

N°Ordre/Faculté/UMBB/2016

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة امحمد بوقرة- بومرداس
UNIVERSITE « M'HAMED BOUGARA »
BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
Département: Gisements Miniers et Pétroliers
Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme
MASTER

Présenté Par :

AFTIS M^{ed} Islem
TERKI Ali

Filière : Hydrocarbures

Option : **FORAGE**

-THEME-

**ETUDE DES PERFORMANCES DU MOTEUR DE
FOND DANS LA PHASE 6'' D'UN Puits DE Vie
CAS DU Puits RNZ 129.**

Devant le jury:

BENTRIOU Abdelhak	MC(A)	Président
MELLAK Abderrahmane	Professeur	Promoteur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA(A)	Examinatrice
AZRIL Najet	MA(A)	Examinatrice

Année Universitaire : 2015/2016

Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé ; En achevant ce modeste travail nous tenons à remercier vivement notre promoteur, chargé du suivi de notre travail :

Mr. Le Professeur MELLAK Abderrahmane.

Pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Nous tenons à remercier les responsables du SONATRACH, pour nous avoir accueilli dans leurs services et pour leurs précieux conseils, ainsi que toute l'aide qu'ils nous ont apporté sur le plan scientifique et humain ;

Nous remercions également nos enseignants à l'INH ;

Enfin, nous adressons nos remerciements à tout le personnel de l'ENAFOR15 et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère et mon très cher père, et surtout mon très cher grand père et mes très chères grandes mères pour leurs soutiens, leurs patiences et leurs confiances.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse ».

A mes très chers frères et sœurs et à toute ma grande famille.

A tous mes amis Et mon binôme AFTIS Islem

A tout le groupe MAFP 11.

Et à tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.

Je dédie ce modeste travail à :

Mes parents : Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

À toute ma grande famille.

Mon cousin **Mohamed Daoud** et toute la famille **Daoud** pour leur soutien et encouragement durent toute la période de ma formation

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse ».

A tout le groupe MAFP 11 et tout mes camarades dans ma vie d'étudiant, ainsi que mes chères et fidèles: **Anis, Halim, Mehdi, Ali**.

Et à tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.

AFTIS Mohamed Islem.

INTRODUCTION

CHAPITRE I : Géologie du bassin de BERKINE

I.1. Introduction	2
I.2. Présentation du champ de BERKINE	2
I.2.1. Dépression sud-est-triasique	2
I.2.2. Dépression de Dahar	2
I.2.3. Dépression de Berkine	3
I.3. Cadre géographique	4
I.4. Système pétrolier	4
I.4.1. Roches mères	4
I.4.2. Réservoirs	5
I.5. Résultats et perspectives	13
I.6. Localisation du puits RNZ 129	14
I.7. Route d'accès	15
I.8. Situation du puits RNZ 129	16
I.9. Les puits adjacents	17
I.10. But de l'opération	18
I.11. Description de la série sédimentaire	19

CHAPITRE II : Notions sur le forage dirigé

II.1. Introduction au forage dirigé	26
II.2. Définition du forage directionnel	26
II.3. Développement historique du forage directionnel	26
II.4. Applications du forage dirigé	27
II.4.1. Puits pour control de la verticalité	27
II.4.2. Puits d'interception (Relief Well)	27
II.4.3. Puits latéral (Side-track)	27
II.4.4. Forages dirigés pour raisons géologiques	28
II.4.5. Forage de drainage	28
II.4.6. Emplacements de surface impraticables	29
II.4.7. Plates-formes de production Multi puits (Clusters)	29
II.4.8. Puits en Réentrée	30
II.5. Vocabulaire utilisé et définitions	31
II.6. Différents Profils de forage dirigé	34
II.6.1 Puits en J	34
II.6.2 Puits en S	34
II.6.3 Puits à double montée	35
II.6.4 Puits Horizontaux	35
II.6.5 Puits à long replacement (Long reach ou Extended Reach wells)	35
II.6.6 Puits inclinés (tilt ou slant wells)	35
II.6.7 Puits multilatéraux	35
II.6.8 Puits en ré-entrée	36

CHAPITRE III : Equipements de forage dirigé

III.1. Equipements spécifiques au forage dirigé.....	37
III.1.1. Moteurs de fond.....	37
III.1.2. Stabilisateurs	44
III.1.3. Equipements amagnétiques	50
III.1.4. Raccords d'orientation.....	51
III.1.5. Raccords coudés	51
III.1.6. Outils de déflexion.....	52
III.2. BHI AutoTrak (Système 'Push the Bit').....	54
III.3. Schlumberger Power Drive (Système 'Push the Bit ').....	55
III.4. Schlumberger Power Drive Xceed (Système 'Point the Bit ').....	57
III.5. Halliburton GeoPilot (Système 'Point the Bit ')....	58

CHAPITRE IV : Partie pratique.

IV.1. Etude de cas de RNZ#129	60
IV.1.1. Situation de puits	60
IV.1.2. Data de profile de puits	61
IV.2. Partie Calcul	62
IV.2.1. Partie motor et outil	62
IV.2.2. Les abréviation.....	68
IV.2.3. Partie Courbure	76
IV.3. Etude comparative	82
IV.3.1. Analyse de performance de PDM 01	82
IV.3.2. Analyse de performance de PDM 02	86

CONCLUSION

RECOMMENDATIONS

BIBLIOGRAPHIE

- Figure 1 : Eléments structuraux du bassin de Berkine.**
- Figure 2 : La situation géographique du bassin de Berkine.**
- Figure 3 : Carte de maturité de silurien.**
- Figure 4 : Piège et migration dans le bassin de Berkine.**
- Figure 5 : Bassin de Berkine, limites de l'extension des réservoirs et des roches mères.**
- Figure 6 : Résultats pétrolier dans le trias.**
- Figure 7 : Résultat pétrolier dans le dévonien inférieur et trias.**
- Figure 8 : Résultats pétrolier dans l'ordovicien.**
- Figure 9 : Carte de position du Puits RNZ 129.**
- Figure 10 : Position des puits adjacents.**
- Figure 11 : Coupe lithologique de puits RNZ 129.**
- Figure 12 : Appareil de forage en 1934.**
- Figure 13 : Schéma d'un puits d'interception.**
- Figure 14 : Schéma du sidetrack.**
- Figure 14 : Schéma descriptif de la raison géologique.**
- Figure 16 : Schéma descriptif de cas de position non pratique.**
- Figure 17 : Schéma lors d'une plateforme à production multiples.**
- Figure 18 : Schéma d'un Réentrée.**
- Figure 19 : Profil d'un puits horizontal.**
- Figure 20 : Direction de l'outil (Tool face).**
- Figure 21 : Schéma de puits multilatéraux.**
- Figure 22 : Schéma de Re-entrée.**
- Figure 23 : Principe de rotor et de stator.**
- Figure 24 : Classification des moteurs suivants les étages.**
- Figure 25 : Circulation de fluide de forage.**
- Figure 26 : Configuration de moteur de fond.**
- Figure 27 : Schéma des roulements.**
- Figure 28 : Joint de cadran.**
- Figure 29 : Une valve de détournement (by-pass).**
- Figure 30 : Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs de fond.**
- Figure 31 : Coude ajustable incorporé au moteur (en position débloquée).**
- Figure 32 : Différents types de stabilisateurs.**
- Figure 33 : Stabilisateurs "intégraux" à lames "ouvertes" & à lames "fermées".**

