

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement supérieur
et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES
RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET UNIVERS



DEPARTEMENT : Forage et Mécanique des chantiers
pétroliers



OPTION: FORAGE

En vue d'obtention du diplôme :

MASTER 2

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Réalisé par :

BOURZAK Abderrahmane - CHEIKH Ahmed

Thème

PERFORMANCES DES OUTILS PDC

DANS LA PHASE 12" 1/4

DANS LE CHAMP DE H.M.D. ET Hassi Berkine

Soutenu publiquement

Le : 22/05/2016

Jury :

Président : Yacine Abdessalem

Encadreur : Leghrieb Youcef

Examineur: Khadem Wafa

Univ . Ouargla

Univ . Ouargla

Univ . Ouargla

Année universitaire 2015/2016

Remerciement

Nous tenons à exprimer notre gratitude et remerciements, tout d'abord, au Dieu le Tout Puissant qui nous a donné la force, le courage et la patience pour effectuer ce travail.

*Nous remercions chaleureusement notre encadreur le Docteur **LEGHRJEB Youcef** Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour son aide précieuse, sa disponibilité et ses conseils et remarques qui nous ont permis de présenter notre travail dans sa meilleure forme.*

*Nous remercions également nos enseignants à L'**UKMO**.*

Nous tenons à remercier les responsables d'E.N.T.P Pour nous avoir accueillis dans leurs services pour les disposition qu'ils ont pris pour nous faciliter le travail.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail par leur apport en information ou par leurs orientations.

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes adorables sœurs.

*A toute personne qui porte le nom **BOURZAK**,*

A mes meilleurs amis : kassimo, abdelkader, hafid, Miloud, maamar, Zaki, Saddam, Riad, brahim, bouabdellah, Houari, , abderrahmane, Tami Adel, Salim, Samir, Anouar, Mordjana, Zwina, Asma, ainsi tous mes amis de classe.

A Tous ceux que j'aime et je respecte

*Enfin je dédie chaleureusement cette mémoire à mon binôme
Cheikh Ahmed*

Abderrahmane

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

- ❖ *A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.*
- ❖ *A celui qui ma fait de moi un homme, mon père.*
- ❖ *A mes frères : Morad, Djilali, Mhammed.*
- ❖ *A mes sœurs : Hadja, Akila.*
- ❖ *A toute les familles Cheikh et les familles Bouafia*
- ❖ *A tous mes amis surtout : Youcef, Mounir, Riyad, Saddam, Zakaria.*
- ❖ *A Mon binôme.*
- ❖ *A toute personne qui occupe une place dans mon cœur.*

CHEIKH Ahmed

Liste des tableaux

Chapitre I :

Tableau. I.1: Informations Du Puits RHBA-1	09
---	----

Chapitre II:

Tableau I.1 : jeu entre trou et manchon... ..	14
Tableau I .2 : jeu entre outil et la paroi intérieure de tubage	15
Tableau I.3 : diamètres des tubages pour chaque outil.....	15
Tableau. .4 : Caractéristiques principales des diamants naturels	22
Tableau. .5 : Code des profils	34
Tableau. .6 : Type de dusage (Code de l'hydraulique).	35
Tableau. .7 : Densité des éléments de coupe	35
Tableau. .8 : Taille des éléments de coupe	35
Tableau. II.9: Description de l'usure des outils	36
Tableau. II.10: Caractéristiques de l'usure des structures de coupe.....	38
Tableau. II.11: Localisation de l'usure des structures de coupe.....	39
Tableau. II.12: Code à utiliser pour la raison de remontée de l'outil.....	41

Chapitre III:

Tableau III-1: Performances de l'outil PDC "FM2943"	46
Tableau III-2: Performances de l'outil PDC "DS47H"	47
Tableau III-3 : Performances de l'outil PDC FM2943.	48
Tableau III-4 : Performances de l'outil PDC G535ZG	49
Tableau III-5 : Performances de l'outil PDC HC6065.....	52
Tableau III-6 : Performances de l'outil PDC SPH639.....	53
Tableau III-7 : Performances de l'outil PDC HC606S	54
Tableau III-8 : Performances de l'outil PDC SP619A.....	55
Tableau III-9 : Performances de l'outil PDC SP619A.....	56

Liste des figures

Chapitre I

Figure.I.1 : Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec 2007).	02
Figure.I.2 : Carte de situation géologique du bassin de Barkine (Wec 2005).	03
Figure.I.3 : carte géologique du bassin de Berkine (WEC, 2007)	04
Figure. .4 : Colonne stratigraphique du bassin de BERKINE (WEC, 2007).....	10
Figure. I.5 : Fiche stratigraphique prévisionnelle et architecture du forage RHBA-1	11

Chapitre II

Figure.II.01 :Jeu entre trou et manchaon	13
Figure. .2 : diamètre entre tubage et trepan.....	14
Figure.II.02 : Tricône à dents en acier.	16
Figure.II.03 : Tricône à picots	16
Figure.II.04 : Mode de destruction de la roche.....	16
Figure.II.05 : Différents types de picots	19
Figure.II.06 : Outils à jets	20
Figure.II.07 : Outils PDC.....	23
Figure.II.08 : Outils. TSP.	24
Figure.II.9 : Action d'un outil à diamant naturel	24
Figure.II.10 : Action d'un PDC.....	25
Figure.II.11 : Nomenclature des éléments des outils PDC	26
Figure.II.12 : Caractéristiques du Profil	28
Figure.II.13 : Différents types de profils des outils PDC	29
Figure.II.14 : Angles caractéristiques d'un PDC	30
Figure.II.15 : Longueur utile L_d	30
Figure.II.16 : Crampon	31
Figure.II.17 : Exposition des taillants.....	32
Figure.II.18 : Chemins d'irrigation.....	33
Figure.II.19 : Efforts appliqués sur le cutter.....	33
Figure.II.20 : Code des profils.....	34
Figure. .21 : Usure des dents.....	37

Chapitre III:

Figure III.1 : Courbe de ROP en fonction des formations traversées «PuitsMD469».....	47
Figure III-2 : Courbe de ROP en fonction des formations traversées "PuitsOMO151"	48

Liste des figures

Figure III-3: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits OML832"	49
Figure III-4: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits MD472"	50
Figure III-5: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RHBA#1"	52
Figure III-6: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RRMN1"	53
Figure III-7: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RFRNW1"	54
Figure III-8: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits HBNP1BIS"	55
Figure III-9: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits HBNEP-1»	56
Figure III.10: Caractéristiques des usures des différents cutters PDC.....	59
Figure III.11: Histogramme des caractéristiques des usures des outils PDC.....	61
Figure III.12: Histogramme des localisations d'usure des outils PDC.....	61

SOMMAIRE

CHAPITRE I : Géologie et généralité sur le champ de hassi berkine.

1. géographie et géologie de HASSI BERKINE.....	02
1.1. Situation géographique.....	02
1.2. Contexte géologique.....	03
2.Lithologie	04
3. Problèmes attendus dans le puits RHBA#1	08
4. Situation du puits	09
5. Informations du puits.....	09
6. But de sondage	10
7. Estimation des pressions.....	10

CHAPITRE II : Généralité sur les outils de forage.

1. Les Outils de forage	12
2. Harmonisation des diamètres.....	12
3. Les Différents types des outils de forage	15
3.1. Les outils à molettes	15
3.2. Les outils à éléments de coupe fixes	22
3.3. Mode de travail des outils à éléments de coupe fixes.....	24
3.4 .Outils PDC	26
3.5. Géométrie des PDC.....	31
3.6. Hydraulique	32
3.7. Classification IADC des outils à éléments de coupe fixes	33
3.8. L'usure de l'outil	36
3.9. Choix des outils	41

CHAPITRE III : Performances des outils PDC dans la phase 12^{1/4}" dans le champ de HMD et HASSI BERKINE.

1. Performances des outils PDC dans le champ de HMD:	46
1.1 Interprétation des résultats :	50
2. Performances des outils PDC dans hassi berkine :	52
2.1 Interprétation des résultats :	57
3. Analyse des usures des outils PDC dans la phase 12 ^{1/4} "......	58

Introduction générale

Le trois quart des besoins énergétiques mondiaux est fourni par les hydrocarbures, dont la consommation ne cesse d'augmenter. Et comme notre sol est riche en cette matière, l'état donne une importance primordiale au secteur des hydrocarbures.

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie nationale, ils constituent la source la plus importante d'énergie qui a une valeur inestimable.

Pour exploiter ces richesses souterraines, on procède au forage qui est une opération délicate et la plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie.

Le but du forage est d'atteindre l'objectif avec un prix de revient minimum dans les meilleures conditions techniques.

Le coût total de l'opération de forage représente environ 30 % du coût global du puits. Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche afin de réduire le coût de puits. [9]

Pour cela, nous avons choisi comme thème de notre mémoire de fin d'études

« Performances des Outils PDC dans la phase 12"1/4 à HASSI MESSAOUD et HASSI BERKINE ».

La conception, la métallurgie et la fabrication des outils sont beaucoup améliorées ; qui ont pour but d'augmenter la vitesse d'avancement et la durée de vie de l'outil, et donc réduire le coût de forage.

CHAPITRE I

Généralité Sur le Champ de Hassi Berkine



1. Géographie et géologie de hassi berkine :

1.1. Situation géographique : [1]

Le bassin de **BERKINE** se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss (Fig. I-1). Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

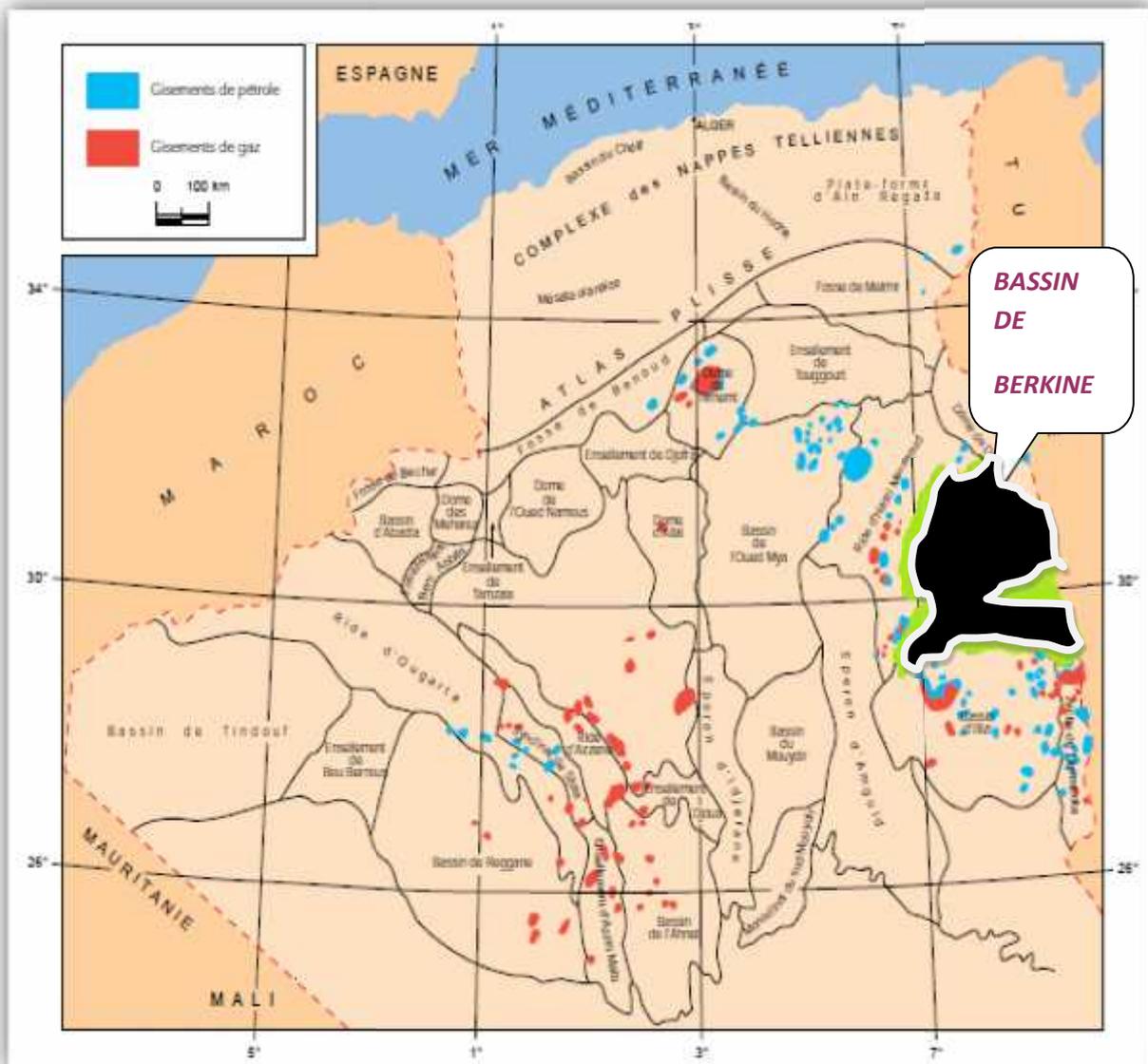


Figure. I-1: Carte de situation géographique du bassin de Berkine. [Wec 2007]

1.2. Contexte géologique : [01]

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord-Est de la plate forme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km².

Le bassin est limité :

- ❖ Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- ❖ A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- ❖ Au Sud, par le môle de d' Ahara qui le sépare du bassin d' Illizi.
- ❖ Et à l'Ouest, par le môle d' Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

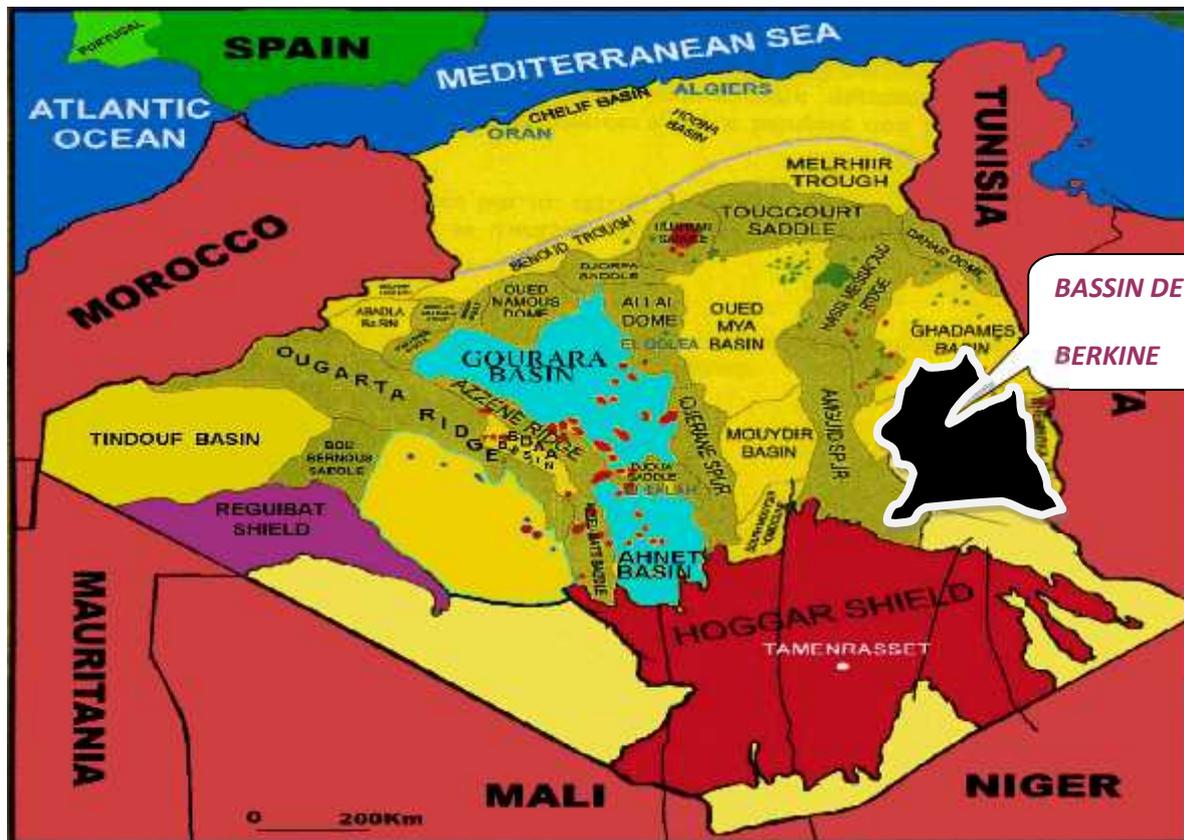


Figure. I-2 : Carte de situation géologique du bassin de Barkine [Wec 2005].

2. Lithologie: [04]

L'évolution du remplissage sédimentaire dans le bassin de Berkine comporte deux étapes majeures qui sont :

- ❖ La création d'un premier bassin au paléozoïque.
- ❖ La surimposition d'un autre bassin au Mésozoïque.

Dans le bassin de Berkine, en dehors de la phase Hercynienne et localement des mouvements intra-dévonien qui l'ont soulevé, le reste de son histoire géologique est marquée par l'enfouissement continu des séries qui lui confère une puissance considérable (Fig. I-3).

