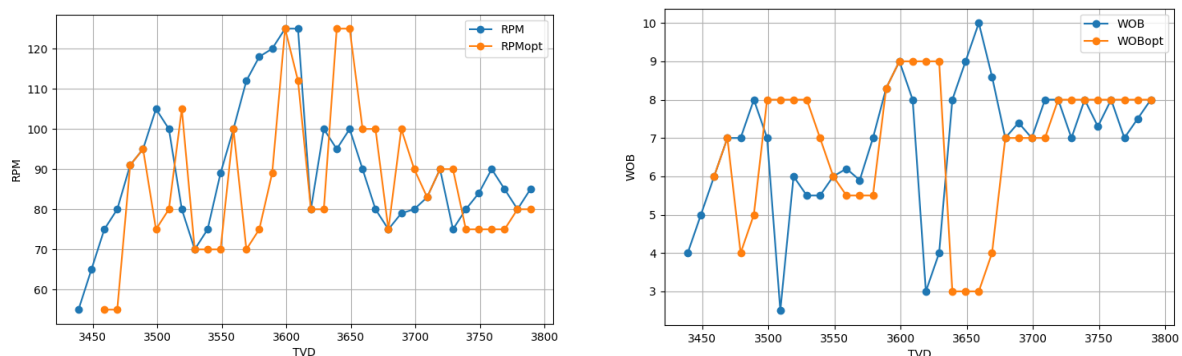


Fig4. 3 : Comparaison (WOB, RPM) réel et (WOB, RPM) optimal (MMC linéaire)

Pour le WOB, on observe que les valeurs optimales suivent la même tendance que les valeurs réelles en fonction du TVD, mais restent souvent légèrement supérieures. Cela indique que le modèle linéaire suggère un poids sur l'outil plus élevé afin d'améliorer la vitesse d'avancement (ROP), tout en restant dans les limites techniques du forage.

Concernant le RPM, les résultats montrent également que les valeurs optimales sont généralement supérieures aux valeurs réelles sur la majorité de la phase. Cette augmentation suggère qu'une vitesse de rotation plus élevée pourrait contribuer à une meilleure efficacité de forage selon le modèle d'optimisation.

Globalement, la méthode MMC linéaire met en évidence une sous-exploitation des paramètres mécaniques sur le terrain. Les paramètres optimaux (WOB et RPM) restent toutefois proches des valeurs réelles, ce qui confirme que l'optimisation propose des ajustements réalistes et applicables sans dépasser les marges opérationnelles.

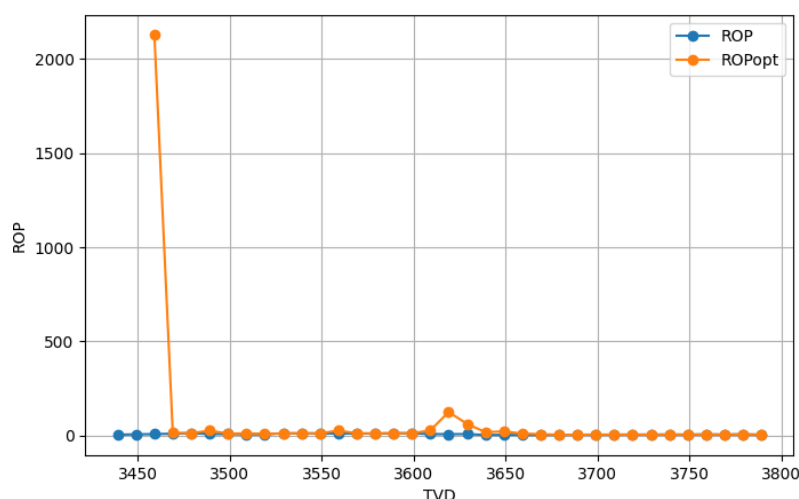


FIGURE 4.1 : Comparaison ROP réel et ROP optimal (MMC linéaire).

On observe que le ROP optimal est supérieur au ROP réel sur la majorité des points, ce qui montre qu'une amélioration des performances de forage est possible grâce à l'optimisation des paramètres mécaniques.

Cette différence indique que les paramètres réels appliqués sur le terrain ne correspondent pas toujours aux conditions optimales prévues par le modèle.