Figure 34 : Revêtements de surface les plus courants.

Figure 35 : Stabilisateurs à chemise.

Figure 36 : Stabilisateurs à chemise non rotative.

Figure 37 : Stabilisateurs à diamètre variable "Andergauge".

Figure 38 : Interférence Magnétique.

Figure 39 : Raccord Coudé d'orientation.

Figure 40 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant.

Figure 41: Whipstock.

Figure 42 : AutoTrak.

Figure 43 : Système intégré AutoTrak – LWD.

Figure 44:L'unité de Power Drive.

Figure 45 : Unit d'inclinaison.

Figure 46 et 47 : Unité de control.

Figure 48: Unité de Power Drive Xceed.

Figure 49 : Schéma descriptif de GeoPilot.

Figure 50 : GeoPilot.

Figure 51 : Coordonnées et schéma de puits RNZ 129.

Figure 52 :Moteur de fond $\frac{3}{4}$ ultraHS-HP.

Figure 53 : Graphes des performances.

Figure 54 : Representation de la vitesse et du torque en fonction de la difference de pression.

Figure 55 : Emplacement des différents stabilisateurs.

Figure 56 : Changement de torque et de la vitesse en fonction de configuration de moteur.

Figure 57 : Profile de puits RNZ#129.

Figure 58 : La méthode de trois points.

Figure 59 : Inclinaison de coude de moteur de fond.

Figure 60 : Exemple de la géométrie des trois points.

Figure 61 : Exemple de Daily Rapport de déviation.

Figure 62 : Avancement parcourue par le PDM01.

Figure 63 : ROP réalisé par le PDM01.

Figure 64 : RPM réalisé par PDM1.

Figure 65 : Poids sur l'outil pendant le fonctionnement de PDM01.

Figure 66 : Le pourcentage de forage par les deux modes avec le PDM01.

Figure 67 : Caractéristiques de la boue.

Figure 68 : Débit et pression utilisé.

Figure 69 : Nombres d'heures de fonctionnement de PDM 01.

Figure 70 : L'avancement réalisé par le PDM02.

Figure 71 : L'ROP réalisé par le PDM02.

Figure 72 : RPM réalisé par PDM02.

Figure 73 : Débit et la pression utilisée pour le PDM02.

Figure 74 : Poids sur l'outil utilisé sur le PDM02.

Figure 75 : Pourcentage de SLIDING / ROTARY Mode.

Figure 76 : Les caractéristiques de la Boue.

Figure 77 : L'heure de l'utilisation de PDM par jours.

Figure 78 : Le poids sur l'outil moyen (PDM1 et PDM2).

Figure 79 : Le pourcentage moyen du SLIDING (PDM1 et PDM2).

Tableau 1 : Les principaux réservoirs de bassin de berkine.

Tableau 2: Roche mère, roche couverture et type de piège dans le trias.

Tableau 3 : Roche mère, roche couverture et type de piège dans le carbonifère.

Tableau 4 : Roche mère, roche couverture et type de piège dans le siluro-dévonien.

Tableau 5 : Informations générales sur le puits RNZ 129.

Tableau 6 : Itinéraire d'accès au puits RNZ 129.

Tableau 7 : Progression de l'inclinaison.

Tableau 8 : Les phases de puits.

Tableau 9 : Caractéristiques de moteur 4^{3/4} Ultra HS-HP.

Tableau 10 : performances de moteur 4^{3/4} Ultra HS-HP.

Tableau11 : Caractéristiques de constructeur.

Tableau 12 : caractéristiques de moteur de fond.

Tableau 13 : Propriétés de moteur 4^{3/4} ultra HS – HP.

Tableau 14 : les abreviations.

Tableau 15 : Table des unités.

Tableau 16 : table des unités.

Tableau 17 : table des unités.

Tableau 18 : Les TFA en fonction de diamètre.

Tableau 19 : Capacité de moteur 4^{3/4} suivant le diamètre de trou.

Tableau 20 : Les valeurs de pression et de débit au PDM 2.

Tableau 21 : Le poids min et max applique sur PDM 1.

Tableau 22 : Le poids min et max applique sur PDM 2.

Tableau 23 : La densité et du pourcentage de mode sliding en fonction du temps.

Tableau 24 : Contenant le poids sur l'outil PDM2.

Tableau 25 : Contenant le poids sur l'outil PDM1.

Tableau 26: Comparaison entre le PDM1 et le PDM2.

Le forage horizontal s'est considérablement développé en tant que technique de forage et apport en équipements modernes. Aujourd'hui, le forage horizontal est sorti du stade de l'expérience et termine son apprentissage ; la technologie continue bien sûr d'évoluer et c'est dans la complétion des puits que les progrès les plus importants restent à faire. Cette dernière dépend de la qualité de la trajectoire qui, elle-même, dépend du choix des équipements adéquats et d'un suivi rigoureux. Les moteurs de fond (Turbines, PDM) sont d'une nécessité absolue pour l'amélioration des performances en matière d'avancement (ROP), qualité de trajectoire

L'évolution des PDM a été très accrue ces dernières années ce qui a mené à une moindre utilisation des turbines.

Le présent travail présente une étude sur les performances des PDM utilisés dans le forage dirigé des puits du bassin de BERKINE. Une étude particulière est portée sur le puits RNZ 129.