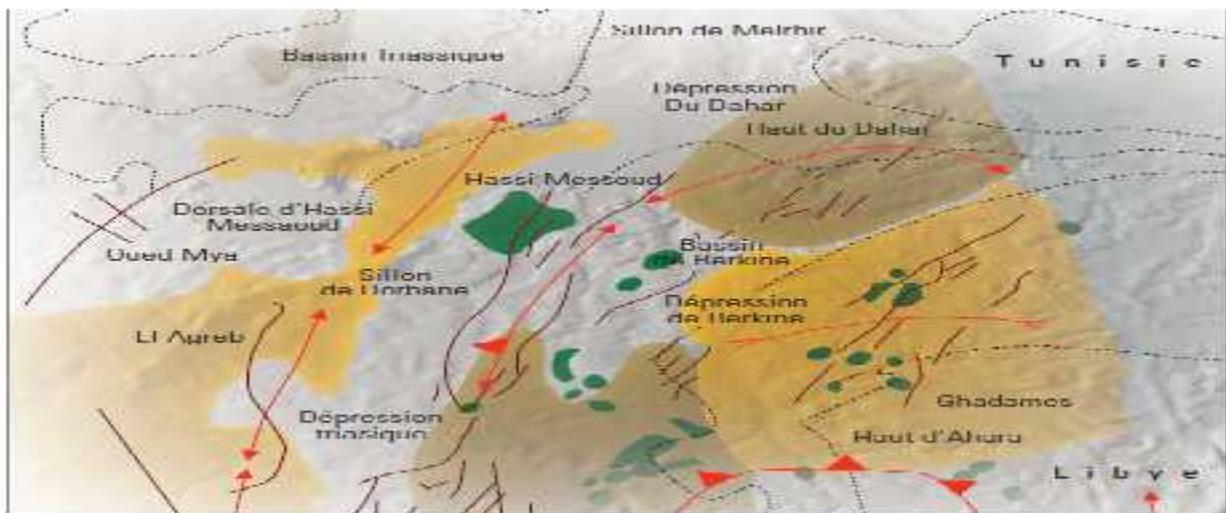


Figure. I-3 : Coupe géologique du bassin de Berkine [WEC, 2007]

2.1. Le socle : [01]

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

2.2. Paléozoïque : [03]

Le dépôt de paléozoïque discordant sur le Précambrien. La stratigraphie régionale des formations paléozoïques inférieures est généralement continue, par contre les formations Dévoniennes et sus-jacentes montrent des systèmes de dépôt localisés, et constitué de bas en haut par :

2.2.1. Le Cambrien : [03]

Comprend des grès grossiers à stratification oblique avec Conglomérats et microconglomérats à la base (Lithozone R3) suivis par grès moyens à grossiers, très argileux à passées d'argiles (Lithozone R2), par des grés fins à grossiers à intercalations d'argilites (lithozone Ra), par des quartzites et des grés fins à moyens, avec des passées d'argiles et de silts, contenant des grains de glauconites et des tigilites (Lithozone RI). L'ensemble se termine par une alternance d'argiles, de silts et de grés fins à glauconies.

2.2.2. L'Ordovicien : [03]

Représenté par 250 m d'épaisseurs, l'Ordovicien est Essentiellement détritique. Il est constitué d'argiles noires bitumineuses (Argiles d'EL Gassi) surmontées par:

- ❖ Des grès ou parfois par des conglomérats et des passées de silts et d'argiles noires (Grès d'El Atchane);
- ❖ Par des quartzites compacts (Quartzites de Hamra);
- ❖ Par des grés fins à moyens quartziques (Grès d'Ouargla);
- ❖ Par des argiles noires, silteuses et micacées à minces passées de silts argileux;
- ❖ Par des grés fins à moyens argileux et quartziques, dolomitiques et micacés, à intercalations d'argiles micro conglomératiques;

Et enfin, la série ordovicienne se termine par les grés de Ramade dont la base est constituée de grés quartziques et fines passées d'argiles auxquels font suite des grés quartziques de la dalle M'kratta.

2.2.3. Le Silurien : [03]

Il comprend des faciès essentiellement argileux (Argiles à Graptolithes, constituées d'argiles grises à noires, riches en graptolithes avec des grains de quartz fins avec quelques passées de grés blancs à gris sombres fins, avec présence de pyrite).

Ils sont surmontés par des faciès qualifiés d'argiles-gréseux (alternance d'argiles grises silteuses à silto sableuses tendres, rarement carbonatées et de grés gris à clairs, fins à moyens sub arrondis, généralement bien classés en silico-argileux et moyennement durs).

2.2.4. Le Dévonien : [03]

Il comprend de bas en haut, la succession Lithostratigraphique suivante:

- ❖ Des argiles gréseuses à faciès très variables (Dévonien inférieur);
- ❖ Des argiles gréseuses moins développées et présentant quelques variations par rapport aux faciès sous-jacents (Dévonien moyen);
- ❖ Des argiles gris noires à brunes foncées, avec des intercalations de calcaires argileux et gréseux (Dévonien supérieur).

2.2.5. Le Carbonifère : [1]

Il est formé essentiellement de calcaires admettant vers le sommet des passées gypseuses.

2-3-Mésozoïque : [03]

2.3.1. Le Trias : [03]

Le Trias: Il est subdivisé en quatre membres lithologiques et qui sont dans l'ordre ascendant :

- ❖ **Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI):** Il s'agit en général de dépôts conglomératiques rouges à brunes et de grès et d'argiles;
- ❖ **Trias Argilo-Carbonaté (TAC):** Bien que son nom fait allusion au carbonates, il est constitué essentiellement d'argiles de couleur brune rouges, rarement gris-verte à éléments fins à moyens, devenant grossiers vers la base, avec intercalations d'argiles grisâtres à gris vertes et brunâtres indurées, siliceuses et feuilletées;
- ❖ **Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) :** Il est formé essentiellement d'argiles rouges à grisvertes tendres à indurées, siliceuses à tendre feuilletées passant souvent à des argiles siliceuses gris vertes, moyennement dures;
- ❖ **Trias S4 :** Il s'agit d'une alternance des sels blancs translucides, parfois jaunes, rosâtres massifs et d'argiles grises à gris vertes, parfois brunes, siliceuses, tendres à indurées.

2.4. Le Crétacé : [1]

Litho-stratigraphiquement, nous distinguons de bas en haut la succession suivante:

2.4.1 Crétacé inférieur: Il comprend à la base de grès blancs, fins, carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux, devenant des

argiles à intercalation de grès fins carbonatés (Néocomien). Cette variété de faciès est surmontée de grès blancs à gris clairs, fins à grossiers à intercalation d'argiles brunes rouges à gris-vertes, de nature sableuse carbonatée (Barrémien). Vers le sommet, le Barrémien est recouvert de calcaires blancs micro cristallins, argileux avec des passées de dolomies et d'argiles gris-vertes carbonatées (Aptien), sur lesquels se déposent de grès gris-blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés (Albien).

2.4.2 Crétacé supérieur: Il comprend une suite lithologique composée d'abord d'une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et de calcaires blancs (Cénomaniens) suivi de calcaires blancs, gris, argileux à intercalations de marnes (Turonien), de sels à intercalation d'argiles et d'alternance de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-claires à beiges, d'anhydrites blanches (Sénonien).

2.5. Le Cénozoïque : [03]

2.5. 1. Le Mio-Pliocène: Il est constitué de sables roux et blancs, à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges briqueuses sableuses.

2.5.2. Le Quaternaire :

Ce sont des sables représentant des ensembles dunaires.

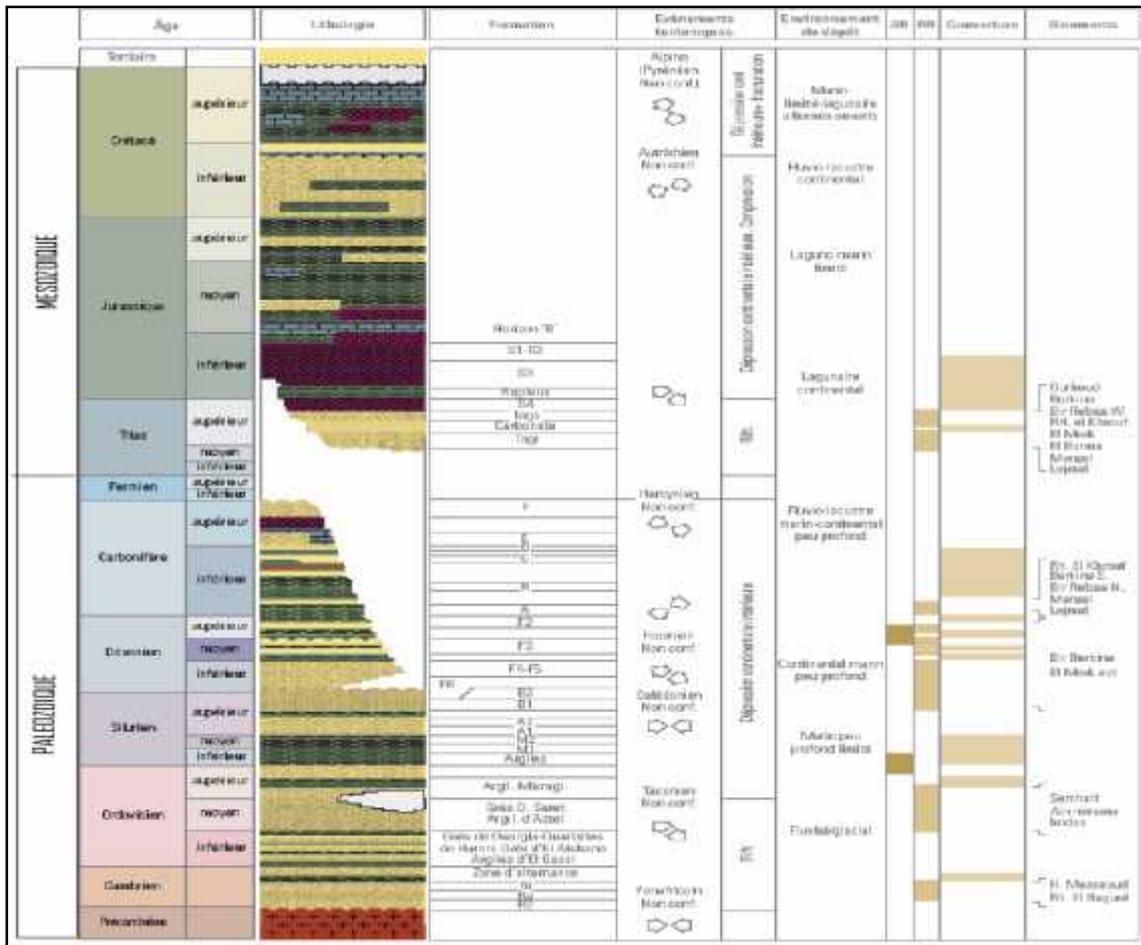


Figure. I-4 : Colonne stratigraphique du bassin de BERKINE [WEC, 2007].

3. Problèmes attendus dans le puits RHBA#1 : [06]

Il est recommandé de prendre en considération les points suivants :

- ❖ coincements dans le Sénonien Salifère, le Turonien et le Cénomanién.
- ❖ venues d'eau douce de l'Albien (densité requise 1.10 à 1.15 selon la région).
- ❖ Coincements au niveau des argiles fluides du Lias, avec parfois bouchage de l'annulaire.
- ❖ Venues d'eau chlorurée calcique de l'horizon B.
- ❖ Venues d'huile ou de gaz.
- ❖ Coincements, notamment lors du reforage des intervalles carottés.
- ❖ Coincements par pression différentielle, au niveau des réservoirs perméables.

4. Situation du puits : [06]

Le puits (RHBA-1) se situe dans la partie nord du bloc 406b du périmètre de recherche Rhourde El Farès II, 16 Km au Nord Ouest du puits RFR-1; 16 Km au Nord Est du puits RRMN-1 et à 12 Km au Nord Ouest du puits RFRNW-1.

5. Informations du puits: [06]

Nom	RHBA-1
périmètre	Rhourde El Farès II
Bloc	406b
bassin	BERKINE
Coordonnées géologiques	Long : 9° 03' 56.33758" E Lat : 30° 49' 24.35339" N
Coordonnées grille	X : 506279.002 m ZS : 235,937 m Y : 3 40772.026 m
Système de coordination	UTM Zone 32, Ellipsoïde Clark 1880
Classification	Exploration
profil	Vertical
Objectifs pétroliers	TAGI -Tournaisien F1a –Emsien-Siegénien - Silurien (UnitéA1& Unité M1).
Profondeur finale	5360 m
Formation d'arrêt de forage	70m in Silurien Argileux
Nombre de jours	112.65 jours (forage j'usqu'a TD) 153.65jours
appareil	TP137

6. But de sondage : [06]

Un prospect **RHBA**, de 48km² de superficie et 80m d'amplitude, qui se présente sous forme d'un bloc basculé à pendage ouest, contrôlé au NW et au SE.

Le puits d'exploration **Rhourde Ben Aoumeur-1 (RHBA-1)**, objet du présent le rapport d'implantation, et aura pour objectifs pétroliers :

- ❖ L'exploration des réservoirs Tournaisien F1a, Strunien et Siegénien F6, productifs de gaz à condensât dans la structure de RFR (2004), ainsi que l'Emsien qui a débité 1131.4 m³/h de gaz dans le puits RFRNW-1 (2014).
- ❖ L'exploration des grès du Silurien Argilo-gréseux (SAG) testés à gaz et à condensat au niveau des puits HBNP-1 et HBNEP-1.

7. Estimation des pressions : [06]

- ❖ Une pression de 3000 à 3500 Psi à la profondeur 2305m (-2060 m) au niveau du TAGI.
- ❖ Une pression de 5000 à 5500 Psi à la profondeur 2680m (-2435 m) dans le RKF.
- ❖ Une pression de 5500 à 6000 Psi à la profondeur 2875 m (-2630 m) dans le Tournaisien.
- ❖ Une pression de 6000 à 6200 Psi à la profondeur 2940 m (-2695 m) dans le Strunien.
- ❖ Une pression de 9000 à 9500 Psi à la profondeur 5041 m (-4796 m) dans la Silurienne argilo-gréseux « unité A1 ».
- ❖ Une pression de 9500 à 9800 Psi à la profondeur 5145 m (-4900 m) dans le Silurien argilo-gréseux « top unité M2 ».

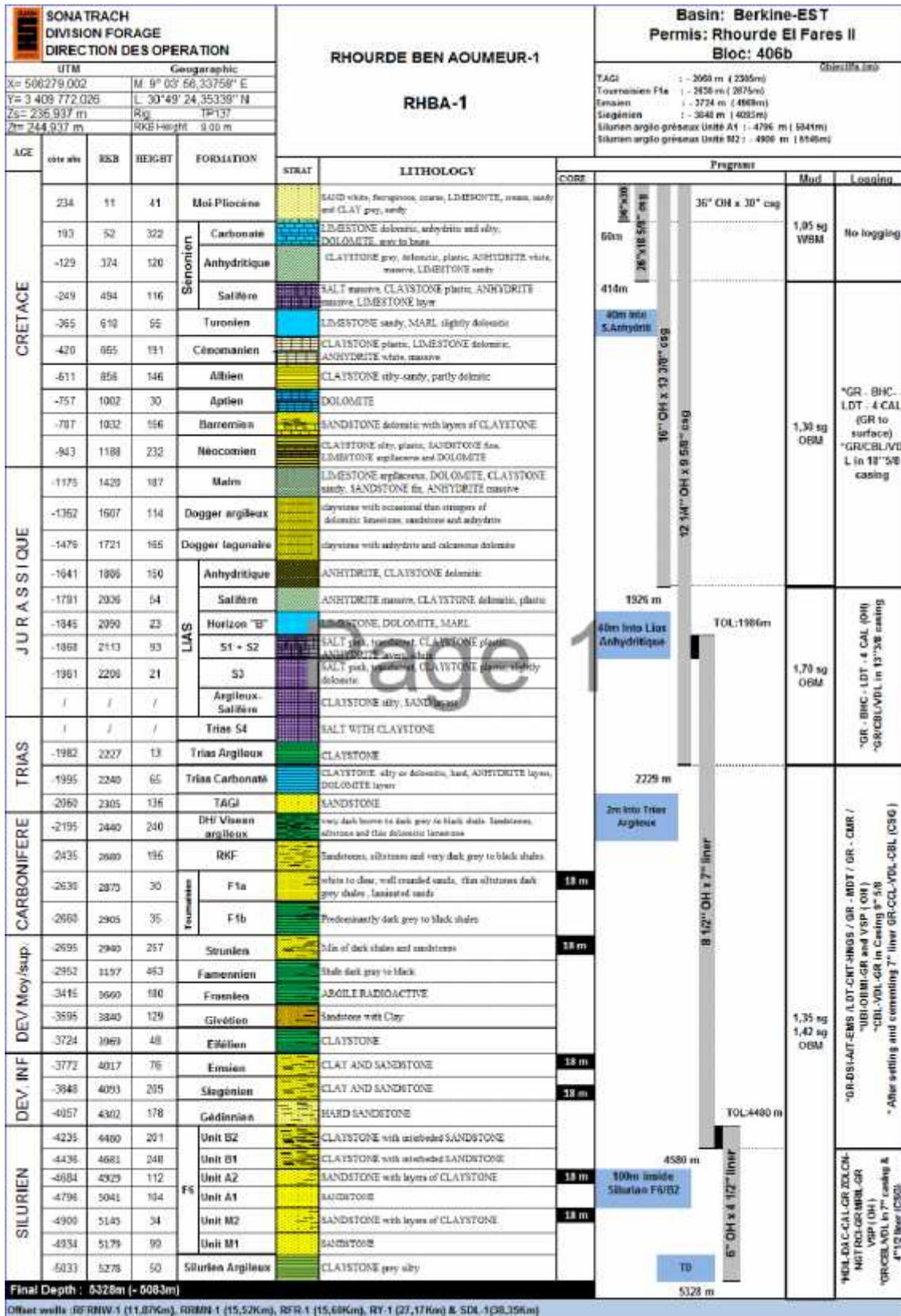


Figure I.5 : Fiche stratigraphique prévisionnelle et architecture du forage RHBA-1.

CHAPITRE II

Généralité sur Les Outils De Forage



1. Les outils de forage

L'outil de forage est la pièce la moins volumineuse mais la plus importante pour réaliser un puits pétrolé. C'est le premier élément en contact avec les formations traversés aux sous l'action d'une charge axiale et d'un couple moteur. [12]

La durée de réalisation d'un sondage sur le champ de Hassi Messaoud et ses environs (Hassi d'El Gassi, Hassi Berkine, ...etc.) ainsi que son prix de revient moyen est relativement élevé. L'analyse des différentes phases, nous a montré qu'une réduction de ces facteurs (prix de revient + durée de réalisation) soit possible en agissant sur la phase 12"1/4.

L'outil le plus économique n'est pas nécessairement celui qui permet l'avancement le plus rapide. Il faut prendre en considération sa durée de vie et les temps de manœuvre.

Les paramètres de forage peuvent être classés en deux catégories :

➤ Les paramètres mécaniques :

- ❖ Type de l'outil ;
- ❖ Poids sur l'outil ;
- ❖ Vitesse de rotation.

➤ Les paramètres hydrauliques :

- ❖ Débit ;
- ❖ Nature du fluide de forage et ses caractéristiques (densité, viscosité et filtrat).