Tableau 4.7 : Les résultats obtenus par MMC non linéaire

Les paramètres réel				Les Coefficients de formation					Les Paramètres Optimaux			
TVD	WOB	RPM	ROP	Cf	K	A	WOB	RPM	ROP			
3439	4	55	3,3									
3449	5	65	5									
3459	6	75	6,2	4,7279E+23	15,955144	-18,824874	6	55	2128,508344			
3469	7	80	8,4	15,314341	2,409236	-1,206702	7	55	13,214187			
3479	7	91	11,45	0,000115	0,049602	2,527239	7	91	11,335605			
3489	8	95	7,03	0,000025	-2,154904	3,792096	5	95	24,703985			
3499	7	105	6,25	10,844352	0,684764	-0,368399	8	75	9,179851			
3509	2,5	100	4,95	603,758239	0,345416	-1,101488	8	80	9,921429			
3519	6	80	5	2,014854	0,45069	0,096324	8	105	8,052803			
3529	5,5	70	10,81	2774,284148	0,188204	-1,416441	8	70	9,991814			
3539	5,5	75	10	18960,92639	0,056575	-1,79788	7	70	10,195421			
3549	6	89	10,13	808,248282	0,290033	-1,151328	6	70	10,207551			
3559	6,2	100	9	114,416449	-8,388951	2,775875	5,5	100	25,082535			
3569	5,9	112	9,56	47,68176	-0,439282	-0,178755	5,5	70	10,551223			
3579	7	118	9	27,227652	-0,283343	-0,117317	5,5	75	10,121759			
3589	8,3	120	10,5	22,750091	0,427939	-0,357031	8,3	89	11,331834			
3599	9	125	10,8	2,406629	0,343325	0,152283	9	125	10,674548			
3609	8	125	6,19	6,50478E+17	2,43815	-9,13747	9	112	26,010637			
3619	3	80	6,04	9651628094	2,714372	-5,50816	9	80	123,664906			
3629	4	100	6,2	30515846,67	2,014676	-4,007277	9	80	60,367784			
3639	8	95	1,9	0,000021	-0,708951	2,976092	3	125	16,787376			
3649	9	100	2	0,000036	-1,343998	3,04988	3	125	20,495195			
3659	10	90	1,8	0,008969	-1,362337	1,828302	3	100	9,10665			
3669	8,6	80	1,9	13,413923	-1,459036	0,270793	4	100	6,176101			
3679	7	75	2,63	57,602023	-0,880728	-0,327795	7	75	2,520579			
3689	7,4	79	3	11,265686	-1,69681	0,445452	7	100	3,226202			

Les paramètres									
réel				Les Coefficients de formation			Les Paramètres Optimaux		
3699	7	80	2,89	0,067597	-2,033857	1,771831	7	90	3,747188
3709	8	83	3,1	0,000013	-1,850005	3,659905	7	83	3,661277
3719	8	90	3,64	0,001742	0,098166	1,652176	8	90	3,618105
3729	7	75	3,5	0,353474	0,086248	0,463266	8	90	3,400802
3739	8	80	4	12,352164	1,416947	-0,944417	8	75	3,985974
3749	7,3	84	3	21,699681	1,229881	-0,984911	8	75	3,984538
3759	8	90	4,83	0,105583	2,068616	-0,142985	8	75	4,203738
3769	7	85	3	0,005508	2,493557	0,335418	8	90	4,450268
3779	7,5	80	5,17	0,060007	2,623716	-0,251353	8	80	4,669882
3789	8	85	2,31	605,121739	1,341106	-1,761682	8	80	4,368601

Nous allons représenter les courbes WOB_{opt} et WOB_{réel}, RPM_{opt} et RPM_{réel}, ainsi que les courbes de ROP_{opt} et ROP réel