I.1. Introduction :

Le sub-bassin de Berkine est une vaste dépression intra-cratonique d'âge paléozoïque dont le socle se trouve à 6000m de profondeur, il occupe la partie Nord-Est du grand Erg oriental avec une superficie de 102,395 km² environ. Il est caractérisé par une épaisse couverture sédimentaire déposée au cours du Paléozoïque et du Mésozoïque. Le bassin est formé de deux domaines structuraux différents ; un domaine central fortement structuré et un domaine Ouest en monoclinal, faiblement structurée remontant progressivement vers le Nord-Ouest, dont l'érosion différentielle hercynienne a donné naissance à des biseaux sous discordance d'âge Dévonien, qui sont mal définis. Ce type de pièges pourra être des objectifs pétroliers capricieux à savoir le Gédinnien.

I.2. Présentation du champ de Berkine :

Le sub-bassin de Berkine est une vaste dépression intra-cratonique d'âge paléozoïque dont le socle se trouve à 6000m de profondeur, il occupe la partie Nord-Est du grand Erg oriental avec une superficie de 102,395 km² environ. Il est caractérisé par une épaisse couverture sédimentaire déposée au cours du

Paléozoïque et du Mésozoïque. Le bassin est formé de deux domaines structuraux différents ; un domaine central fortement structuré et un domaine Ouest en monoclinal, faiblement structurée remontant progressivement vers le Nord-Ouest, dont l'érosion différentielle hercynienne a donné naissance à des biseaux sous discordance d'âge Dévonien, qui sont mal définis. Ce type de pièges pourra être des objectifs pétroliers capricieux à savoir le Gédinnien.

Intra-cratonique, se situe dans la partie nord-est de la plateforme saharienne. D'une superficie globale de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. Il est essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières.

I.2.1. Dépression sud-est-triasique :

Elle se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Dorbane et à ses extensions vers le sud-ouest. Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est. Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS auxquels sont associés les principaux gisements et découvertes connus : Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, de gaz et condensat sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

I.2.2. Dépression de Dahar :

Il s'agit d'un vaste monoclinal mésozoïque à pendage NE se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'ouest de l'arche de la Djefara tunisienne. Il est limité au nord par le sillon de Melrhir et constitue les bordures nord du bassin de Berkine. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs triasiques, ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion hercynienne et taconique

importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NESO. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro- Ordovicien.

I.2.3. Dépression de Berkine :

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées

Par les érosions hercyniennes. Les pourtours du bassin stricto sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-Dévonien sous le Mésozoïque. Le bassin est limité à l'ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation est-ouest, qui le sépare du bassin d'Illizi. En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque.

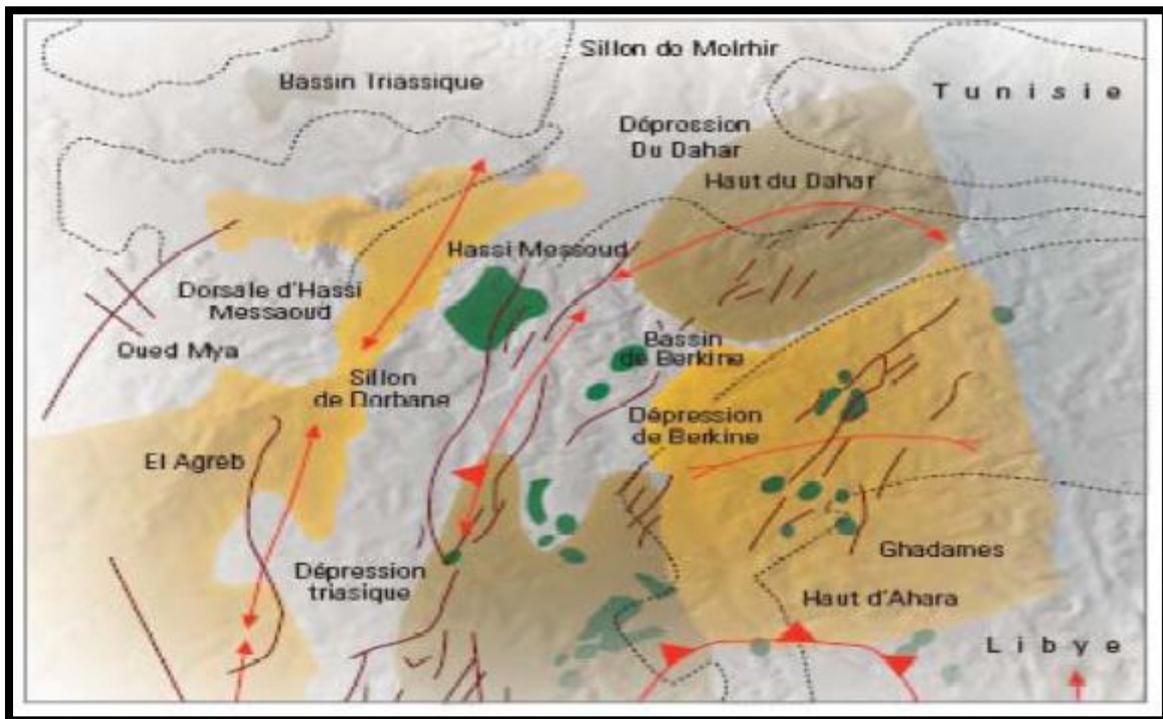


Figure 1 : Eléments structuraux du bassin de Berkine.

I.4.2. Réservoirs :

TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) :

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est

Constitué de séquences de chenaux fluviatiles et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère. Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss – Rhourde Chouff - Hassi Chergui Gassi Touil - Rhourde Adra - Brides.

Trias carbonaté-Trias intermédiaire :

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvatile se développant sur l'ensemble du bassin. Le TAGI présente deux séquences principales :
- Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléo-topographie post-hercynienne.
- Le TAGI moyen à supérieur où domine une «chenalisation» de type méandriforme à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrale et NE du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

Carbonifère :