2. Harmonisation des diamètres : [8]

Le forage est réalisé sur la base d'une étude au préalable, qui doit définir les diamètres des colonnes à descendre et les diamètres des outils de forage.

Le programme d'harmonisation tient compte des facteurs suivants :

- ❖ Destination du puits ;
- ❖ De mode de complétion ainsi que l'étude économique nécessaire.

Pour déterminer les diamètres respectifs de forage et du tubage ; on s'appuie sur :

« Le diamètre de la colonne de production ».

Pour établir un programme d'harmonisation, on doit tenir compte le jeu Outil-tubage et le jeu trou - manchon.

2.1. Le diamètre du trépan (D_{tr}) ; utilisé pour forer la colonne de production et il est déterminé par la formule suivante :

$$D_{tr} = D_m + 2 \quad \dots(\text{II.1})$$

Où :

- ✓ D_{tr} : diamètre de trépan (mm) ;
- ✓ D_m : diamètre du manchon (mm);
- ✓ 2 : jeu entre le trou et le manchon (mm).

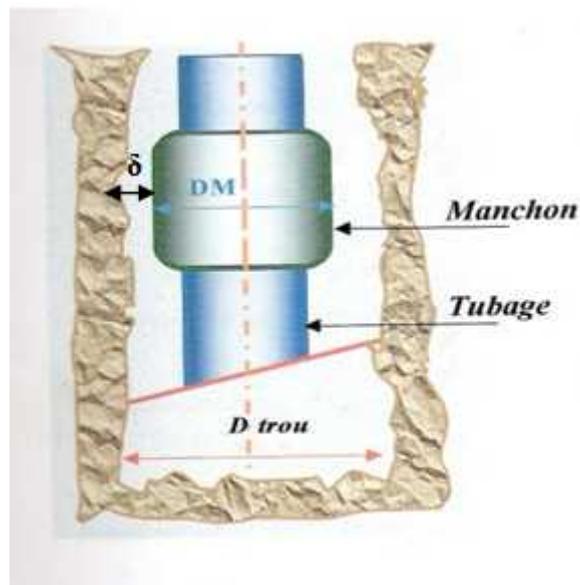


Figure II.1 : Jeu entre trou et manchon. [9]

2.2. Le diamètre de la colonne (D_{int}) ; est déterminé par la formule suivante :

$$D_{int - csg} = D_{tr} + 2 \quad \dots(\text{II.2})$$

Où :

- ✓ $D_{int - csg}$: diamètre intérieur de la colonne de tubage (mm) ;
- ✓ D_{tr} : diamètre du trépan (mm) ;
- ✓ 2 : jeu entre tubage et trépan (mm).

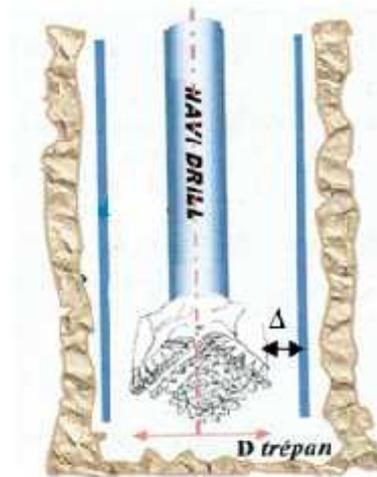


Figure. .2 : diamètre entre tubage et trépan. [9]

Les valeurs des jeux outil-tubage et manchon-trou dépendent des diamètres extérieurs du tubage (manchon) et des diamètres d'outil, ces valeurs sont représentées dans les tableaux suivants :

D_{ext} de tubage (in)	D du manchon (mm)	(jeu entre trou-manchon) (mm)
4'' 1/2	127	10-15
7''	194.5	10-15
9'' 5/8	269.9	15-20
13'' 3/8	365.1	20-40
18'' 5/8	508.0	75-80

Tableau I.1 : jeu entre trou et manchon. [8]

Diamètre de tubage (")	(jeu entre l'outil et la paroi intérieure de tubage) (mm)
4 ^{1/2}	4-5
7"	4-5
9 ^{5/8}	4-5
13 ^{3/8}	4-5
18 ^{5/8}	6-7

Tableau I .2 : jeu entre outil et la paroi intérieure de tubage. [8]

L'harmonisation des diamètres à donné les résultats représentés dans le tableau suivant :

phase	Diamètre de l'outil	Diamètre de tubage
1 ^{ière}	26"	18 ^{5/8}
2 ^{ième}	16"	13 ^{3/8}
3 ^{ième}	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}
4 ^{ième}	8 ^{3/8}	7"
5 ^{ième}	6"	4 ^{1/2}

Tableau I.3 : diamètres des tubages pour chaque outil. [8]

3. Les différents types des outils de forage

➤ Les outils de forage peuvent être classés en deux groupes :

- ❖ Les outils à molettes ;
- ❖ Les outils à diamants.

3.1. Les outils à molettes : [9]

Les outils à molettes peuvent être des bi-cônes (utilisés auparavant pour la déviation par pression et aujourd'hui peu utilisés), des tricônes (les plus utilisés dans les forages actuels) ou des quadri-cônes (actuellement disparus).

Il existe deux types d'outils à molettes :

❖ **Tricône à dents en acier (Steel Tooth Bit)** ; dont les dents sont usinées dans le cône. Ils sont généralement employés avec des vitesses de rotation relativement élevées dans les formations de surface.

❖ **Tricône à picots (Insert Bit)** ; dont les picots de carbure de tungstène sont emmanchés en force dans des perçages à la surface du cône. Il a été initialement conçu pour forer les silices et les quartzites extrêmement durs et abrasifs.



Figure. 3 : Tricône à dents en acier. [9]



Figure. : Tricône à picots. [9]

3.1.1. Mode de destruction de la roche : [10]

L'efficacité d'un outil à molettes dépend de sa capacité à broyer la roche et à évacuer les morceaux, le tricône travaille par :

1. Compression produisant la pénétration des dents ou des picots dans la formation et l'éclatement de la roche. Plus le terrain est tendre, plus la dent devra être longue pour produire le meilleur avancement ; l'outil produit une série de petits cratères résultant de la pression exercée par chaque dent sur le front de taille.
2. arrachage du copeau de terrain par glissement de la molette sur elle-même (ripage). Ce glissement devra être plus important en terrain tendre qu'en terrain dur.

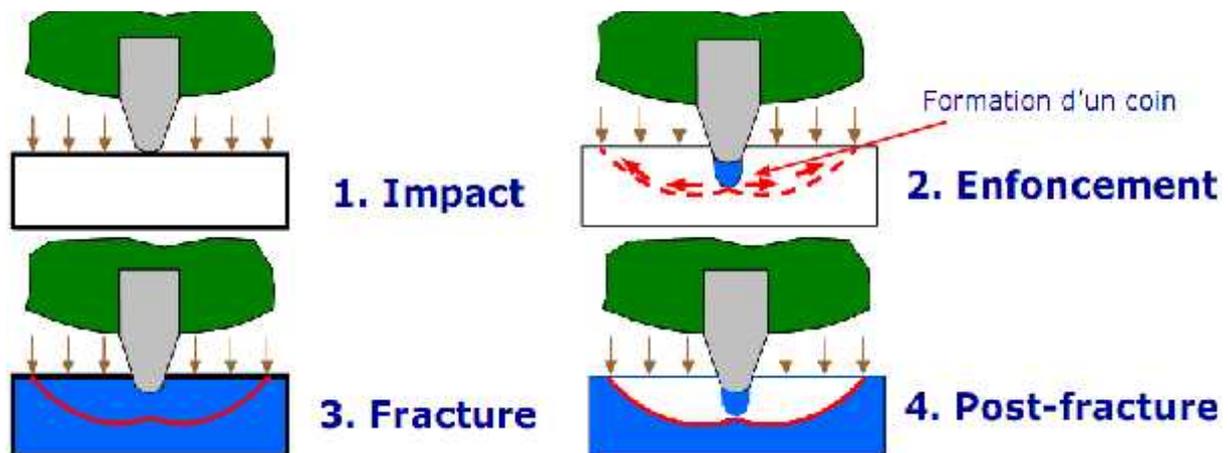


Figure. 4 : Mode de destruction de la roche. [10]

3.1.2 Structure de coupe : [11]

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 plus réduits sont nécessaires pour additionner les forces.

3.1.2.1. Dents en acier :

Les dents de la rangée de talon ont des profils de crête adaptés aux formations à forer ; le but étant de limiter leur usure et ainsi de réduire la perte de diamètre de l'outil.

Les dents des outils pour les formations tendres sont longues, largement espacées, de façon à favoriser la pénétration dans le terrain et l'arrachement de fragments plus importants. Les dents des outils pour ce type de formation peuvent être conçues pour s'auto-affûter en s'usant. Cela est réalisé en rechargeant seulement un côté de la dent.

Les dents des outils pour les formations moyennes et mi-dures sont plus rapprochées. La dent a également des angles légèrement plus grands pour supporter la charge nécessaire pour vaincre la résistance de la formation.

Les formations dures ont de fortes résistances à la compression et sont habituellement très abrasives. Les dents des outils conçues pour forer ces formations sont solides et peu espacées ainsi que des cônes sont épais de manière à supporter des poids importants.

Les dents pour formations dures ne sont pas rechargées. Elles présentent la même dureté sur les deux faces. Ces dents en s'usant ne s'affûtent pas.

3.1.2.2. Picots de carbure de tungstène :

Les picots cylindriques en carbure de tungstène frittés sont sertis dans des trous usinés dans les cônes. Cet assemblage donne une structure de coupe présentant une grande résistance à l'usure par abrasion ainsi qu'aux efforts de compression.

Différentes formes de picots :

- La forme ovoïde est la plus résistante et elle est destinée pour l'action d'écrasement et d'éclatement nécessaire au forage des formations très dures.
- Les ogives présentent un peu plus de proéminence pour forer des formations un peu plus tendres ;
- Le cône a également un profil solide convenant parfaitement à une action de forage du type écrasement et éclatement. Il est utilisé avec une action de raclage pour le forage des formations mi-dures ;
- Le ciseau est utilisé dans les formations moyennes et tendres pour un avancement maximum grâce à une action de gouge et de raclage ;
- Les picots utilisés sur la rangée de talon sont plus courts et plus arrondis que ceux des autres rangées car ils supportent des charges plus importantes. [15]

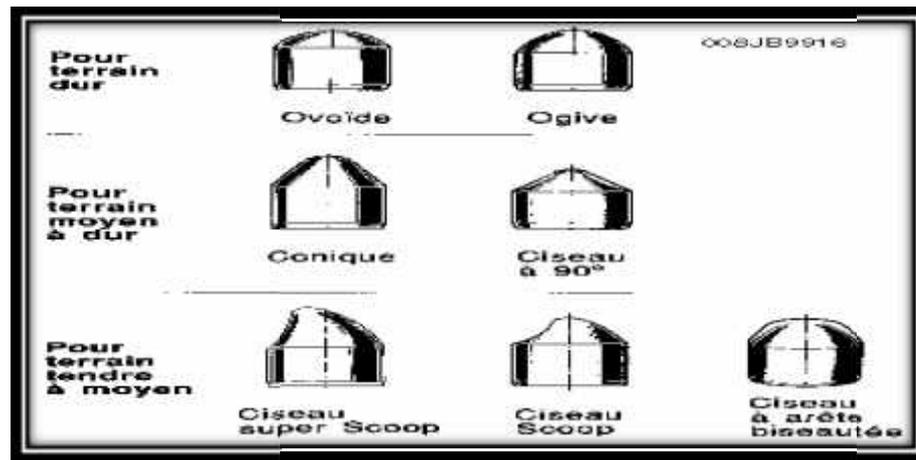


Figure. .5 : Différents types de picots. [11]

3.1.3. Hydraulique :

3.1.3.1. Outils conventionnels : [10]

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

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

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

3.1.3.2. Outils à jets : [10]

Les événements de l'outil conventionnel ont été remplacés, un entre chaque molette. Le jet de boue est dirigé directement sur le front de trou. Lorsque la vitesse de jet de boue est insuffisante, les déblais sont évacués efficacement du front de taille (les déblais de forage obtenus avec les outils à jets sont de dimensions plus grandes que ceux obtenus avec les outils conventionnels). L'utilisation de duses interchangeables a permis d'augmenter les performances des outils à molettes.

On utilise aussi des "Extended Nozzles", c'est-à-dire des jets très près de la formation afin d'améliorer l'impact du jet sur la formation.

Le diamètre de passage du fluide de forage est calibré et exprimé en 1/32^{ème} de pouce.



Figure. .6 : Outils à jets. [11]

3.1.4. Classification des outils à molettes : [10]

International Association of Drilling Contractors (IADC) classifie les tricônes à l'aide de 4 caractères :

La classification IADC est représentée par 04 caractères : 03 chiffres et 01 lettre.

1^{er} 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^{ème} Chiffre :

De 1 à 4 : Sous classification de la dureté des formations dans chacune des 08 classes déterminées par le 1^{er} chiffre.

3^{ème} 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.

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 ;
- M - Outils pour application au moteur ;
- R - Outils à soudures renforcés 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.

3.2. Les outils à éléments de coupe fixes :

Les outils diamants ont fait leur apparition vers 1870 pour la recherche du charbon. L'utilisation du diamant s'est étendue au forage pétrolier vers 1930 (carottage). En Europe, les trépan diamantés sont apparus vers 1953. [10]

3.2.1. Types de diamant utilisés : [11]

Deux catégories de diamants sont utilisées par les fabricants d'outils :

- Diamants naturels ;
- Diamants synthétiques. (PDC et TSP).

3.2.1.1. Diamants Naturels : [12]

C'est une cristallisation de carbone de densité de 3,52. De point de vue chimique, le diamant et le graphite sont identiques alors que de point de vue physique, ils sont totalement contradictoires, le graphite est fragile de couleur noire, par contre le diamant est extrêmement dur, meilleur conducteur thermique, hautement abrasif et la plupart du temps transparent.

➤ Caractéristiques principales des diamants naturels :

Caractéristiques	Unités	Diamants naturels	Diamants PDC	Carbure de tungstène	Acier
Dureté	Kg/mm ²	6000÷9000	3000÷8000	1475	558
Résistance à la compression	K Psi	1260	890	780	238
Conductivité thermique	W/cm. °C	5,2	5,43	1,00	0,48
Densité	g /cm ³	3,52	3÷3,25	14,95	7,85
Point de fusion	°C	3650	-	2860	1530
Résistance à l'écrasement	Bar	80000	-	50000	15000

Tableau. 4 : Caractéristiques principales des diamants naturels. [08]

Le poids de diamant s'exprime en Carat (1 carat = 0,2 g). Un diamant d'un carat a un diamètre d'environ 5 mm. Le plus souvent, la taille des pierres est indiquée en nombre de pierres par carat. [08]

3.2.1.2. Diamants synthétiques : [9]

En 1971, General Electric a réussi à faire la synthèse du diamant en laboratoire à partir d'un mélange de graphite, de nickel et de cobalt soumis à des conditions de pression et de température très élevées (100 000 bar et 1 500 °C). Cette découverte a permis à l'industrie des diamants de faire un énorme pas en avant. Les diamants obtenus par synthèse sont monocristallins et minuscules, pour cette raison, dans un deuxième temps, ils sont agglomérés pour former un ensemble polycristalline.

Les outils au diamant synthétique sont plus résistants à l'abrasion que ceux au diamant naturel mais ils sont moins durs.

Actuellement, deux produits polycristallins sont utilisés :

- Diamant synthétique basse température "PDC" (Poly cristallins diamants compact) ;
- Diamant synthétique haute température "TSP" (Thermally Stable polycristalline).

3.2.1.2.1. PDC (Polycristalline Diamond Compact) : [14]

Ces outils existent soit avec corps acier, soit avec matrice. Les corps en acier sont usinés puis recouverts de carbure de tungstène pour limiter l'érosion. Les corps en matrice sont fabriqués à partir du même matériau au carbure de tungstène que les outils aux diamants naturels. En effet l'avantage fondamental des outils PDC réside dans l'absence des parties mobile, d'où leur nom d'outils monobloc. L'inconvénient majeur des PDC est de ne pas supporter des températures au-delà de 800 C°.



Figure. .7 : Outils PDC. (12)

3.2.12.2. TSP (Thermally Stable Polycrystalline) : [12]

Contrairement au PDC les TSP ont subi un traitement pour éliminer les éléments incompatibles d'un point de vue dilatation thermique ils pourront donc supporter des températures de fabrication d'une matrice carbure.

Les TSP sont disponibles sous plusieurs formes :

❖ **Triangulaire** dont les tailles standard sont de 3 à 1 pierres par carat. Elle est utilisée pour forer des formations moyennement dures à dures mais non abrasives.

❖ **Disque** dont la taille est de l'ordre d'une pierre par carat. Elle est utilisée pour forer le même type de formation mais elle est plus performante dans les situations où une plus grande résistance à l'usure et au choc sont demandées.



Figure. .8 : Outils. TSP. [12]

3.3. Mode de travail des outils à éléments de coupe fixes :

3.3.1. Diamant Naturel : [13]

Il agit par abrasion en creusant un sillon par fracturation que par cisaillement, il laboure la roche. L'effort d'écrasement a autant d'importance que l'effort tangent. Il sera nécessaire d'appliquer un poids et une vitesse de rotation relativement élevés pour forer. Ce type d'outils est réservé aux terrains les plus durs.

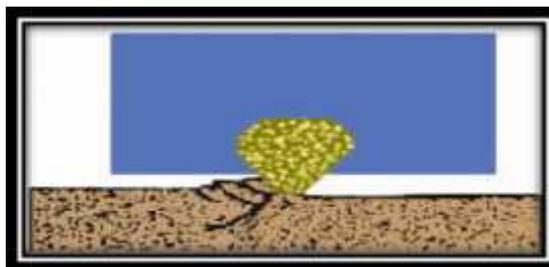


Figure. .9 : Action d'un outil à diamant naturel. [13]

3.3.2. PDC : [13]

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

Tous les points de l'outil PDC décrivent dans son mouvement des cercles concentriques, en particulier chacun des cutters 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 cutter 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.