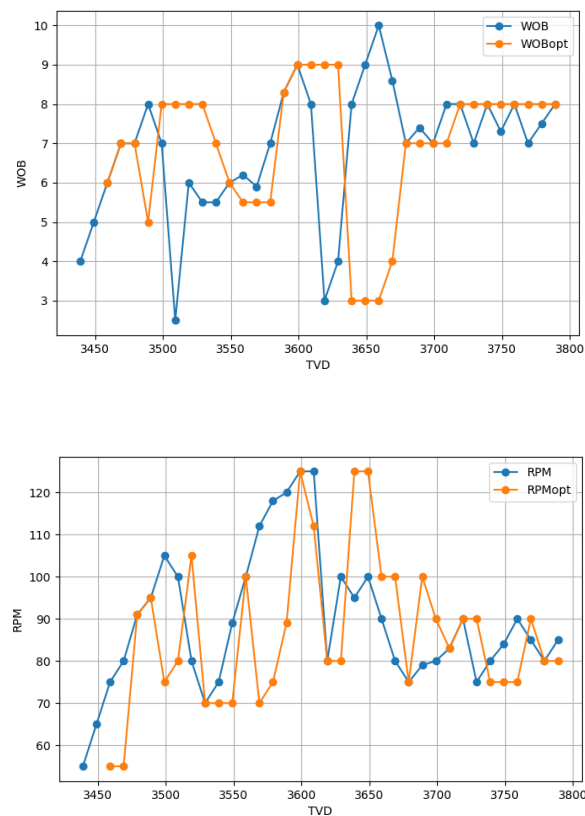


FIGURE 4.2: Comparaison (WOB, RPM) réel et (WOB, RPM) optimal (MMC non linéaire)

Les résultats montrent que les valeurs optimales restent dans les limites opérationnelles observées sur le terrain. On observe également une variation cohérente des paramètres optimaux avec la profondeur, traduisant l'influence directe du RPM sur le ROP. La méthode non linéaire permet ainsi d'obtenir des paramètres mieux adaptés aux variations réelles de la formation et offre une meilleure flexibilité dans l'ajustement des paramètres mécaniques.

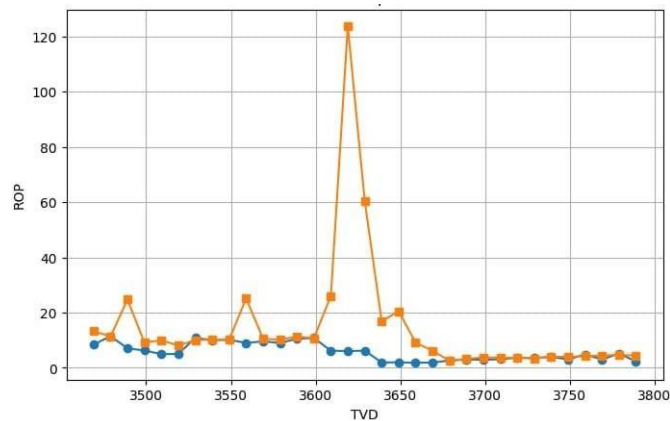


FIGURE 4.3: Comparaison ROP réel et ROP optimal (MMC non linéaire).

On observe que le ROP optimal est globalement supérieur au ROP réel, ce qui indique qu'une amélioration des performances de forage est possible grâce à l'optimisation des paramètres mécaniques.

Cependant, certaines zones montrent des pics importants du ROP optimal, notamment autour de TVD ≈ 3620 – 3630 ft, traduisant soit une forte sensibilité du modèle aux variations des paramètres de forage, soit une hétérogénéité de la formation.

En dehors de cette zone, les deux courbes suivent une tendance relativement stable avec un écart modéré, ce qui confirme la cohérence générale du modèle d'optimisation utilisé.

10. Comparaison entre la méthode linéaire et la méthode non linéaire :

L'analyse des six courbes obtenues montre que les deux méthodes d'optimisation permettent d'améliorer significativement les performances de forage en déterminant des paramètres mécaniques optimaux adaptés aux conditions réelles de la formation. Les courbes du ROP réel et du ROP optimisé indiquent que les deux approches conduisent à une augmentation de la vitesse d'avancement après optimisation. Toutefois, la méthode non linéaire présente des variations plus marquées du ROP optimal, traduisant une meilleure sensibilité aux changements des paramètres de forage et aux caractéristiques géologiques, ce qui lui confère une représentation plus proche du comportement réel du processus. Concernant les paramètres mécaniques (WOB et RPM), les valeurs optimales obtenues par les deux méthodes restent dans les limites opérationnelles du chantier. La méthode linéaire se distingue par sa stabilité et sa simplicité de mise en œuvre, grâce à la transformation logarithmique du modèle d'Eckel, ce qui facilite le traitement des données et la prise de décision rapide sur le terrain. En revanche, la méthode non linéaire, basée sur l'équation originale sans transformation, offre une meilleure flexibilité et une modélisation plus fidèle du comportement réel du forage. Sur le plan pratique, les deux méthodes ont permis d'améliorer le ROP, ce qui se traduit directement par une réduction du temps de forage. Cette diminution du temps d'exécution entraîne également une réduction des coûts opérationnels, notamment en termes de durée d'utilisation des équipements, de consommation énergétique et de mobilisation des équipes. Toutefois, la méthode non linéaire permet généralement un gain plus optimal à long

terme grâce à la précision accrue des paramètres estimés, tandis que la méthode linéaire reste avantageuse pour une optimisation rapide et efficace.