D'âge strunien à viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

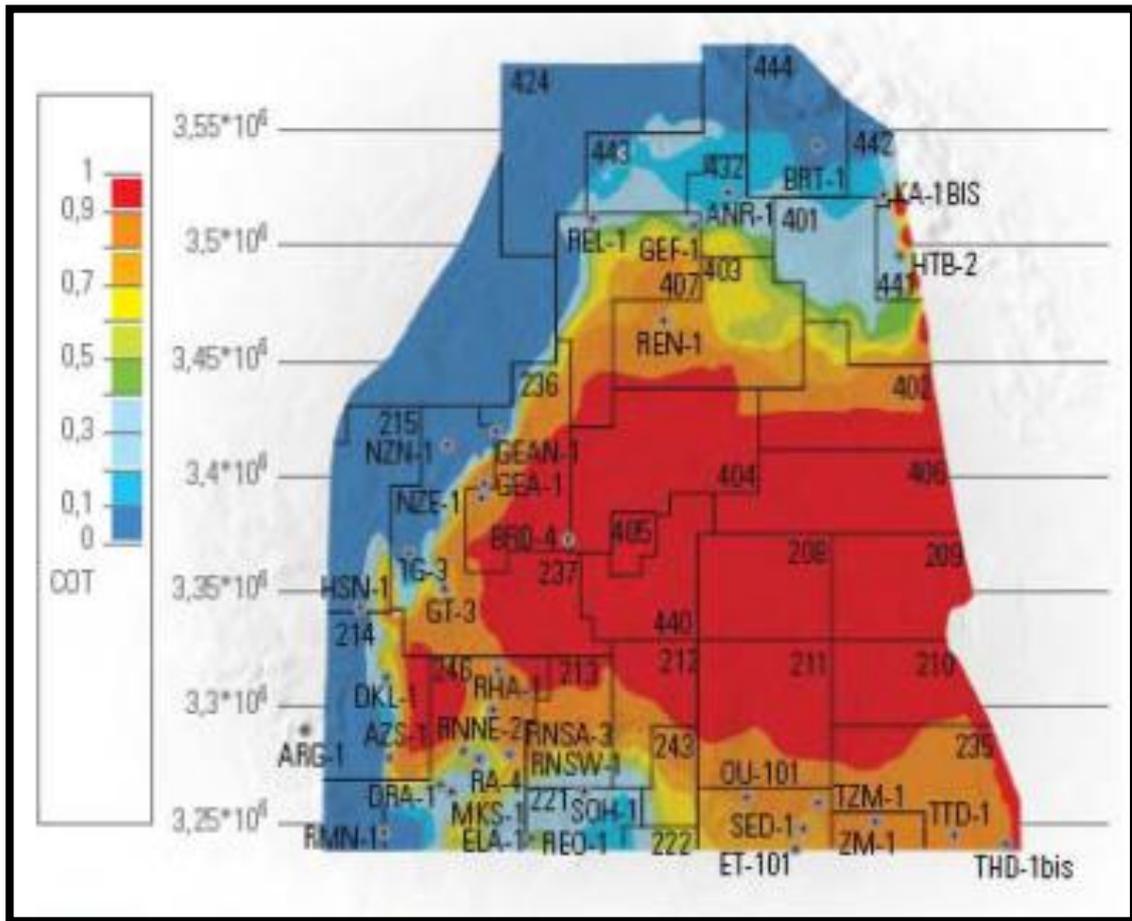


Figure 3 : Carte de maturité de silurien.

Dévonien inférieur :

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

Roche mère du bassin de BERKINE	Epaisseur moyenne	COT
Les argiles radioactives du su Silurien	30-40 m	3.5-17 %
Les argiles radioactives du Frasnien	10-30 m	2.5-6.6 %

Tableau 1 : Les principaux réservoirs de bassin de Berkine.

Ordovicien :

Les quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

Cambrien :

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les

Réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

Couvertures :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra formationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

Piège :

Les pièges sont de deux types :

Structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

Les plays (les plis) dans le bassin de Berkine sont au nombre de quatre plays : Trias, Carbonifère, Siluro-Dévonien et Cambro- Ordovicien.

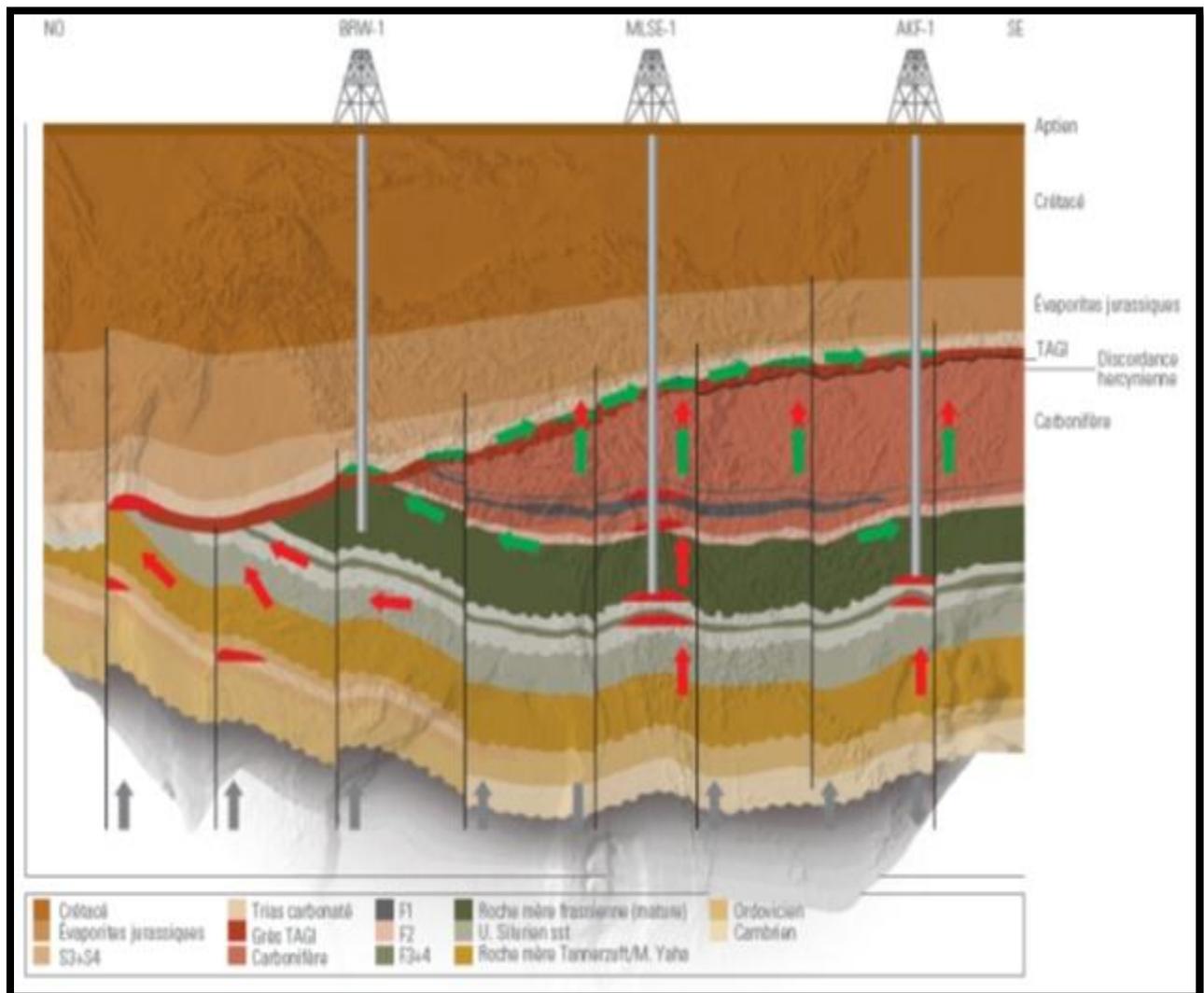


Figure 4 : Piège et migration dans le bassin de Berkine.