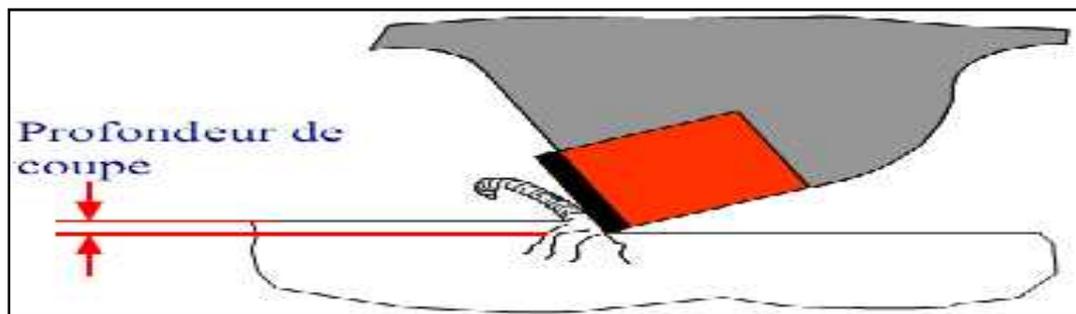


Figure. .10 : Action d'un PDC. [13]

3.3.3. TSP : [13]

L'action du TSP dépend de l'orientation et de la hauteur d'exposition du taillant. Il combine le mécanisme de destruction des PDC et des diamants naturels. Lorsque l'outil est conçu pour forer des formations tendres, le TSP cisaille la roche. Dans les formations dures, il laboure la roche de la même manière que le diamant naturel.

3.4 .Outils PDC :

3.4.1. Description d'un outil PDC :

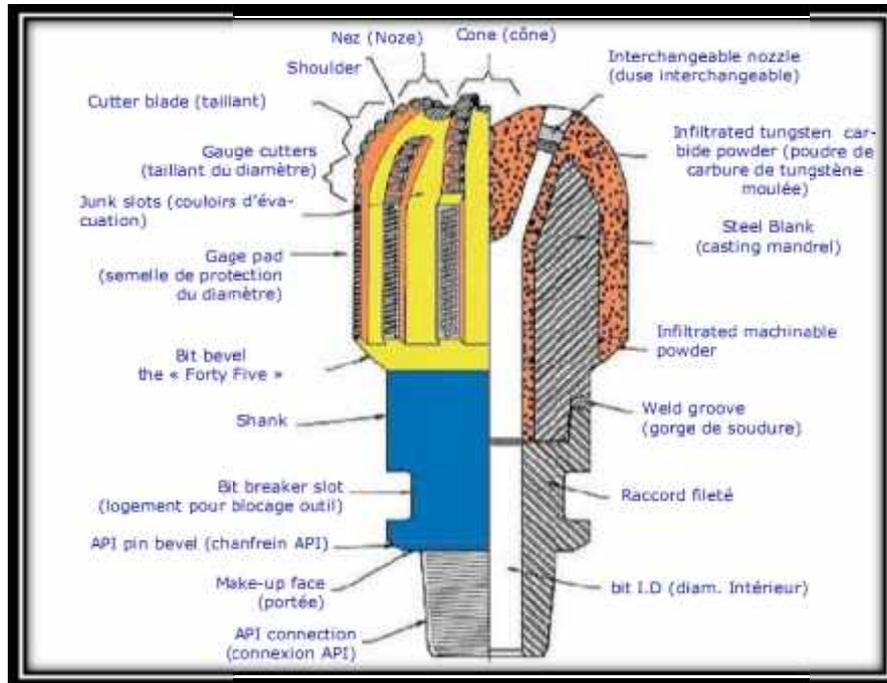


Figure. .11 : Nomenclature des éléments des outils PDC. [9]

3.4.2. Désignation d'un outil PDC : [9]

On désigne un outil par :

- 1- Corps de l'outil ;
- 2- Profil ;
- 3- Densité des cutters ;
- 4- Angles caractéristiques de pastilles ;
- 5- Longueur utile (Ledge).

3.4.2.1. Corps de l'outil :

Actuellement, il existe deux types de corps d'outils :

A. Steel body :

Ces outils ont des taillants PDC sertis directement dans le corps sans brasage. Le diamètre est protégé par des barres en carbure de tungstène sur toute la hauteur de la jupe extérieure.

➤ **Avantages de Steel body :**

- ❖ Possibilité de remplacer les cutters périscoopes après utilisation de l'outil si toutefois il n'y a pas eu érosion du corps ;
- ❖ Il est plutôt adapté aux formations tendres, homogènes, non abrasives.

➤ **Inconvénients de Steel body :**

- ❖ Une usure par "Wash out" très rapide du corps acier ce qui limite considérablement sa durée de vie ;
- ❖ Le cutter se casse à la base du corps sous l'effet d'un impact trop important.

B. Matrix body :

Le corps a une âme en acier et une matrice en carbure de tungstène. Ces outils ont des taillants cylindriques brasés directement dans un évidage dans le corps.

➤ **Avantages de Matrix body :**

- ❖ Très haute résistance à l'abrasion du corps qui est en carbure de tungstène ;
- ❖ Il peut travailler avec des torques très importants sans dommages pour les cutters.

➤ **Inconvénients de Matrix body :**

- ❖ Son prix est sensiblement plus élevé que le Steel body ;
- ❖ Toute la surface de cutter ne peut pas être utilisée du fait de sa position dans la matrice.

3.4.2.2. Profil :

➤ **Caractéristiques des Profils :**

Le profil de l'outil consiste en :

- ❖ Apex (centre géométrique de l'outil) ;
- ❖ Cône (fournit une certaine stabilité à l'outil pendant le forage) ;
- ❖ Nez (défini par son rayon et sa distance par rapport à l'apex) ;
- ❖ Le flanc (shoulder) (section située entre la partie frontale (le nez) et l'épaule) ;
- ❖ L'épaule (ODR, Outer Diameter Radius) ;
- ❖ Le diamètre (gage ou gauge).

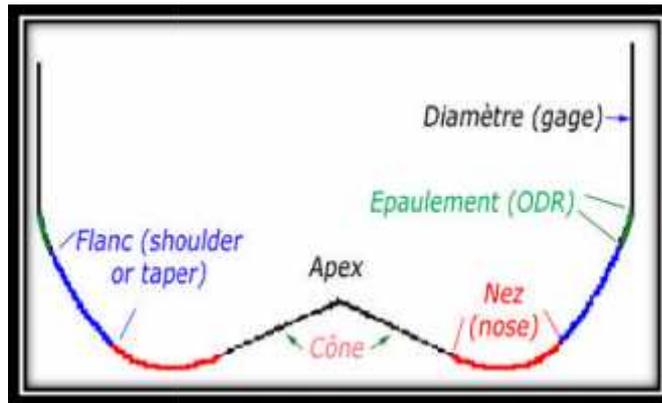


Figure. .12 : Caractéristiques du Profil. [9]

➤ **Différent types de profils :**

Il existe principalement trois types de profils :

❖ **Profil plat :**

Dans ce type de profil, le poids se répartit uniformément sur les taillants, mais le nombre de ces derniers est limité et leur usure est intégrale du fait de la stabilité de l'outil.

Les outils ayant ce profil sont utilisés pour des terrains tendres et sont peu favorables aux avancements rapides.

❖ **Profil double cône :**

Le cône intérieur est très prononcé. Les taillants sont répartis d'une façon croissante vers la périphérie, améliorant ainsi la stabilité et la précision directionnelle. Les outils ayant ce profil sont utilisés pour des terrains durs.

❖ **Profil parabolique :**

Court ou long, ce type de profil présente une surface importante sur laquelle un grand nombre de taillants est fixé.

Le profil court ou moyen a l'avantage de réduire le couple résistant durant le forage, ce qui permet d'appliquer davantage de poids sur l'outil et, par conséquent, augmenter la vitesse d'avancement.

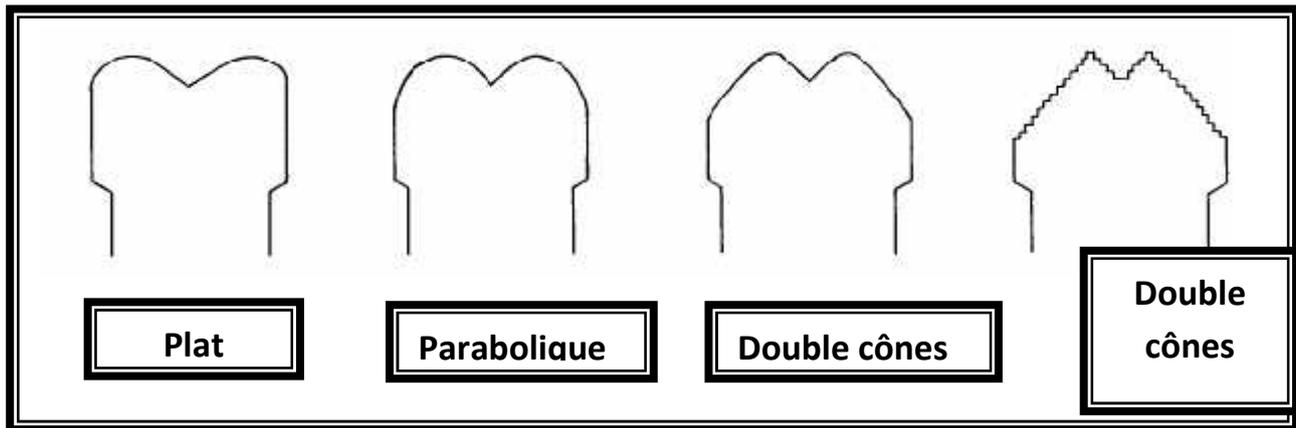


Figure. 13 : Différents types de profils des outils PDC. [9]

3.4.2.3. Densité des cutters :

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

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

En général, plus la dureté de la roche augmente, plus le nombre de taillants augmente. Lorsque la densité des cutters augmente, la vitesse de pénétration diminue. Si on augmente la densité des cutters d'un outil, on réduit la charge effective par cutter.

$$\text{Contrainte par cutter} = \frac{\text{WOB}_{\text{total}} / \text{nombre de cutter}}{\text{la surface de coupe}} \quad \dots(\text{II.3})$$

3.4.2.4. Angles caractéristiques des pastilles PDC :

On définit trois angles caractéristiques sur les pastilles PDC :

a. Angle de coupe W_c :

C'est l'angle formé par la face de coupe de la pastille et l'axe vertical de l'outil. (L'angle de coupe est généralement compris entre 5° et 40° suivant les fabricants).

b. Angle de dépouille W_d :

C'est l'angle entre la face arrière de la pastille et le fond de la saignée creusée, mais l'application d'usures sur le PDC entraîne sa réduction jusqu'à une valeur nulle, en résulte alors un accroissement de l'effet normal et une réduction de performance de l'outil.

c. Angle latéral W_s :

C'est l'angle déterminant l'inclinaison de la pastille par rapport à sa trajectoire de coupe. L'inclinaison latérale est étudiée de façon à ce que tous les cutters soient en position de travail en même temps et toujours avec le maximum de surface attaquée.

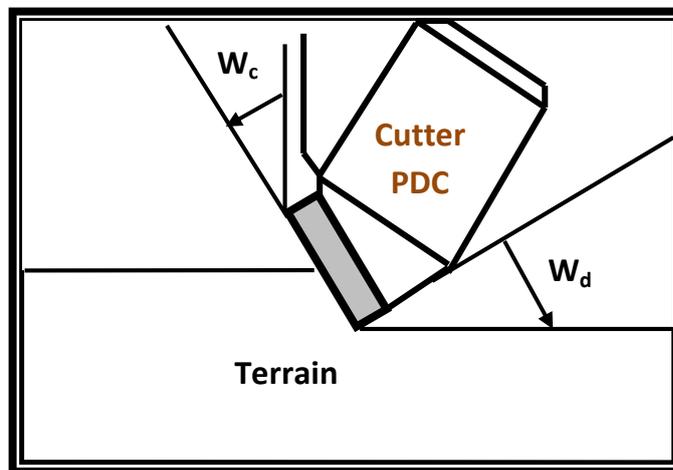


Figure. .14 : Angles caractéristiques d'un PDC. [12]

3.4.2.5. Longueur utile L_d :

La distance comprise entre la matrice de l'outil et le fond du sillon coupé par le taillant est appelée "Longueur utile" (exposition).

Ces deux paramètres ont une importance capitale dans le système d'évacuation des copeaux et du nettoyage du puits et sur les efforts latéraux.

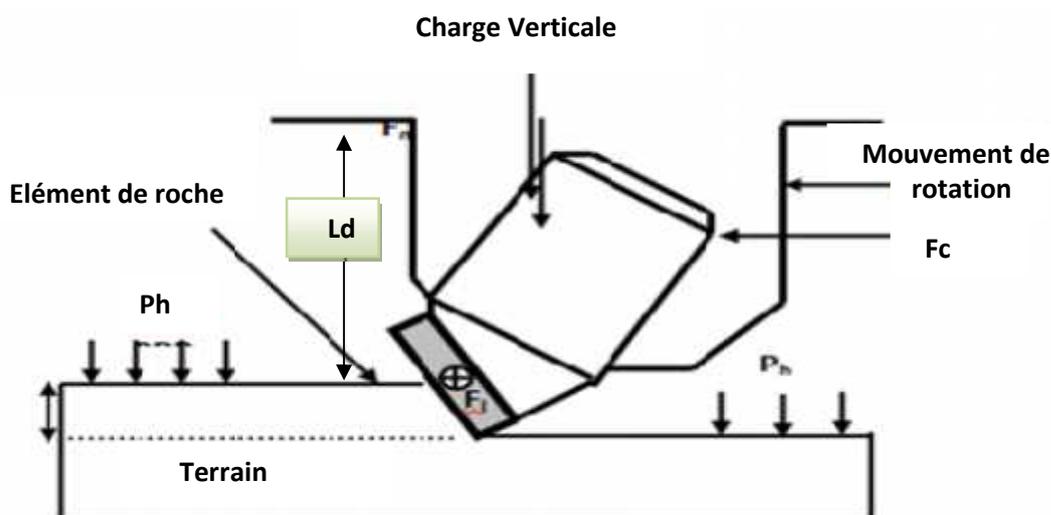


Figure II.15 : Longueur utile L_d . [12]

3.5. Géométrie des PDC [7]

3.5.1. Support des PDC :

Des "crampons" sont utilisés essentiellement pour servir de support à la pastille PDC sur les outils à corps en acier. Ces crampons sont fabriqués en alliage de carbure de tungstène pour fournir un support pour le diamant, solide et résistant à l'érosion. Le diamètre du support varie en fonction du diamètre de la pastille.



Figure. .16 : Crampon. [11]

3.5.2. Dimension des cutters :

Plusieurs dimensions de cutters sont disponibles. Les diamètres vont de 8 mm, 13 mm, 19 mm et plus.

- ❖ 8 mm : utilisés sur les outils conçus pour les formations plus dures ;
- ❖ 13 mm : Ils sont des dimensions standard dans l'industrie du PDC. Ils sont très convenables pour forer des formations moyennes à moyennement dures aussi bien qu'une roche abrasive ;
- ❖ 19 mm : sont adaptés pour forer les formations tendres à moyennes ;
- ❖ 24 mm et plus : ont été utilisés dans les formations tendres.

3.5.3. Distribution des cutters :

Les cutters sont distribués sur la surface de l'outil de manière à satisfaire aux multiples exigences du forage. Elle tient compte de :

- ❖ Régularité de l'usure ;
- ❖ Durée optimale de vie ;
- ❖ L'équilibrage.

3.5.4. Exposition des taillants (Exposure) :

Une grande exposition entraîne un grand espace entre l'outil et le terrain pour la formation de déblais, mais l'outil ne sera pas bien nettoyé, étant donné que ce grand espace affecte négativement la vitesse de la boue sur sa face.

Une exposition partielle fournit au taillant une meilleure résistance aux chocs, surtout dans le cas de formations dures.

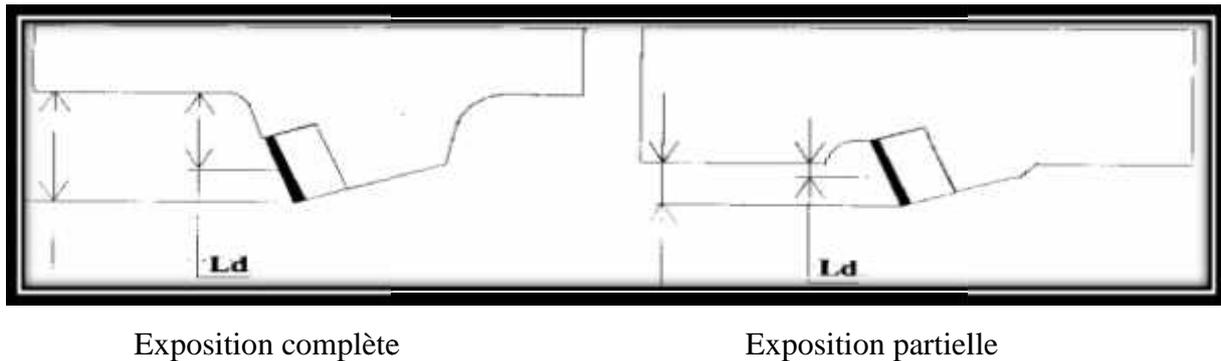


Figure. .17 : Exposition des taillants. [7]

3.5.5. Lames :

Les lames de l'outil ont trois principales fonctions :

- ❖ Servir de support aux structures coupantes ;
- ❖ Définir les chemins de passage de la boue (waterway et junk slot) ;
- ❖ Fournir une augmentation de l'exposition frontale du PDC.

➤ Plus la formation est dure, plus le nombre de lames augmente.

3.6. Hydraulique : [9]

3.6.1. Chemins d'irrigation :

Les chemins d'irrigation sont placés en avant des lames sur lesquelles les taillants sont installés, aussi le passage du fluide le long des chemins d'irrigation vient refroidir et nettoyer les dents de la lame et transporter les déblais vers les couloirs d'évacuation puis vers l'espace annulaire.



Figure. 18 : Chemins d'irrigation

3.6.2. Duses :

Les duses sont positionnées de telle sorte à fournir le courant de fluide vers les différentes faces des lames de l'outil. Leurs emplacements et les angles de positionnement sur le corps sont optimisés pour éviter l'érosion de l'outil et éliminer le bourrage.

➤ Efforts appliqués sur le cutter : [12]

Lorsqu'un cutter PDC coupe une roche à une profondeur de passe h , elle est soumise à un effort résultant R , dont la composante normale à la face de la pastille appelée effort de coupe F_c qui est responsable de la rupture de la roche par cisaillement. Cet effort résultant présente également une composante latérale F_L . Les efforts latéraux de chaque pastille sont équilibrés entre eux de sorte que l'effort latéral est nul.