Conclusion du chapitre :

Ce chapitre a permis d'appliquer les méthodes d'optimisation linéaire et non linéaire aux données du champ de Hassi Messaoud afin d'améliorer les paramètres mécaniques de forage. Les résultats obtenus montrent que l'ajustement du WOB et du RPM permet d'augmenter le ROP tout en conservant des valeurs compatibles avec les contraintes réelles du chantier.

La méthode linéaire se distingue par sa simplicité, sa stabilité et sa facilité d'utilisation, notamment pour une analyse rapide des données et une prise de décision pratique sur le terrain. La méthode non linéaire, quant à elle, offre une représentation plus fidèle du comportement réel du forage, car elle tient mieux compte des variations de la formation et de la sensibilité des paramètres mécaniques.

La comparaison des deux approches confirme que l'optimisation des paramètres de forage contribue directement à la réduction du temps d'exécution et des coûts opérationnels. Ainsi, la méthode linéaire peut être privilégiée pour un contrôle rapide, tandis que la méthode non linéaire est plus adaptée lorsqu'une précision élevée est recherchée. L'utilisation complémentaire de ces deux méthodes constitue donc une solution efficace pour améliorer les performances de forage dans le champ étudié.

Conclusion général :

L'étude réalisée montre que l'optimisation des paramètres mécaniques de forage, notamment le WOB et le RPM, permet d'améliorer le taux de pénétration et de réduire le temps ainsi que le coût global du forage. La prise en compte de l'usure des outils et des conditions géologiques reste indispensable pour choisir les paramètres les plus adaptés à chaque phase de forage.

- [1] Mémoire de Fin d'étude MASTER PROFESSIONNEL 2013. *Influence des paramètres de forage sur le choix d'un outil durant la phase 6'' du drain horizontal dans la région de Hassi Messaoud.*
- [2] Baker Hughes INTEQ. *Drilling Engineering Workbook : A Distributed Learning Course.*
- [3] SONATRACH Division de Forage. *Les outils de forage*, DF F.GRONDIN, Édition Janvier 2004.
- [4] *The Drilling Engineering Workbook*, December 1995.
- [5] SONATRACH. *Formation JDF — Module M1 : Les équipements de forage*, Division Forage, Département Formation.
- [6] INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE, UFR Drilling, Production and Reservoir Engineering. Préparé par A.NACEF, Drilling Instructor.
- [7] SOBHI Brahim, CHELLAL Brahim, GHOUH Hichem. *Optimisation des paramètres mécaniques de forage (WOB et RPM) — Application au champ de Hassi Messaoud*, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017/2018.
- [8] SLIMANI Samir. *Optimisation des paramètres de forage dans le réservoir cambro-ordovicien*, Mémoire de master professionnel en forage, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012.
- [9] TUNA EREN. *Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations*, Thesis, Graduate School of Natural and Applied Sciences, Middle East Technical University, 2010.
- [10] SONATRACH. Fichiers techniques relatifs aux puits forés dans la zone de Hassi Messaoud.
- [11] MAHDJOUBI Abdelbari, Bn L (2022/2023). *Étude statistique des paramètres du processus de forage pétrolier*. Ouargla.
- [12] GABOUSSA Boubaker, LAHLALI Mohammed Amine. *Optimisation des paramètres mécaniques des machines de forage pétrolier*. Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018.
- [13] Thomas Miyora. *Modeling and Optimization of Geothermal Drilling Parameters – A Case Study of Well MW-17 in Menengai, Kenya*. Proceedings, Fortieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 26–28, 2015.
- [14] DJELAILA Brahim, Ali DADI SIDI, BOUAZA Kheireddine. *Optimisation des paramètres mécaniques du forage horizontal : application sur les puits MDZ491–MDZ492–MDZ501*. Mémoire de master, UKM Ouargla, 2013.

- [15] Andreas NASCIMENTO. *Mathematical Modeling for Drilling Optimization*. University of Brazil, 2016.
- [16] Chen, Xuyue; Fan, Honghai ; Guo, Boyun; Gao, Deli, et al. Real-time prediction and optimization of drilling performance based on a new mechanical specific energy model. *Ara-bian Journal for Science and Engineering*, 39(11), 8221–8231, 2014.
- [17] MARZOUKI, Z. *Étude de comportement dynamique de train de tige de forage*. Rapport option, École Supérieure des Mines de Paris, 2008.