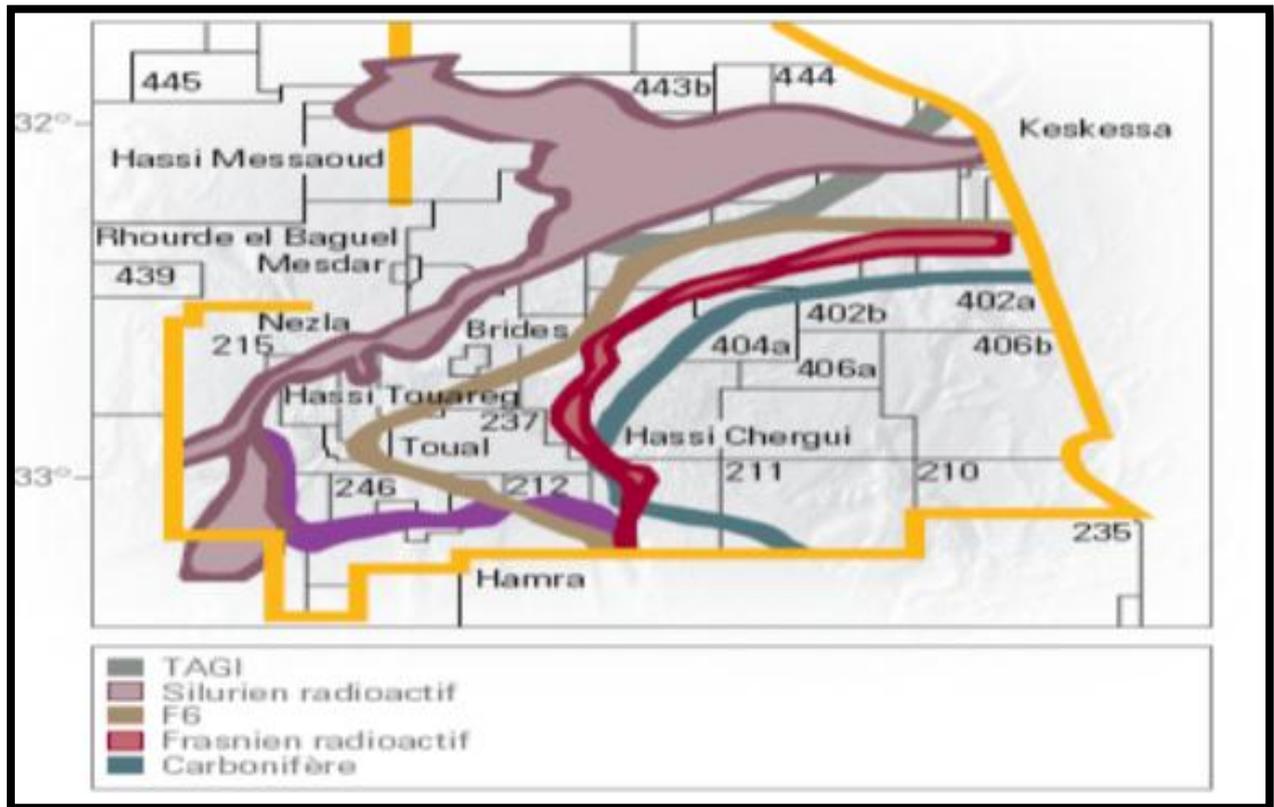


Figure 5 : Bassin de Berkine, limites de l’extension des réservoirs et des roches mères.

Play Trias :

Il y a trois réservoirs dans le play Trias:

- grès du Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), productif d’huile dans le gisement EMK ;
- grès du Trias carbonaté, productif d’huile à Rhourde En Nouss et Hassi Chergui ;
- grès du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), productif d’huile dans les gisements d’El Borma, Zemlet En Nouss, Keskessa, BRW, ROM, EME, HBN, HBNS, BKE, etc. et productif d’huile et de gaz dans les gisements RDB, RERN.

Roche mère	Silurien radioactif et Frasnien
Roche couverture	Argiles et évaporites Intra-Trias et Trias-Lias
Piège	De types structural, associe a des failles (structures anticlinales a fermeture contre faille), engendrent une juxtaposition des reservoirs avec les formations argileruses Trias-Lias

Tableau 2 : Roche mère, roche couverture et type de piège dans le trias.

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif et du Frasnien
Roche couverture	Argiles Intra-carbonifères
Piège	structural

Tableau 3 : Roche mère, roche couverture et type de piège dans le carbonifère.