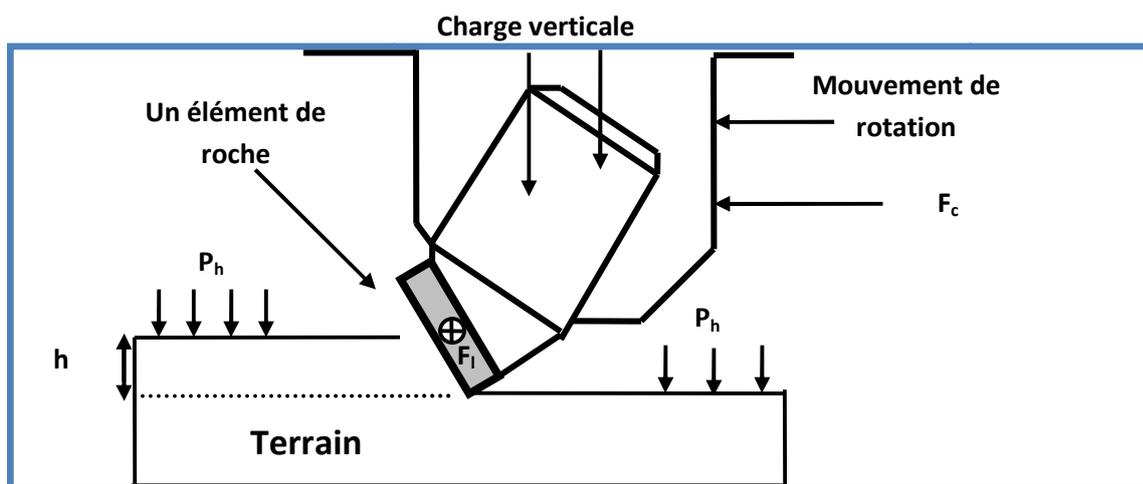


Figure. 19 : Efforts appliqués sur le cutter. [12]

3.7. Classification IADC des outils à éléments de coupe fixes : [10]

La classification est représentée par un code à quatre caractères :

3.7.1. 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 ;
- **T** : désigne un outil TSP 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 l'élément de coupe, les autres ont, en général, une fonction de protection.

3.7.2. Deuxième caractère :

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

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

Tableau. .5 : Code des profils.

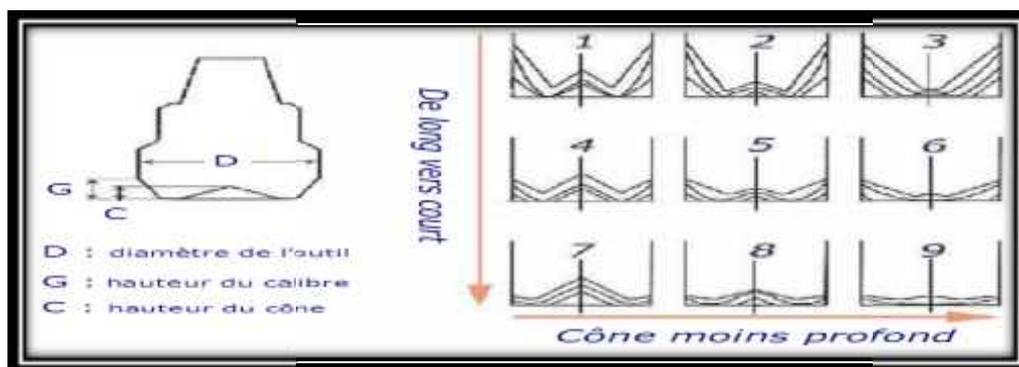


Figure. .20 : Code des profils.

3.7.3. Troisième caractère :

Le troisième caractère est un chiffre ou une lettre qui définit le type d'hydraulique de l'outil.

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

Tableau. .6 : Type de dusage (Code de l'hydraulique).

Alternativement aux codes 6 et 9 :

- R** : Écoulement radial ;
- X** : Écoulement transversal ;
- O** : Autre.

3.7.4. Quatrième caractère :

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

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

Tableau. .7 : Densité 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 – 7	3/8 – 5/8
Faible	> 7	< 3/8

Tableau. .8 : Taille des éléments de coupe.

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.

3.8. Usure des Outils : [9]

La détermination de l'usure des outils est une opération difficile, elle doit être précise et objective et très importante car elle servira à :

- Sélectionner l'outil le mieux adapté au type de formation à forer ;
- Optimiser les conditions de forage ;
- Obtenir le prix de revient du mètre foré le plus faible ;
- Améliorer la conception des outils.

La détermination de l'usure se fait en considérant :

- Les structures de coupe ;
- Les roulements ;
- Le diamètre de l'outil.

Elle sera facile en comparant l'outil à évaluer avec un outil neuf.

Huit (08) colonnes d'information sont utilisées pour rapporter l'usure de l'outil. Les quatre (04) premières colonnes concernent les structures de coupe.

Structure de coupe				B	G	Remarques	
Rangées intérieures	Rangées extérieures	Caractéristiques de l'usure	Localisation	Roulements étanchéités	Calibrage en 1/16"	Autres caractéristiques	Raison de la remontée
Chiffre de 0 à 8	Chiffre de 0 à 8	Voir Tab 10	Voir Tab 11	Chiffre ou lettre	Lettre ou chiffre	Voir Tab 11	Voir Tab 12

Tableau II.9 : Description de l'usure des outils.

3.8.1. La première colonne (Rangées intérieures) Inner Rows :

Indique par un chiffre de 0 à 8 l'usure des éléments de coupe des rangées intérieures (soit les 2/3 intérieures des éléments de coupe).

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

Pour les outils à picots, la perte, la rupture et l'usure des picots sont prises en compte. 0 indique qu'il n'y a pas de perte des éléments de coupe et 8 indique une perte totale.

Pour les outils diamant, le chiffre indique la perte de hauteur du taillant (0 = le taillant n'a pas perdu de hauteur, 8 = perte totale de la hauteur du taillant).

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

- ❖ L'usure du cutter PDC doit être mesurée en fonction de sa forme, de son diamètre et de son exposition.

3.8.2. La deuxième colonne (rangées extérieures) Outer Rows :

Indique, également par un chiffre de 0 à 8, l'usure des éléments de coupe de rangées extérieures (soit les 1/3 extérieures des éléments de coupe).



Figure.21 : Usure des dents

3.8.3. La troisième colonne (caractéristique de l'usure) :

Utilise un code à deux (02) lettres pour indiquer la caractéristique principale de l'usure des structures de coupe.

Code		explication
Broken Cone	BC	Rupture de cône
Broken Teeth	BT	Rupture de dents/élément de coupe
Balled Up	BU	Outil bloqué (bourrage)
Cracked Cone	CC	Cône fissuré
Cone Dragged	CD	Cône bloqué

Cone Interference	CI	Interférence entre cônes
Cored	CR	Outil toré
Chipped Teeth	CT	Dents/éléments de coupes écaillées
Erosion	ER	Érosion
Flat Crested Wear	FC	Dents aplaties
Heat Checking	HC	Échauffement
Junk Damage	JD	Endommagement par de la ferraille
Lost Cone	LC	Perte de cône
Lost Nozzle	LN	Perte de duse
Lost Teeth	LT	Perte de dents/éléments de coupe
Off Center Wear	OC	Usure excentrique
Pinched Bit	PB	Outil pincé
Plugged Nozzle	PN	Duse bouchée
Rounded Gauge	RG	Usure périphérique
Ring Out	RO	Joint d'étanchéité endommagé
Shirrtail Damage	SD	Endommagement du bras
Self Sharpening Wear	SS	Usure avec auto-affûtage
Tracking	TR	Usure entre les dents
Washed Out Bit	WO	Outil sifflé
Worn Teeth	WT	Dents usées (SS/FC)
No Dull	NO	Sans usure

Tableau II.10 : Caractéristiques de l'usure des structures de coupe.

* voir le numéro du cône dans la colonne localisation*.

3.8.4. La quatrième colonne (localisation) :

Utilise une lettre ou un chiffre pour indiquer l'emplacement de l'usure reportée dans la 3^{ème} colonne.

Outils à éléments de coup fixes	Outils tricônes
C (Cone) : cône	N (Nose Row) : rangées du nez cône n° 1
N (Nose) : face	M (Middle Row) : rangée intermédiaire cône n° 2
T (Taper) : flanc	H (Gauge Row) : rangées arrières cône n° 3
S (Shoulder) : épaulement	A (All Rows) : toutes les rangées
G (Gauge) : diameter	REMARQUE

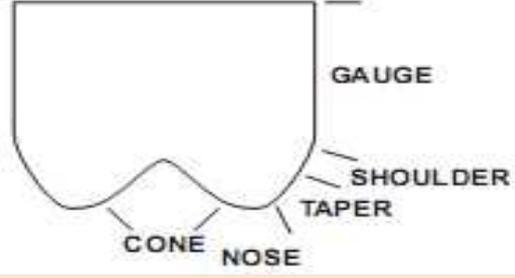
A (All Areas) : toute la surface / rangées	G est remplacé par H
M (Middle Row) : rangées Intermédiaires	
	

Tableau II.11 : Localisation de l'usure des structures de coupe.

3.8.5. La cinquième colonne (roulements, étanchéité) :

Utilise une lettre ou un chiffre (suivant le type de roulement) pour indiquer l'état des roulements.

Pour les roulements non étanches, une échelle de 0 à 8 permet de reporter le pourcentage de durée de vie utilisé : 0 indique que le pourcentage [%] de durée de vie utilisé est 0 (roulements neufs), 8 indique que le pourcentage [%] de durée de vie utilisé est 100 (cône bloqué ou perdu).

Cette estimation est difficile car elle est subjective.

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

E : indique que l'étanchéité est en état ;

F : indique que l'étanchéité est hors d'état ;

N : utilisée quand il n'est pas possible de déterminer l'état de l'étanchéité ;

X : utilisée pour les outils sans roulements (diamant, PDC, etc.).

3.8.6. La sixième colonne (calibrage en 1/16" de pouce) :

Indique la perte de diamètre :

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

Si l'outil a perdu en diamètre, la valeur est indiquée en 1/16" de pouce. Il y a deux façons de déterminer cette perte de diamètre :

- La règle de la 2/3. La perte de diamètre est obtenue en multipliant par 2/3 la distance mesurée entre le calibre et le 3^{ème} cône, le calibre étant en contact avec les points les plus extérieurs des deux cônes.
- L'autre façon (moins précise) consiste à mesurer la distance entre le bord d'un cône tout en maintenant le calibre égal à la distance entre les trois (03) cônes et à multiplier la valeur obtenue par deux (02).

Pour les outils tricônes, il est préférable d'utiliser la règle des 2/3.

La détermination précise de la perte de diamètre est importante, elle permet de savoir s'il sera nécessaire de forer à nouveau avec l'outil suivant pour atteindre le fond. Ce facteur doit être pris en compte pour la sélection de l'outil à descendre.

3.8.7. La septième colonne (autres caractéristiques) :

Elle est utilisée pour reporter toutes usures supplémentaires, en complément de celle reportée dans la colonne 3. Cette colonne ne se limite pas uniquement aux structures de coupe, elle utilise les mêmes codes dans la colonne 3.

3.8.8. La huitième colonne (raison de la remontée) :

Indique la cause de la remontée de l'outil. Le tableau suivant donne les différents codes possibles.

Code		explication
Bottom Hole Assembly	BHA	Changement BHA
Downhole Motor Failure	DMF	Panne moteur de fond
Drill String Failure	DSF	Problème de garniture
Drill Stem Test	DST	Drill stem test
Downhole Tool Failure	DTF	Problème outil de fond
Run Logs	LOG	Diagraphies électriques
Condition Mud	CM	Reconditionnement de la boue
Core Point	CP	Début de carottage
Drill Plug	DP	Forage d'un bouchon

Formation Change	FM	Changement de formation
Hole Problems	HP	Problème de forage
Hours	HR	Nombre d'heurs
Pump Pressure	PP	Pression à la pompe
Penetration Rate	PR	Vitesse d'avancement
Total Depth / Casing Depth	TD	Profondeur finale /pose d'un tubage
Torque	TQ	Couple
Twist Off	TW	Dévisage garniture
Weather Conditions	WC	Problème météorologique
Washout in Drill String	WO	Sifflage garniture

Tableau II.12 : Code à utiliser pour la raison de remontée de l'outil.

3.9. Choix des outils : [7]

Le but de cette sélection est de choisir l'outil qui donnera le prix de revient du mètre foré le plus faible dans de bonnes conditions techniques.

La grande variété de dureté des formations et la grande variété des types d'outils ont rendu le choix des outils difficile.

Dans les forages d'exploration, les données concernant les formations à forer proviennent des coupes sismiques et des cartes géologiques régionales mais ces données ne permettent pas d'adapter parfaitement l'outil à la roche, par contre, en développement, les formations sont connues ce qui permet d'adapter l'outil à la roche.

Pour une formation donnée, plusieurs types d'outils sont proposés. Une étude comparative effectuée au cours des premiers forages permettra d'effectuer les autres forages dans des conditions excellentes de rapidité et d'économie.

3.9.1. Facteurs déterminant le choix des outils : [7]

3.9.1.1. Données concernant la formation :

Les performances de l'outil seront influencées par de nombreux paramètres concernant la formation. Ils peuvent être divisés en deux catégories :

- ❖ La géologie de la roche (composition minéralogique, origine et granulométrie des différents constituants, conditions de dépôt, diagenèse, contraintes encaissées par la roche au cours de son histoire, etc.) ;

❖ Son environnement au moment du forage (contraintes produites sur la roche par le confinement, par la présence du trou creusé par l'outil, par la pression exercée par le fluide de forage sur la paroi du puits, etc.). Ces différents paramètres vont déterminer la résistance de la roche à la compression et au cisaillement, son abrasivité ainsi que son comportement sur le front de taille.

3.9.1.2. Information provenant des outils utilisés sur les puits précédents :

a. Informations fournies par l'usure de l'outil :

L'usure de l'outil est un moyen dont dispose le personnel de chantier pour choisir l'outil et les paramètres de forage les mieux adaptés à la formation à forer. D'où l'intérêt d'avoir une description la plus précise et la plus objective possible de l'usure de l'outil utilisé pour traverser une formation donnée.

b. Prix de revient du mètre foré :

C'est en définitive le point le plus important à prendre en compte. Les performances des différents outils seront appréciées en calculant le prix de revient du mètre foré pour chaque outil.

$$P_M = [P_O + P_H (T_M + T_F)] / M \quad [$/m] \quad \dots(\text{II.4})$$

Avec :

- ✓ P_M : prix du mètre foré [\$/m] ;
- ✓ P_O : prix de l'outil [\$] ;
- ✓ P_H : prix horaire de l'appareil [\$/h] ;
- ✓ T_F : temps de forage [h] ;
- ✓ T_M : temps de manœuvre (descente et remontée) [h] ;
- ✓ M : longueur forée [m].

3.9.1.3. Choix des diamètres des duses :

Le débit de forage doit être suffisant pour remonter correctement les déblais et refroidir les éléments de coupe, mais il ne doit pas être trop élevé pour ne pas endommager le trou (cavage, éboulement, érosion). Il sera fonction du diamètre et de l'inclinaison de trou et de la puissance hydraulique disponible sur chantier.

La vitesse de la boue doit être suffisante pour évacuer rapidement les déblais de front de taille et nettoyer les éléments de coupe. Mais elle ne doit pas être trop élevée pour ne pas éroder l'outil et réduire sa durée de vie.

Une puissance hydraulique comprise entre 2 et 5 HP/in² sur le front de taille permet un bon nettoyage ; cela correspond à une vitesse de 15 à 60 m/s à la sortie des duses, pour les outils à molettes et pour les outils à diamants.

Le débit de circulation étant fixé, la puissance hydraulique et la vitesse de la boue à la sortie de l'outil seront réglées en choisissant un diamètre des duses approprié. Ce choix tient compte des points suivants :

- ❖ Produire un nettoyage efficace du front de taille ;
- ❖ Participer le plus possible à la destruction de la roche ;
- ❖ Tout en minimisant les risques d'érosion de l'outil ;
- ❖ La pression de refoulement engendrée et le débit de circulation doivent être inférieurs à la pression de refoulement maximale admissible pour les pompes.

La puissance hydraulique à l'outil est donnée par la formule suivante :

$$P_h = \frac{P_{co} \cdot Q}{35140 \cdot D^2} \quad [\text{HP/in}^2] \quad \dots(\text{II.5})$$

Tel que :

- ✓ P_h : Puissance hydraulique à l'outil en (HP/in²) ;
- ✓ P_{co} : Chute de pression dans l'outil en (KPa) ;
- ✓ Q : Débit de circulation exprimé en (l/min) ;
- ✓ D : Diamètre de l'outil exprimé en (pouce).

La chute de pression au niveau de l'outil (P_{co}), est exprimée par la relation suivante :

$$P_{co} = \frac{d \cdot Q^2}{2959,41 \cdot C^2 \cdot TFA} \quad [\text{KPa}] \quad \dots(\text{II.6})$$

Tel que :

- ✓ d : Densité de la boue (Kg/l) ;

- ✓ **C** : Coefficient d'orifice (C=0,8 pour outil conventionnel et C=0,95 outil à jet) ;
- ✓ **TFA** : Aire totale de passage de la boue à travers les duses (Total Flow Area) exprimée (in²).

Pour les outils à molettes, le choix des duses est souvent fait en se basant sur la vitesse de la boue à la sortie de l'outil. Cette vitesse est donnée par la relation suivante :

$$V = \frac{Q}{38,71 \cdot TFA} \quad [\text{m/s}] \quad \dots(\text{II.7})$$

Tel que :

- ✓ **V** : Vitesse de boue à la sortie des duses comprise entre (80 et 150 m/s) ;
- ✓ **TFA** : Aire totale de passage de la boue (in²) ;
- ✓ **Q** : débit de circulation exprimé en (l/min).

3.9.1.4. Choix du couple poids - vitesse de rotation (drill off test) :

Le test de forabilité (drill off test) permet de déterminer le couple poids sur l'outil vitesse de rotation (WOB-RPM), qui donne la meilleure vitesse d'avancement pour un type d'outil donné dans une formation donnée.