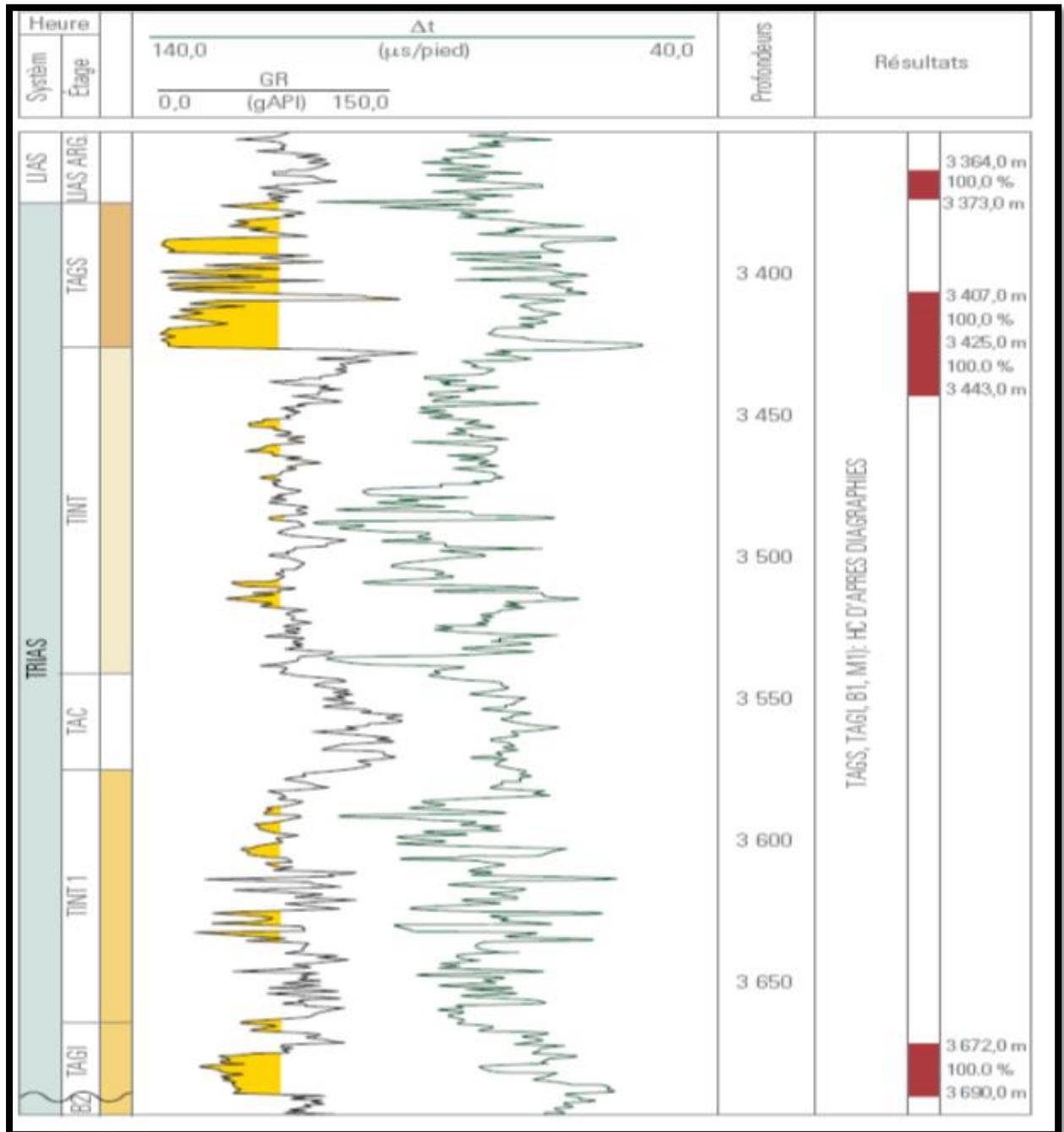


Figure 6 : Résultats pétrolier dans le trias.

Play Carbonifère :

Le réservoir du Carbonifère se présente sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond (Strunien). Les formations du Tournaisien-Viséen sont fluviodeltaïques. Les grès du Viséen sont productifs de gaz et de condensat à ORD-1. Les grès du Tournaisien sont productifs de gaz et condensat à Menzel Lejmat. Le réservoir présente des porosités de l'ordre de 20 % et une perméabilité de 86 mds à 600 mds (MLN-4). Le réservoir eifélien, rarement développé dans le bassin de Berkine, se manifeste par une séquence présente localement dans la région d'El Merk et produit du gaz sec à EME-1.

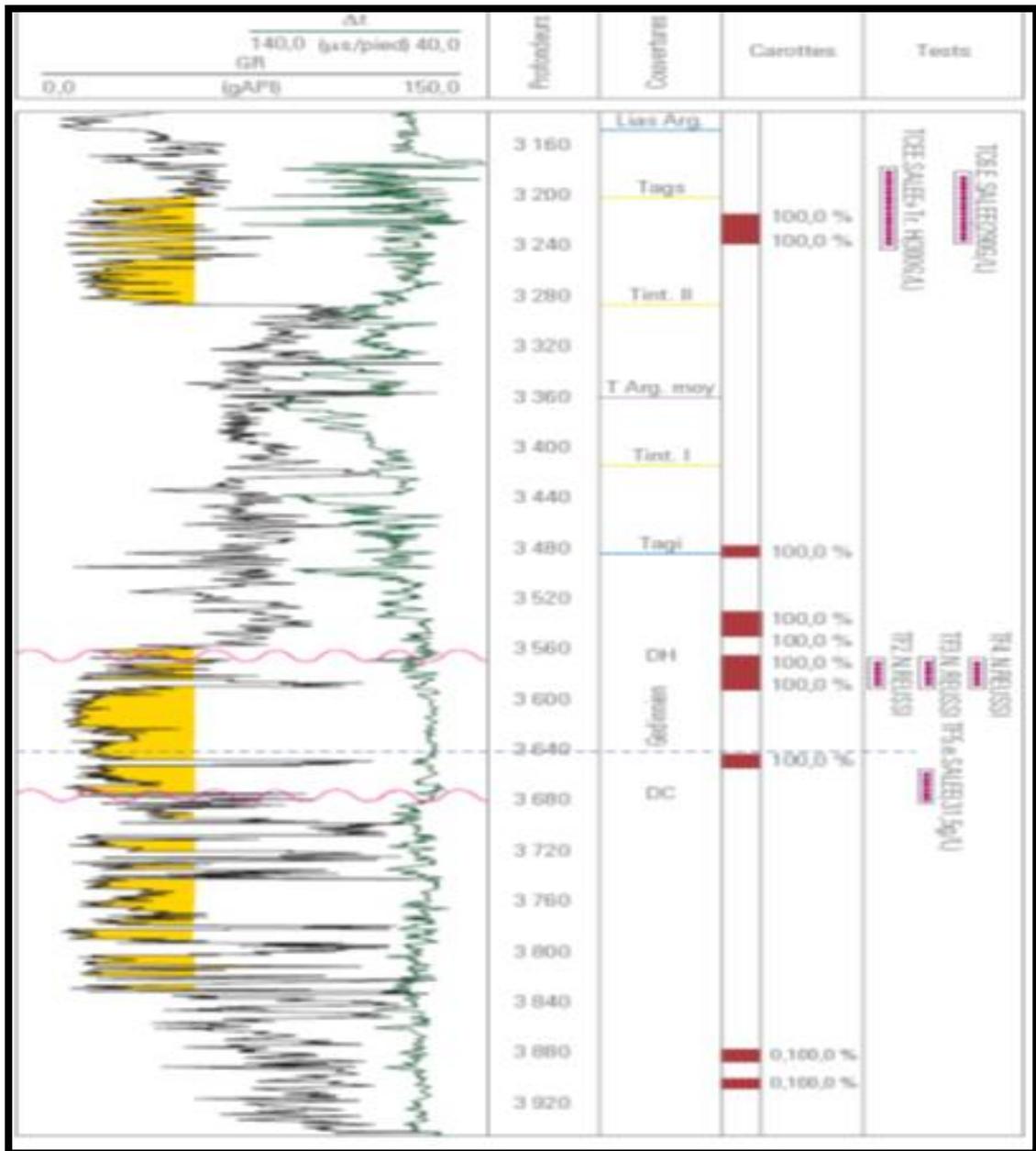


Figure 7 : Résultat pétrolier dans le dévonien inférieur et trias.

Roche mère	Argiles du Silurien
Roche couverture	Argiles de L'intra-Dévonien
Piège	De type mixte, structural et stratigraphique les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales

Tableau 4 : Roche mère, roche couverture et type de piège dans le siluro-dévonien.

Play Siluro-Dévonien :

Réservoirs :

- Les réservoirs du Dévonien inférieur sont reconnus à gaz sur MLSE-1,3 et MLE. Les grès du Dévonien inférieur sont d'origine fluviatile.
- Les réservoirs du Silurien argiligréseux (unités M, A et B) sont productifs d'huile et de gaz à Rhourde En Nouss et Rhourde Adra.
- Les grès de l'Emsien-Siegenien sont productifs à BBK, BRW, ROM et ZEA.
- Les grès du Gedinnien (Tadrart) sont des grès massifs de type continental. Des quantités appréciables d'hydrocarbures ont été mises en évidence à BRN, BRSW, ZEK.
- Strunien : ce réservoir est productif dans les bordures ouest et centrales de Berkine à EME, EMK, EMN.

Play Cambro-Ordovicien :

Les quartzites de Hamra constituent un réservoir homogène massif, compact, fissuré, à très faible porosité matricielle, qui est de l'ordre de 4 à 5 %. La fissuration est importante et joue un rôle en favorisant la perméabilité qui est de 50 à 100 mds dans la structure de Hassi Larroque. Plusieurs

Découvertes ont été faites dans ces réservoirs, à Brides (gaz), Nezla, Meksem, Rhourde Adra Sud et Gassi El Adem (gaz et huile).

Les grès quartzitiques du Cambrien ont généralement des caractéristiques pétrophysiques médiocres. Les valeurs de porosités sur carottes sont faibles (5,0 à 6,0 %), et les perméabilités varient de 0,01 à 0,16 mD. Le système de fracturation est conditionné par la tectonique de transpression et joue un rôle prépondérant sur l'intérêt pétrolier.

La diagenèse très poussée, provoquée par la compaction, et la pression de dissolution, a souvent abouti à la quartzification des sédiments. Les principaux résultats pétroliers positifs ont été rencontrés à Damrane (gisement à huile). Les autres forages qui ont rencontré le Cambrien se sont révélés aquifères ou secs.

I.5. Résultats et perspectives :

Le bassin de Berkine est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. L'effort d'exploration dans ce bassin a connu un grand essor. L'activité sismique et forage a été intense.

- De 1986 à 2004 : environ 43 097 km de sismique 2D ont été acquis.
- De 1995 à 2004 : environ 8 119 km² de sismique 3D ont été acquis.
- De 1985 à 2004 : environ 215 forages ont été réalisés.

Il est certain que le potentiel en hydrocarbures en dehors des zones de développement et de production en cours reste important.

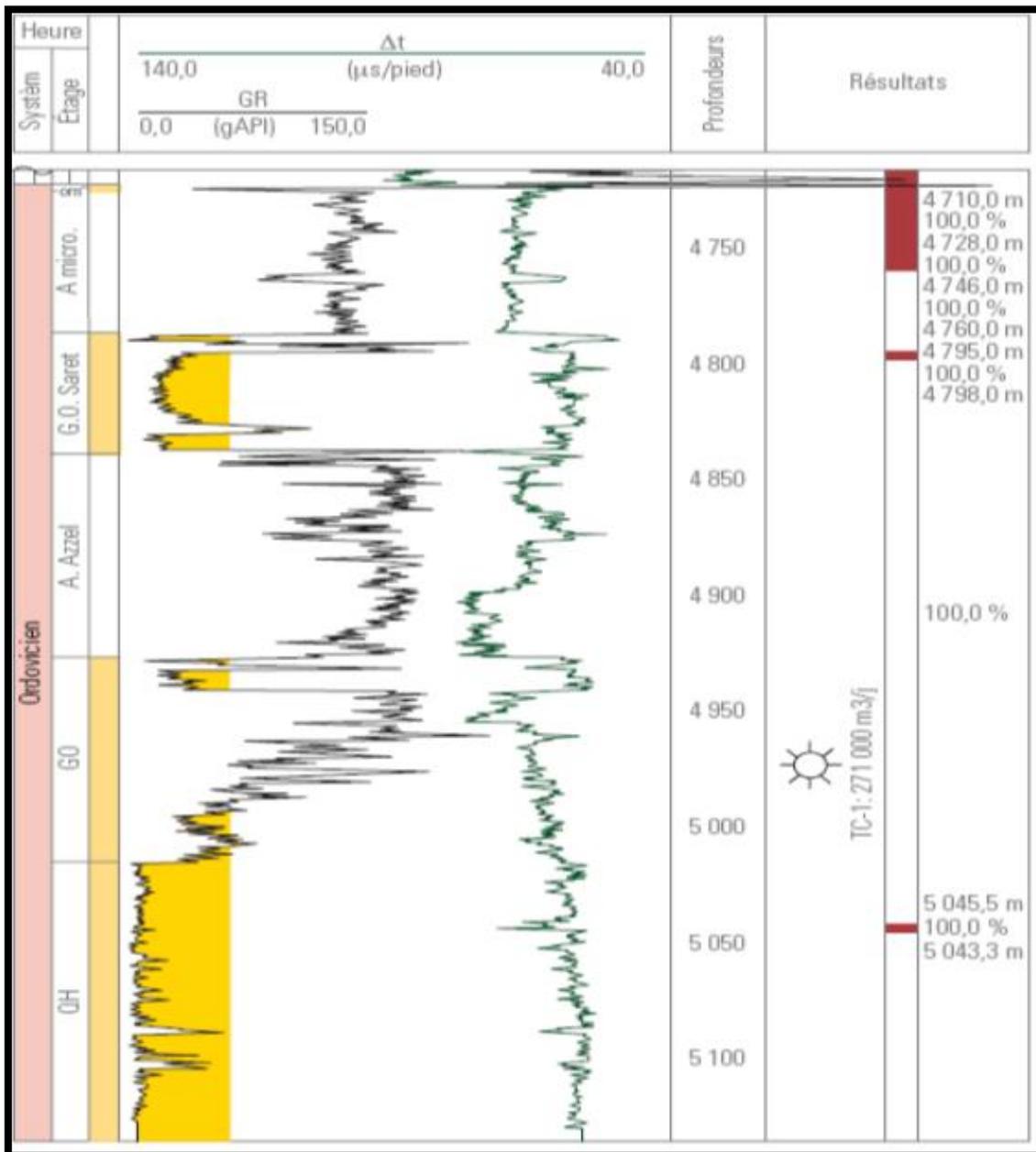


Figure 8 : Résultats pétrolier dans l'ordovicien.