La procédure habituellement utilisée et la plus rapide, est la suivante :

- ❖ Choisir une vitesse de rotation adaptée à la formation à forer et la maintenir constante ;
- ❖ Avec cette vitesse de rotation et un poids donné, mesurer le temps nécessaire pour que le poids chute d'une certaine valeur et noter la longueur forée pendant cet intervalle.

Calcul de la vitesse d'avancement réalisée avec ce couple.

- ❖ Commencer avec un poids proche de la valeur maximale prévue pour l'outil et faire les essais avec 4 ou 5 poids différents. Le dernier essai doit être fait avec le poids utilisé pour le premier essai pour s'assurer qu'entre temps la formation n'a pas changée ;
- ❖ En choisissant correctement les valeurs, le temps peut être mesuré en laissant chuter le poids de la valeur maximale à la valeur minimale ;
- ❖ Déterminer avec la vitesse de rotation choisie, le poids donnant la plus grande vitesse d'avancement.

❖ Appliquer le poids donnant la vitesse d'avancement la plus élevée et procéder comme précédemment en faisant varier la vitesse de rotation, à poids constant, mesurer le temps nécessaire pour forer une longueur donnée à des différentes vitesses d'avancement ;

CHAPITRE III

Les Performances des outils PDC dans la phase 12^{1/4}"



Dans le cadre de développement des outils PDC, différents fabricants d'outils ont réalisé des essais dans les champs de HMD, champ de hassi berkine, etc.) ; parmi ces derniers on a :

- DE BEERS.
- SMITH.
- HYCALOG.
- HUGHES CHRISTENSEN.
- ALDIM.

Les performances des outils PDC (l'avancement par étage, les paramètres appliqués et les usures) sont présentées dans les tableaux suivants :

1. Performances des outils PDC dans le champ de HMD:

Les performances des outils PDC (l'avancement par étage, les paramètres appliqués et les usures) sont présentées dans les tableaux suivants :

Tableau III-1: Performances de l'outil PDC "FM2943". [5]

Puits : MD469								
Outil: FM2943								
Étage	Mètres	Heures	ROP m/h		WOB	RPM	LPM	
SEN.ANH	147	8.15	18.04		8 – 10t	130-150	2900	
SEN.SAL	139	7.75	18.66		"	"	"	
TURON	98	3.95	24.81		8 – 14t	150-200	"	
CENOM	150	5.66	26.50		"	"	"	
ALBIEN	314	19.98	15.72		"	"	"	
APTIEN	29	5.06	5.73		8 – 14t	120-140	"	
BARREM	264	11.11	23.76		"	"	"	
NEOCOM	221	16.08	13.74		"	"	"	
MALM	227	20.84	10.89		"	"	"	
DOG.ARG	106	9.30	11.40		"	"	"	
DOG.LAG	110	15.49	7.10		"	"	"	
Usure	1	1	WT	A	X	I	ER/TR	TD

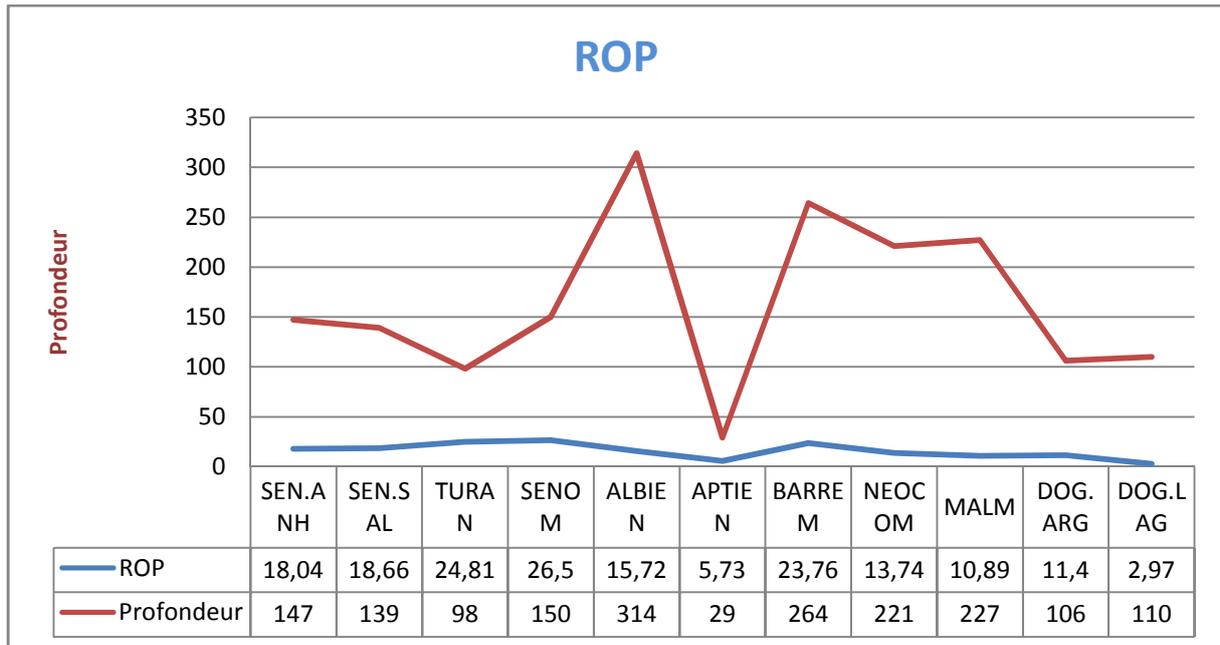


Figure III-1: Courbe de ROP en fonction des formations traversées «MD469».

Tableau III-2 : Performances de l'outil PDC "DS47H". [5]

Puits : OMO151								
Outil: DS47H								
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB	RPM	LPM	
SEN.ANH	195	21.89	8.91		7t	160	2600	
SEN.SAL	116	13.32	8.71		"	"	"	
TURON	119	10.91	10.91		"	"	"	
CENOM	154	16.67	9.24		"	"	"	
ALBIEN	347	24.37	14.24		"	"	"	
APTIE	25	2.27	11		"	"	"	
BARREM	253	20.19	12.53		"	"	"	
NEOCOM	163	19.09	8.45		"	"	"	
MALM	228	26.70	8.45		"	"	"	
DOG.ARG	109	19.36	7.63		"	"	"	
DOG.LAG	123	30.75	4		"	"	"	
Usure	2	4	WT	A	X	I	CT	TD

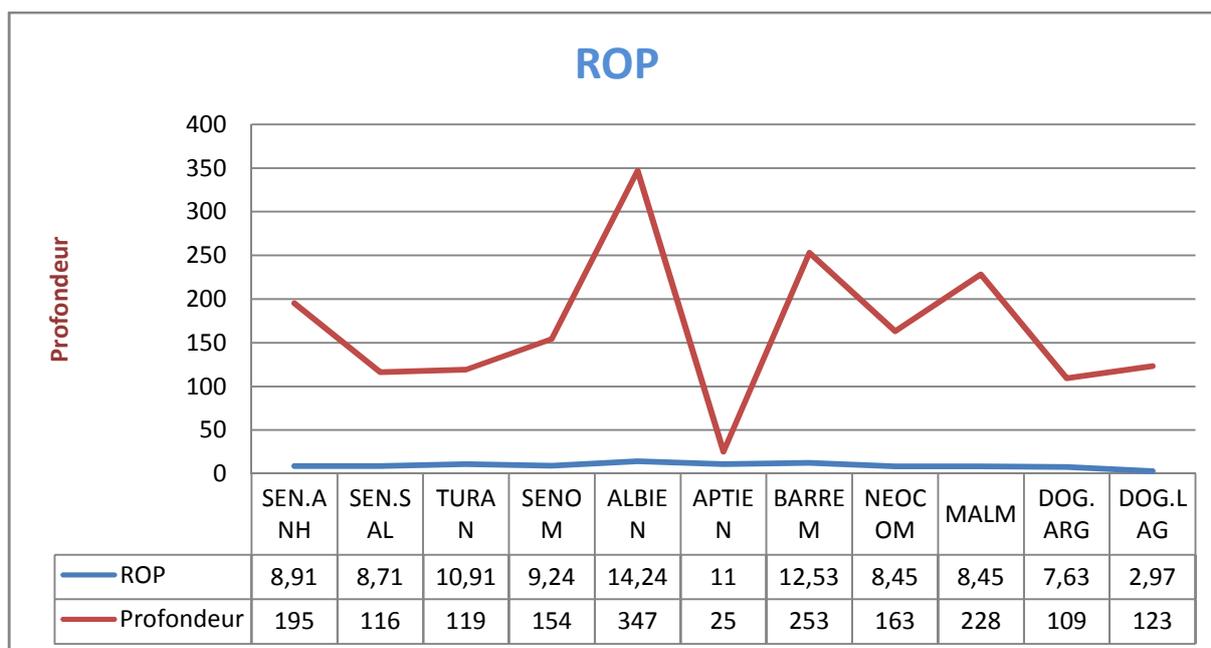


Figure III-2: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "PuitsOMO151"

Tableau III-3 : Performances de l'outil PDC FM2943. [5]

Puits : OML832								
Outil: FM2943								
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB	RPM	LPM	
SEN.ANH	175	11.02	15.89		7-12t	130-150	2800	
SEN.SAL	143	8.53	16.76		"	"	"	
TURON	83	3.30	25.15		8 – 14t	150-200	"	
CENOM	151	8.73	17.30		"	"	"	
ALBIEN	326	12.21	26.70		"	"	"	
APTIE	25	3.48	7.18		"	120-140	"	
BARREM	212	8.25	25.70		"	"	"	
NEOCOM	218	10.06	21.67		"	"	"	
MALM	231	21.21	10.89		"	"	"	
DOG.ARG	96	6.43	14.93		"	"	"	
DOG.LAG	112	21.11	5.31		"	"	"	
Usure	2	2	WT	S/T	X	1/16	ER	TD

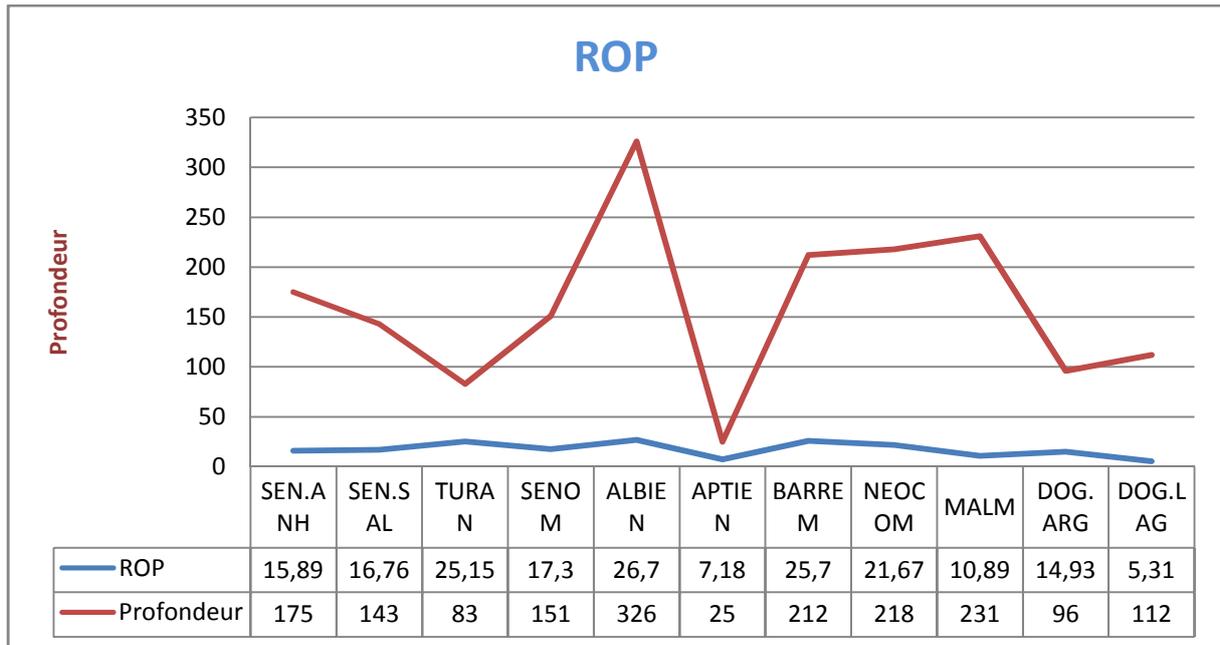


Figure III-3: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits OML832"

Tableau III-4 : Performances de l'outil PDC G535ZG. [5]

Puits : MD 472								
Outil: G535ZG								
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB	RPM	LPM	
SEN.ANH	184	11	16.72		5-15t	120-180	2800	
SEN.SAL	106	6.31	16.78		"	"	"	
TURON	126	7.42	16.98		"	"	"	
CENOM	137	5.75	23.82		"	"	"	
ALBIEN	357	12.85	27.53		5t	120-150	"	
APTIE N	357	4.06	6.15		10-15t	120-180	"	
BARREM	25	15.04	20.21		"	"	"	
NEOCOM	304	17.26	12.74		10-18t	"	"	
MALM	220	21.90	7.76		"	"	"	
DOG.ARG	170	18.06	6.02		"	"	"	
DOG.LAG	112	35.60	2.97		"	100-120	"	
Usure	2	4	WT	T/S	X	I	BT	TD

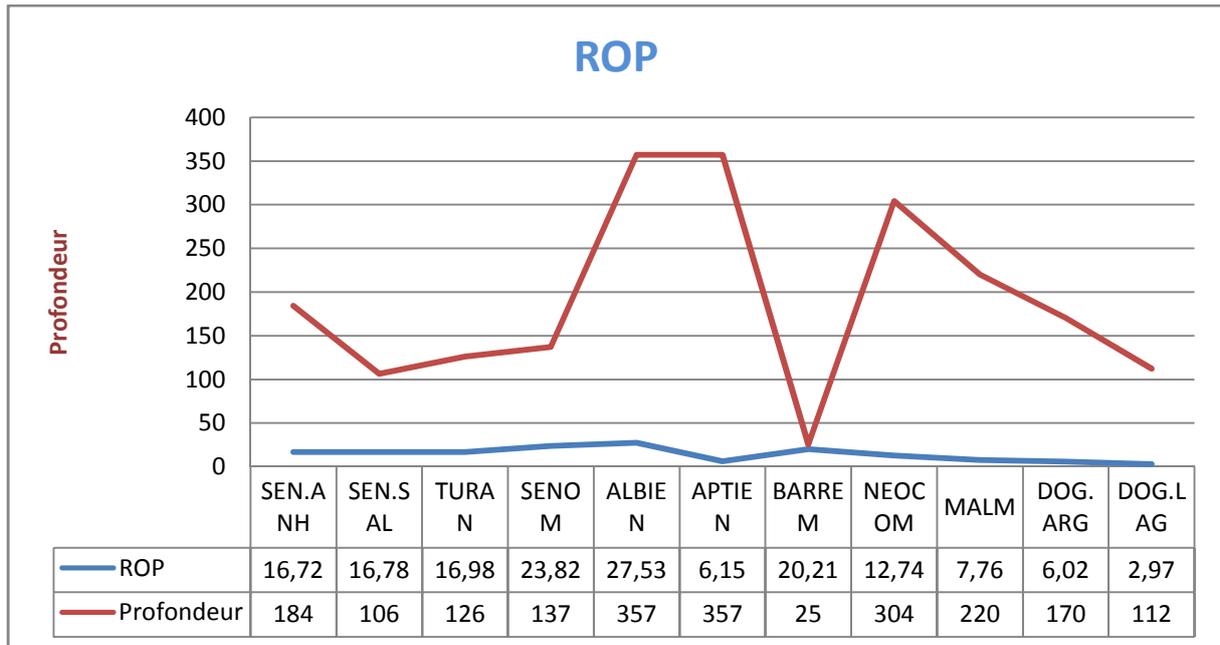


Figure III-4: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits MD472"

1.1 Interprétation des résultats :

D’après les courbes des vitesses d’avancement (**ROP**) en fonction des formations traversées dans la phase 12^{1/4} dans le champ de **Hassi Messaoud** on remarque que :

- ✓ L’allure des courbes est plus au moins identique, à part quelques anomalies ; ce qui nous conduit à avoir des vitesses d’avancement presque les mêmes pratiquement dans toutes les formations de cette phase pour le champ de **HMD** ;
- ✓ Les usures des outils PDC sont en général acceptables.
- **Le sénonien anhydrique et le sénonien salifère** sont des zones à alternances qui nécessitent beaucoup d’ajustement du poids sur l’outil (WOB) et de la vitesse de rotation (RPM) pour vaincre la résistance à la compression des anhydrites et pour atteindre des vitesses d’avancement optimales ;
- **Le turonien** est constitué essentiellement de calcaires et qui est une formation dure. On enregistre des vitesses d’avancement qui peuvent aller jusqu’à **30 m/h**. C’est une zone où les coincements sont fréquents ;
- **Le cénomanien** qui est une formation relativement dure nécessitent beaucoup de poids et moins de vitesse de rotation peuvent avoir des vitesses d’avancement arrivant également jusqu’à **30 m/h** ;

- **L'albien**, est un aquifère qui contient des eaux douces exploitables et qui est constitué principalement par des grès, sable et des silts avec quelques passées d'argiles. On peut atteindre des vitesses d'avancement de l'ordre de **60 à 70 m/h** ;
- **L'aptien**, est une formation mince et très dure et abrasive nécessite un poids relativement important et une faible vitesse de rotation. On a enregistré des vitesses d'avancement très faibles de l'ordre de **2 à 10 m/h** ;
- **Le barrémien**, constitué par des argiles et des sables est une formation tendre à moyennement dure. Les vitesses d'avancement enregistrées sont importantes et peuvent atteindre des fois les **50 m/h** ;
- **Le néocomien**, est le malm sont des formations relativement constituées par des composants (dolomies, marnes, argiles, et grès) mais avec des pourcentages différents ont des vitesses d'avancement plus au moins identiques et qui atteignent des valeurs jusqu'à **20 m/h** ;
- **Le dogger argileux**, est constitué essentiellement d'argiles avec quelques passées de marnes. On a obtenu des vitesses d'avancement (ROP) de l'ordre de **15 m/h** et qui peuvent atteindre les **20 m/h** ;
- **Le dogger lagunaire** qui est constitué d'intercalations d'argiles et d'anhydrites. C'est la couche où l'on pose le sabot de tubage. On a enregistré des vitesses d'avancement faibles de l'ordre de **2 à 5 m/h** et cela due à la dureté des anhydrites qui ont une résistance à la compression importante.

2. Performances des outils PDC dans le champ de hassi berkine :

Tableau III.5 : Performance de l'outil "HC606S". [5]

Puits : RHBA#1							
Outil : HC606S							
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB(T)	RPM	LPM
LIAS ANHYDRIT- IQUE	99	18,53	5,34		3-18	50-164	2800
LIAS SALIFÈRE	59	2,28	25,88		3-14	105-140	2800
HORIZON « B »	26	3,05	8,52		6-16	100-125	2800
« S1 »+ « S2 »	83	9,94	8,35		2-17	60--175	2800
«S3 »	58	10,66	5,44		2-15	95-140	2800
LIAS ARGILEUX	Épaisseurs négligeables						
SALIFÈRE « S4»							
TRIAS ARGILEUX	10	1,29	5,75		6-9	95-110	2800
Usure: 1 - 2- WT - A - X - I - NO – TD							

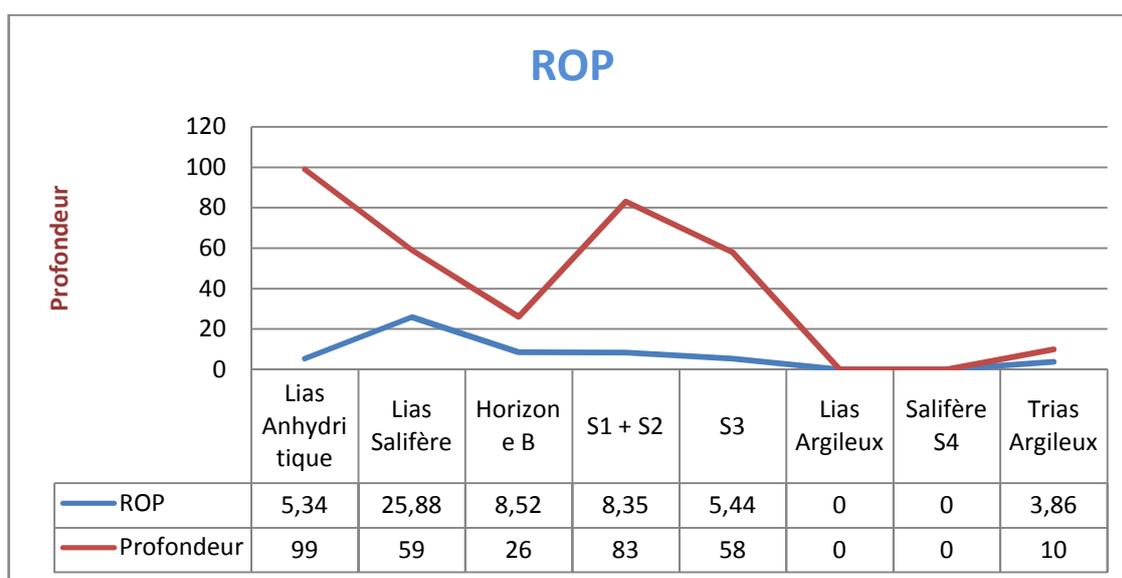


Figure III-5: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RHBA#1"

Tableau III.6 : Performance de l'outil SPH639. [5]

Puits : RRMN1						
Outil : SPH639						
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)	WOB (T)	RPM	LPM
lias anhydritique	103	6,35	16,22	2-19	74-115	2100
lias salifère	57	1,32	43,18	1-15	130-150	2100
horizon « b »	21	0,81	25,93	2-7	120-150	1500
« s1 »+ « s2 »	148	8,00	18,50	1-21	110-115	2200
«s3 »	37	1,70	21,76	5-15	50-130	2200
lias argileux	5	0,28	17,86	6-6.5	60-70	2200
salifère « s4 »	Épaisseur négligeable					
trias argileux	11	1,33	6,97	6-6,5	100-150	2600
Usure: 2 - 1 - BT - C - X - I - ER – TD						

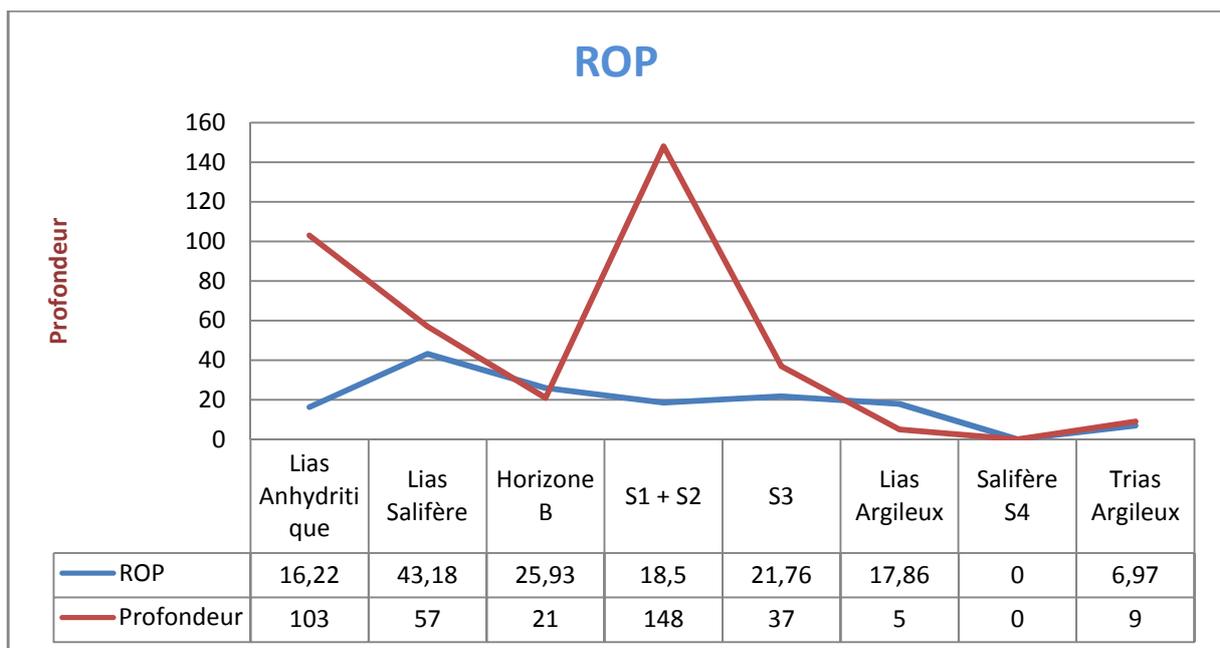


Figure III-6: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RRMN1"

Tableau III-7 : Performances de l’outil PDC HC606S. [5]

Puits : RFRNW1						
Outil : HC606S						
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)	WOB (T)	RPM	LPM
lias anhydritique	92	26,40	3,48	5 - 7	70-140	2700
lias salifère	30	1,56	19,23	4 - 6	120-135	2700
horizon « b »	21	1,38	15,22	3-7	120-150	2700
« s1 »+ « s2 »	29	5,08	5,71	2-12	100-125	2700
«s3 »	118	23,38	5,05	1-9	50-140	2700
lias argileux	Épaisseurs négligeables					
salifère « s4 »						
trias argileux	3	1,46	2,05	6-7	110-130	2800
Usure: 1 - 3 - WT - S - X - I - NO – LOG						

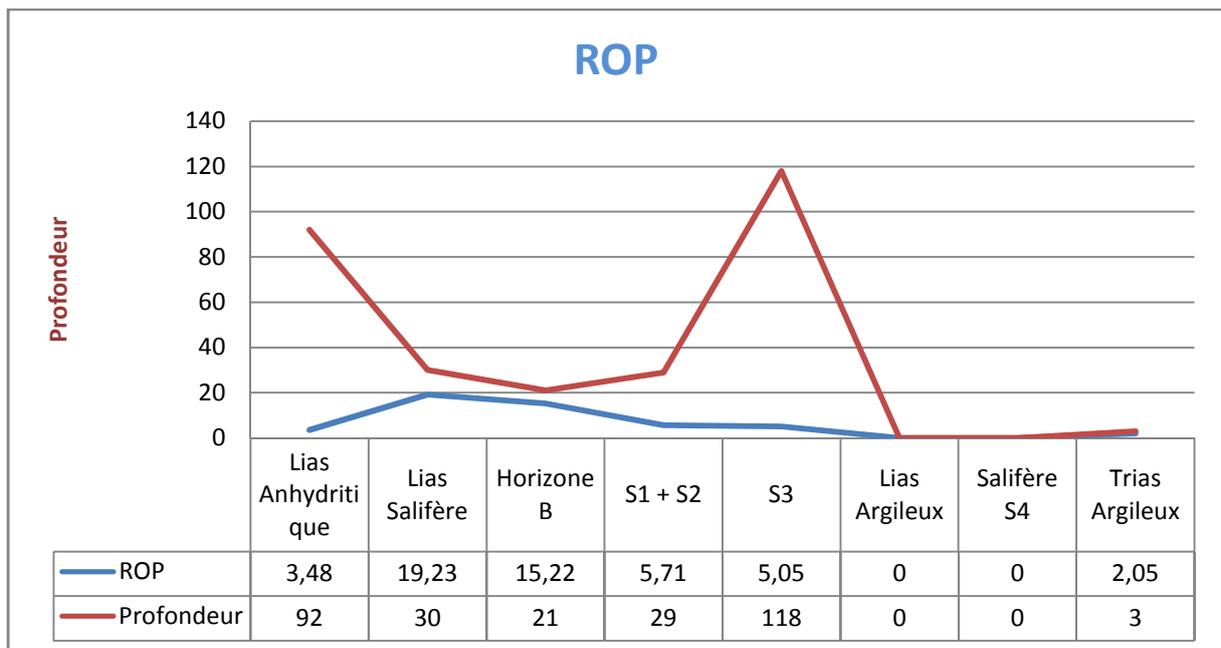


Figure III-7: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits RFRNW1"

Tableau III-8 : Performances de l’outil PDC SP619A. [5]

Puits: HBNP1BIS							
Outil : SP619A							
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB	RPM	LPM
lias anhydritique	90	13,5	6,66		5 - 8	70 -125	2400
lias salifère	47	0,89	52,8		5 - 6	110 -130	2200
horizon « b »	33	2,8	11,78		4 - 7	125 -150	2200
« s1 »+ « s2 »	206	8,5	24,23		5 - 12	110 -115	2200
«s3 »	42	9,3	4,51		5 - 9	40 - 120	2300
lias argileux	15	2,8	3,35		7 - 9	55 - 75	2400
salifère « s4 »	33	3	11		4 - 6	50 - 60	2400
trias argileux	9	2,33	3,86		6 - 7	100 - 150	2400
Usure : 3 - 7 - WT - S - X - I - BT – PR							

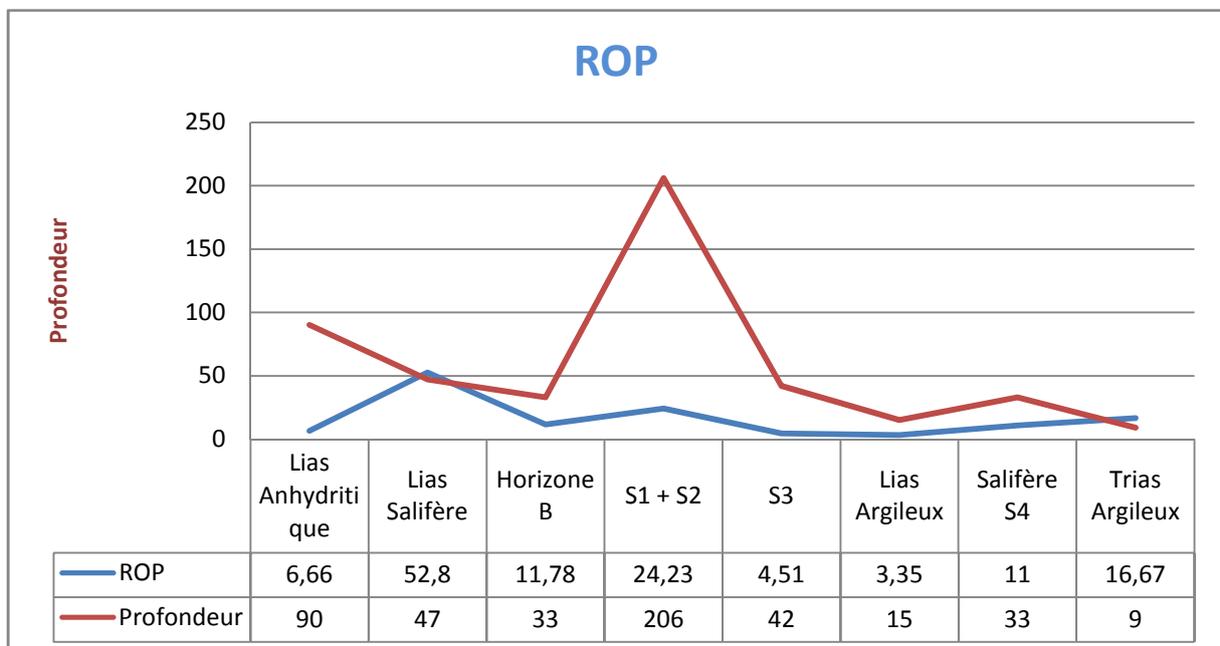


Figure III-8: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits HBNP1BIS "

Tableau III-9 : Performances de l'outil PDC SP619A. [5]

Puits : HBNEP-1							
Outil : SP619A							
Étage	Mètres	Heures	ROP (m/h)		WOB(T)	RPM	LPM
lias anhydritique	190	21.47	8.85		12-20	110-140	2600
lias salifère	60	1.44	41.67		10-14	120-160	2600
horizon « b »	27	2.33	11.59		11-17	110-150	2600
« s1 »+ « s2 »	287	17.73	16.19		10-18	140-160	2600
«s3 »	194	4.91	39.55		10-13	150-170	2600
lias argileux	122	2.60	46.85		4-10	160-175	2600
salifère « s4 »	57	2.00	28.50		8-12	160-170	2600
trias argileux	3	0.18	16.67		10-15	160	2600
Usure : 1 - 2 - WT - A - X - I - LT – TD							

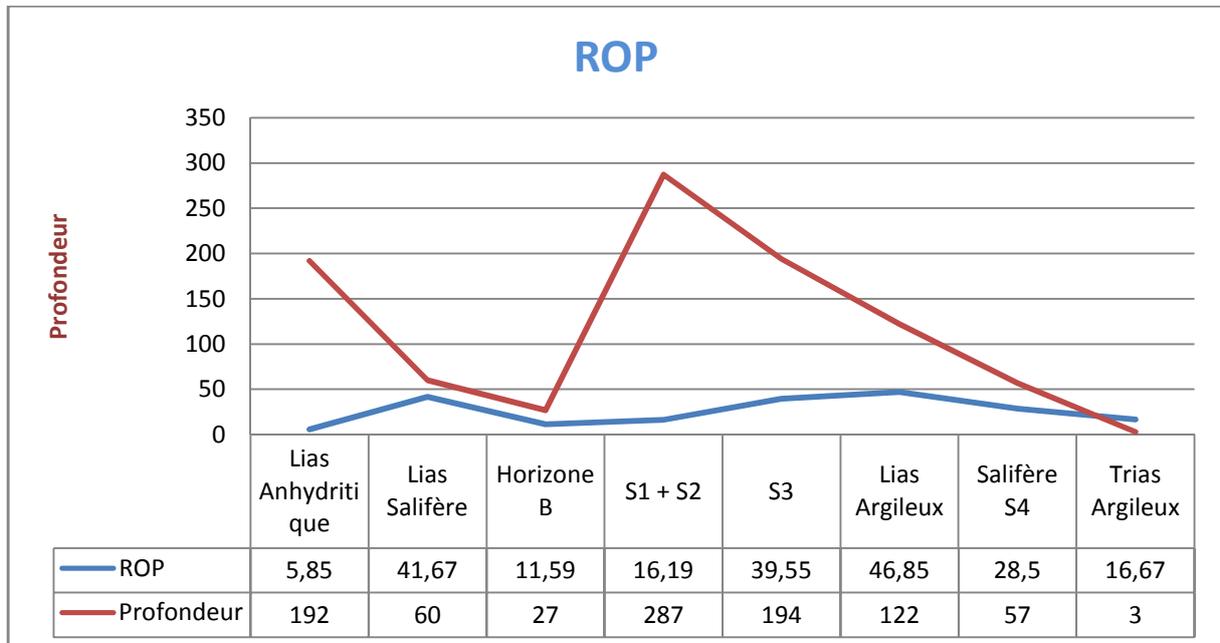


Figure III-9: Courbe de ROP en fonction des formations traversées "Puits HBNEP-1 "

2.1 Interprétation des résultats :

D'après les courbes des vitesses d'avancement (**ROP**) en fonction des formations traversées dans la phase 12^{1/4} dans le champ de **Hassi berkine** on remarque que :

- L'allure des courbes est plus au moins identique, à part quelques anomalies ; ce qui nous conduit à avoir des vitesses d'avancement presque les mêmes pratiquement dans toutes les formations de cette phase ;
- Les usures des outils PDC sont en général acceptables.

- **Le Lias anhydritique** : Il comprend trois parties :

Une partie supérieure, essentiellement composée d'anhydrite blanche et pulvérulente, parfois massive et dure et une partie intermédiaire, à sel blanc translucide, massif, avec passées d'argile gris verdâtre et brune, tendre à indurée. Une partie inférieure, formée d'anhydrite blanche pulvérulente, massive et dure. Nécessitent beaucoup d'ajustement du poids sur l'outil et de la vitesse de rotation pour vaincre la résistance à la compression des anhydrites et pour atteindre des vitesses d'avancement moyenne de **11 m/h**.

- **Le Lias salifère** : Représenté par un sel translucide avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, tendre. Le poids appliqué est grand avec une densité équivalente et une vitesse de rotation plus grande pour attendre des vitesses d'avancements optimales, la moyenne est de **36 m/h**.

- **L'Horizon « B »** : Il est constitué par des alternances de calcaire blanc à gris blanc, de dolomie grise cristalline et dure et d'argile gris beige, tendre et carbonatée. Les vitesses d'avancement plus au moins identiques et qui atteindront des valeurs jusqu'à **25 m/h**

- **Le « S1 »+ « S2 »** : Il est constitué par une alternance irrégulière de sel massif, d'anhydrite blanche massive, et de rares dolomies brune, argileuse et moyennement dure. On a enregistré des vitesses d'avancement de l'ordre de **5 à 24 m/h** et cela due à la dureté des anhydrites qui ont une résistance à la compression importante.

- **Le « S3 »** : Représenté par des sels massifs, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, plastique. Nécessitent beaucoup d'ajustement du poids sur l'outil (**WOB**)

et de la vitesse de rotation (RPM) pour vaincre la résistance à la compression des argile brune-rouge, salifère, plastique et pour atteindre des vitesses d'avancement optimales ;

➤ **Le Lias argileux** : Constitué d'argile brune-rouge, salifère, plastique. Nécessite des paramètres normales de forage, de poids sur l'outil (WOB) et de la vitesse de rotation (RPM) pour atteindre des vitesses d'avancement varient de **3 à 46 m/h** selon l'épaisseur rencontrée de cette couche ;

➤ **Le Salifère « S4 »** : Alternances de sel blanc, translucide, rosâtre et d'argile brune-rouge et grise-verte. La disparition de cette couche dans ce champ est recommandée. Parfois nécessite des paramètres normaux et parfois beaucoup d'ajustement du poids sur l'outil (WOB) et de la vitesse de rotation (RPM) pour avoir une vitesse d'avancement moyenne de **19 m/h**.

➤ **Le Trias argileux** : Argile rouge à grise-verte, tendre, salifère et anhydritique à la base avec des passées de siltstone gris-vert moyennement dur. On peut atteindre des vitesses d'avancement de l'ordre de **2 à 16 m/h**.

En résumé, on peut dire que les outils PDC ont un intérêt particulier puisque avec une descente (run) on peut finir toute la phase (pour les deux champs). Qui est la plus longue pour le champ de **HASSI MESSAOUD** avec **60 %** de métrage total du puits et qui influence le prix de revient du mètre foré.

3. Analyse des usures des outils PDC dans la phase 12^{1/4} :

Lors de la remontée de l'outil, le bit man (spécialiste des outils) l'inspecte et fait une analyse de l'usure de l'outil selon la codification **IADC (International Association of Drilling Contractors)**. C'est une opération très difficile car elle est subjective ; elle se diffère d'une personne à l'autre.

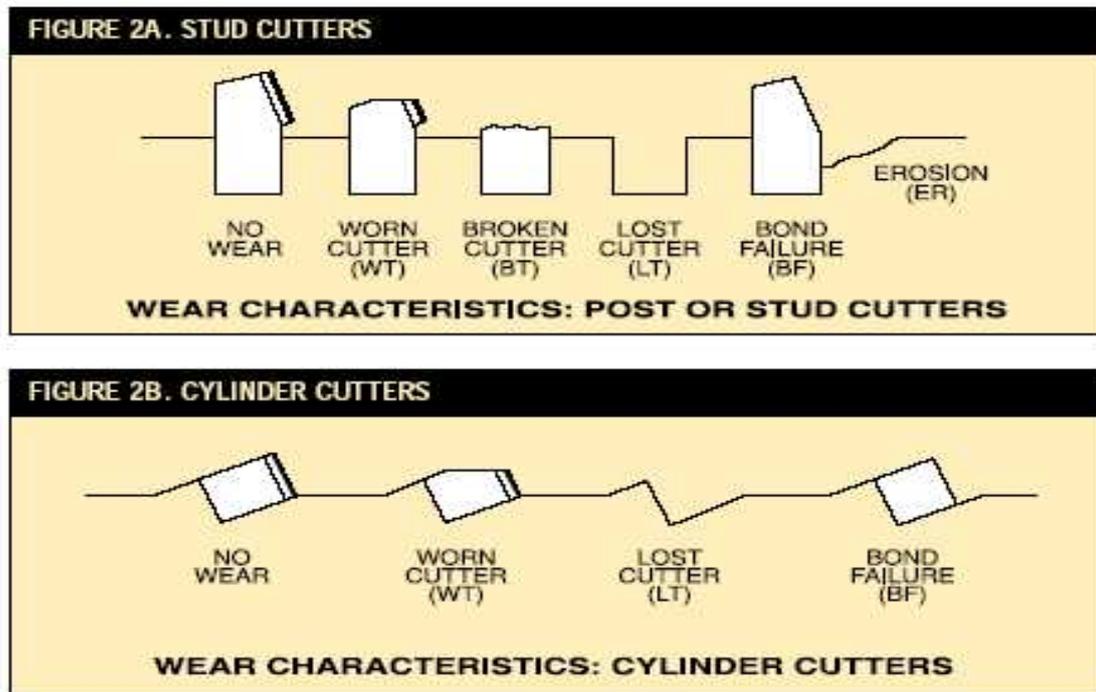


Figure.III.10 : Caractéristiques des usures des différents cutters PDC.

Les caractéristiques d'usures sont variées avec néanmoins (surtout) des usures importantes au niveau des cutters.

D'après les usures rapportées pour les outils qui ont forés les puits pour lesquels on a fait l'étude, on remarque que :

- La plupart de ces outils ont finis la phase ;
- Des caractéristiques d'usure plus au moins identiques pour les deux champs (**HMD et Hassi Berkine**). Les usures les plus fréquentes sont :

1. WT (worn teeth) : ces des dents (cutters) usées ; l'usure des cutters PDC est due à l'abrasivité des terrains, les causes possibles sont :

- Usure normale ;
- Formations dures et abrasives (Lias anhydritique, L'Horizon « B », ...etc.) ;
- Des vitesses de rotations élevées ;
- Le type des cutters.

Les remèdes sont :

- Utiliser des outils avec des densités de cutters optimales ;

- Augmenter le poids sur l'outil (WOB) et réduire éventuellement la vitesse de rotation (RPM) : optimiser le couple WOB-RPM.

2. ER (érosion) : c'est une perte de surface du PDC due à la collision du fluide chargé par des solides des formations (les cuttings).

Les causes possibles sont :

- Vitesse de la boue à la sortie des duses qui trop élevée ;
- La longueur des cutters trop petite ;
- La boue contient beaucoup de particules solides (trop chargée).

Les remèdes sont :

- Augmenter la surface totale du passage de la boue "TFA" (utilisation de large duses) et réduire le débit de la boue ;
- Faire un meilleur contrôle de la teneur de la boue en solide (faire des traitements mécaniques de la boue en surface).

3. CT (chipped cutters) : c'est des dents écaillées ; c'est une petite perte de matière au niveau de la surface des cutters PDC.

Les causes possibles sont :

- Vibrations de l'outil (vibrations torsionnelles et celles axiales) ;
- Forages à travers des fractures des formations ;
- Présence de morceaux de ferrailles au fond de trou

Les remèdes sont :

- Revoir le poids sur l'outil (WOB) et la vitesse de rotation (RPM),
- Utilisations des paniers à sédiments (basket sub).

Voici des histogrammes d'usure des outils PDC dans la phase 12^{1/4} :

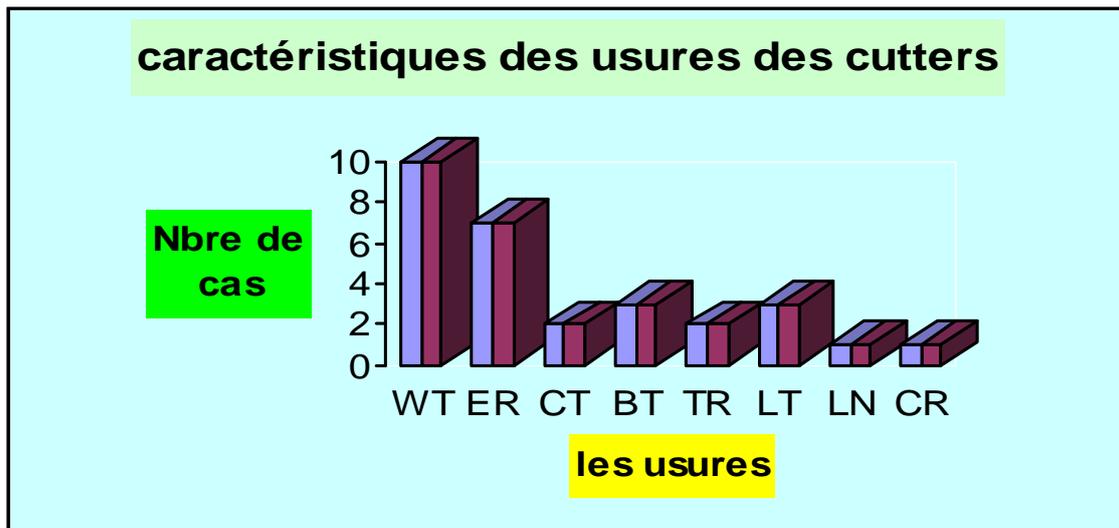


Figure III.11 : Histogramme des caractéristiques des usures des outils PDC

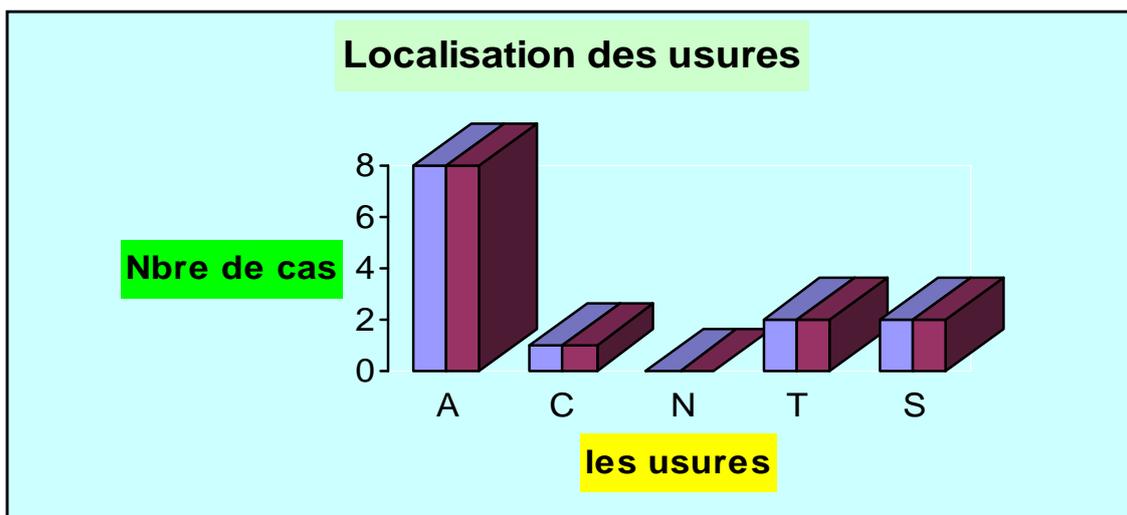


Figure III.12 : Histogramme des localisations d'usure des outils PDC.

D'après ces histogrammes, on remarque que les usures les plus accentuées se situent dans les cutters qui sont les plus sensibles à l'abrasivité et la dureté des terrains, en particulier, on signale surtout des cutters usés (WT) et l'érosion (ER) des outils PDC, même on remarque une usure homogène de toute la surface d'exposition de l'outil PDC. Néanmoins, il n'y a pas de grande perte de diamètre ce qui confirme la résistance à la compression qui est très importante des pastilles PDC.

Conclusion

D'après notre étude sur la technologie des outils PDC et leurs performances dans le champ de Hassi Messaoud et celui de Hassi Berkine, on peut dire qu'on a enrichi nos connaissances par rapport à ce thème qui s'avère de plus en plus important car le forage représente **30 %** du coût global de puits.

Avec les outils PDC, une seule manœuvre (une descente et une remontée de la garniture de forage) suffit pour forer toute la phase (**12"1/4**) ce qui nous permet de minimiser les temps de manœuvres (temps improductif) et par conséquent, réduire le prix de revient du mètre foré. Cependant, avec les outils à molettes (les tricônes), il faut **4 à 6** outils pour forer la phase ; le résultat : un prix de revient du mètre foré élevé.

En plus, les outils PDC présentent des caractéristiques d'usure acceptables ce qui nous permet de les redescendre dans un autre puits pour forer d'autres formations. Cela confirme la durée de vie assez longue des outils munis avec des pastilles PDC.

La technologie des outils PDC ne cesse de se développer. Actuellement, il existe différents types ; formes et tailles des pastilles PDC et qui résistent à de grandes températures et pressions qui nous permet de forer tous les types des formations traversées par les sondages.

De nos jours, les outils à molettes sont pratiquement inutilisables sur le champ de Hassi Messaoud et celui de Hassi Berkine pour la phase 12"1/4 car ils ne sont pas rentables, ce qui laisse la place aux outils PDC qui sont :

- ✓ Les plus performants ;
- ✓ les plus économiques.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]- **Asma Fethia GHENIM**, (Evaluation Pétrophysique Et Essai De Modélisation : Exemple De Réservoir Triasique D'Ourhoud, Bassin De Berkine, Sahara Nord Orientale, Algérie), TLEMCEN, 2014.
- [2]- **A.Choquin** (Paramètre et contrôle de forage).2éme édition .Edition Technip, PARIS. ET L'institut Français du Pétrole, Rueil Malmaison, 1982.
- [3]- **BELDJILALI Wafaa - KHELDOUN Afaf**, Contribution A L'étude De Quelques Gisements Pétroliers Dans Le Sud-Est Algérien, TLEMCEN, 2013.
- [4]- **C.Rossi , O.Kalin, J.Arribas, A.Tortosa**, Diagenesis, provenance and reservoir quality of Triassic TAGI sandstones from Ourhoud field, Berkine (Ghadames) Basin, Algeria , SPAIN .
- [5]- Document "SONATRACH" Bit Performance, Division MudLoggin
- [6]- Document "SONATRACH" Programme de Puits **RHBA#1**.
- [7]- **ENSPM Formation Industriel-Forage Production-Gisement**, Les Outils de forage, 1999.
- [8]- **Formulaire du foreur**, Editions TECHNIP 1974,1989.
- [9]- **GUADIR Mokrane - BOUGOFFA Mahmoud**, Performances Des Outils PDC Dans La Phase 12 ¼ Dans Le Champ De HMD ET D 'EL GASSI, Boumerdes, 2004/2005.
- [10]- **Horra Hichem**, Approche Adaptive D'optimisation Des Paramètres Mécanique de forage, Boumerdes , 2010.
- [11]- **HENKA Amir- DEGDMANE Lamine**, Étude des performances de l'outil MI 813 dans la phase 12^{1/4}" dans les puits Al 82 et Al 6bis dans le champ d'Alrar, Boumerdes, 2010.
- [12]- **JEAN PAUL NGUYEN**, Technique d'exploitation pétrolière, Le Forage, Edition Technip, PARIS, 1993.
- [13]- **LAOUER FIRAS – KHELIF ADNANE**, Les Paramètres de performances des outils dans la phase 6'', Ouargla, 29 / 05 / 2014.
- [14]- **NACEF**, modélisation de la vitesse d'avancement de l'outil de forage, cas de champ d'ahnet puits TJR-1 et THN-1 phase 8^{1/2}'' et 6'', Boumerdes, 2014.
- [15]- **Stephane Menand**. 2000-2010 : Principales évolutions et avancées technologiques en forage. Pétrole & Gaz Informations, MINES Paris Tech, 2010.
- [16]- **WEC Algeria (Well Evaluation Conferences)** (2005).
- [17]- **WEC Algeria (Well Evaluation Conferences)** (2007).

Notations

HMD	Hassi Messaoud.
RHBA#1	Rhourde ben aoumeur-1.
IADC	International Association of Drilling Contractors.
PDC	Poly cristallins diamants compact.
TSP	Thermally Stable polycristalline.
ODR	Outer Diameter Radius.
ROP	Rate of penetration (Vitesse d'avancement) [m/h].
WOB	Weight on bit (Poids sur l'outil).
A.A.O.D.C	American Association Of Oil Well Drilling Contractors.
TFA	Total Flow Area (Aire totale de passage de la boue à travers les duses) exprimée [in ²].
RPM	Rotation par minute [tr/min].
LPM	(Débit) Litre par minute [l/min].
W_c	Angle de coupe.
W_d	Angle de dépouille.
W_s	Angle latéral.
L_d	Longueur utile.
F_c	Effort de coupe.
F_L	Composante latérale.
WT	worn teeth.
ER	Erosion.
CT	chipped cutters.

Résumé

Dans le domaine de forage, les outils de forage est un sujet important qui nous inquiète aujourd'hui. Ce travail consiste à étudier et avoir une vision théorique et pratique sur les outils. Nous allons voir dans ce travail ce qui suit :

- Généralité sur les outils de forage
- Performances des outils PDC dans la phase 12^{1/4}" dans le champ de HMD et Hassi Berkin

La vitesse d'avancement dans la phase 12^{1/4}" est essentiellement liée à l'évolution de les paramètres mécaniques et les paramètres hydrauliques nécessaire pour détruire un volume unitaire de roche.

Mots clés : outils, PDC, Performance, phase 12^{1/4}" , vitesse d'avancement.

Abstract

In the drilling field, bits is an important subject that concerns us today. This work is to study and have a theoretical and practical vision on the tools. We will see in this work that:

- Generality on drilling bits ;
- Performance of PDC bits in 12^{1/4}" phase in the field of HMD and Hassi Berkine.

The forward speed in 12^{1/4}" phase is essentially related to the evolution of the mechanical energy and hydraulic energy required to destroy a unit volume of rock.

Keywords: bits, PDC, Performance, 12^{1/4}" phase, high feed.

رؤية نظرية وعملية

التنقيب عن البترول، تعد أدوات الحفر عنصرا أساسيا في هذا المجال. في هذا

على هذه ، حيث سنتطرق إلى ما يلي:

1- عموميات حول أدوات الحفر،

2- أداء أدوات الحفر الماسية في الطبقة 12^{1/4}" في حاسي مسعود و حاسي بركين .

وجه التحديد، تسمى الأداة فعالة إذا كانت تسمح بزيادة سرعة الحفر بتكاليف معتدلة.

الميكانيكية الهيدروليكية لتدمير 12^{1/4}" .

الكلمات المفتاحية : ، ، ، أدوات الحفر الماسية، 12^{1/4}".