I.6. Localisation du puits RNZ 129:

Le puits RNZ 129, l'objet de notre étude, est situé au bassin de berkine .

Les coordonnées LSA (Lambert Sud Algérie) de la plate forme sont les suivantes :

Nom du puits	RNZ 129
La classe de puits	Puits de developement
Type de puits	Devie
Duree de forage	180 jours
Operateur	SONATRACH
Contracteur	ENAFOR
Nom de l'appareil	ENAFOR15
Profondeur	4200 m MD / 3672 m TVD
Objectif	Gres de OUAGLA et Quartzites Hamra
Coordonnees (UTM)	X :281 718,793m Y :3 284 106,195m Z :270 360m
Source d'eau	Transport d'eau par camion a la base

Tableau 5 : Informations générales sur le puits RNZ 129.

I.7. Route d'accès :

La route prise pour attendre le puits RNZ 129.

Itineraire	Goudron	Piste A	Piste B	Piste C	Total
Hassi-Messoud → Embr. R.Nous	227				227
Embr. R.Nous → B.Vie SH-DP /RN	33				33
B.Vie SH-DP /RN → Embr. R.N-124	8.7				8.7
Embr. R.N-124 → Embr. RNZ129	0.4				0.4
Embr. RNZ129 → vers RNZ129				0.2	0.2
Total (Km)	269.1			0.2	269.3

Tableau 6 : Itinéraire d'accès au puits RNZ 129.

I.8. Situation du puits RNZ 129:

La situation de puits RNZ 129 dans la carte et son emplacement parmi les champs de puits .

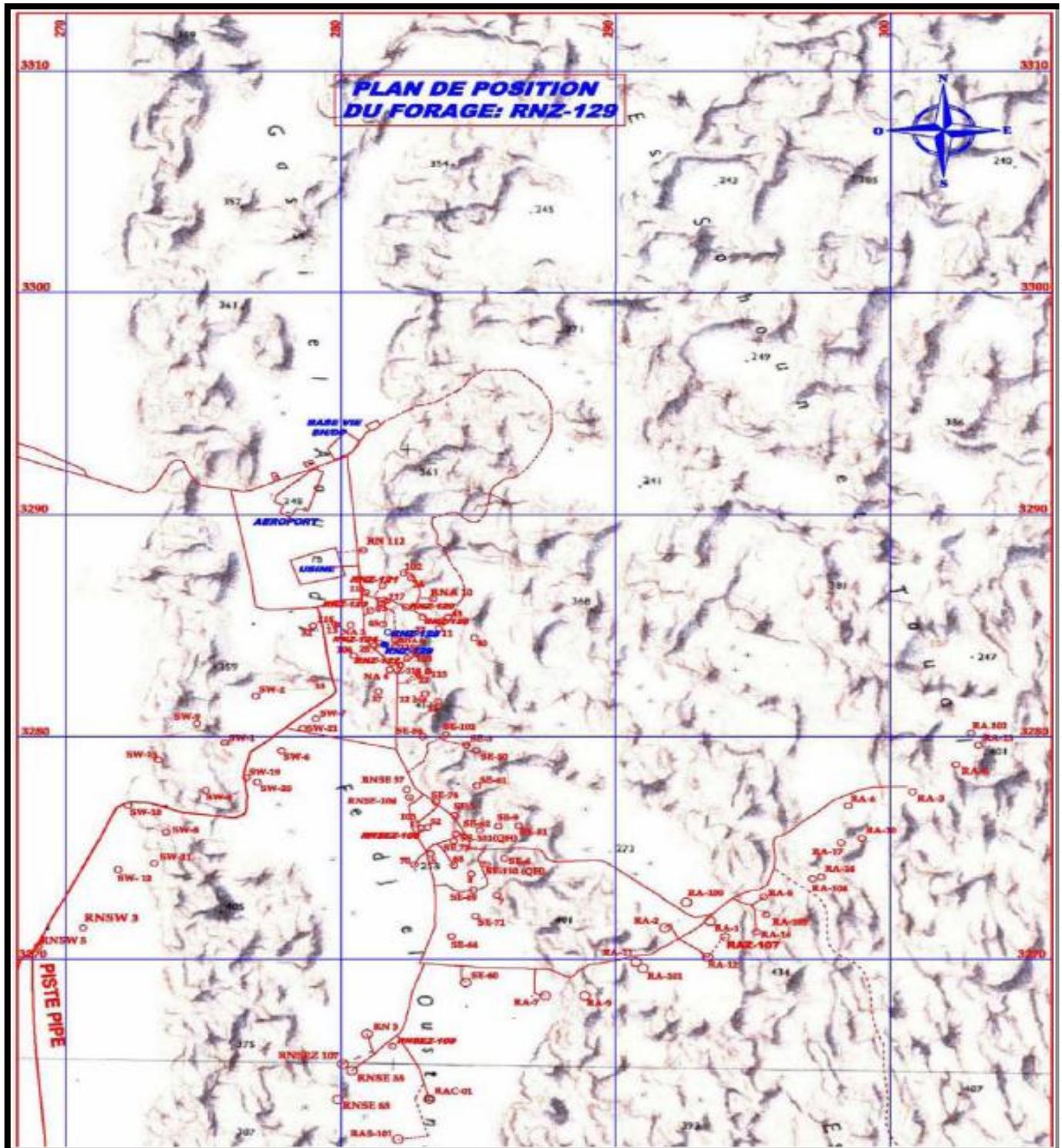


Figure 9 : Carte de position du Puits RNZ 129.

I.9. Les puits adjacents :

Les puits qui sont à cotes de puits RNZ 129 dont on peut avoir des informations sur la région ainsi la géologie et le type de problèmes qu'on peut avoir pendant le forage.

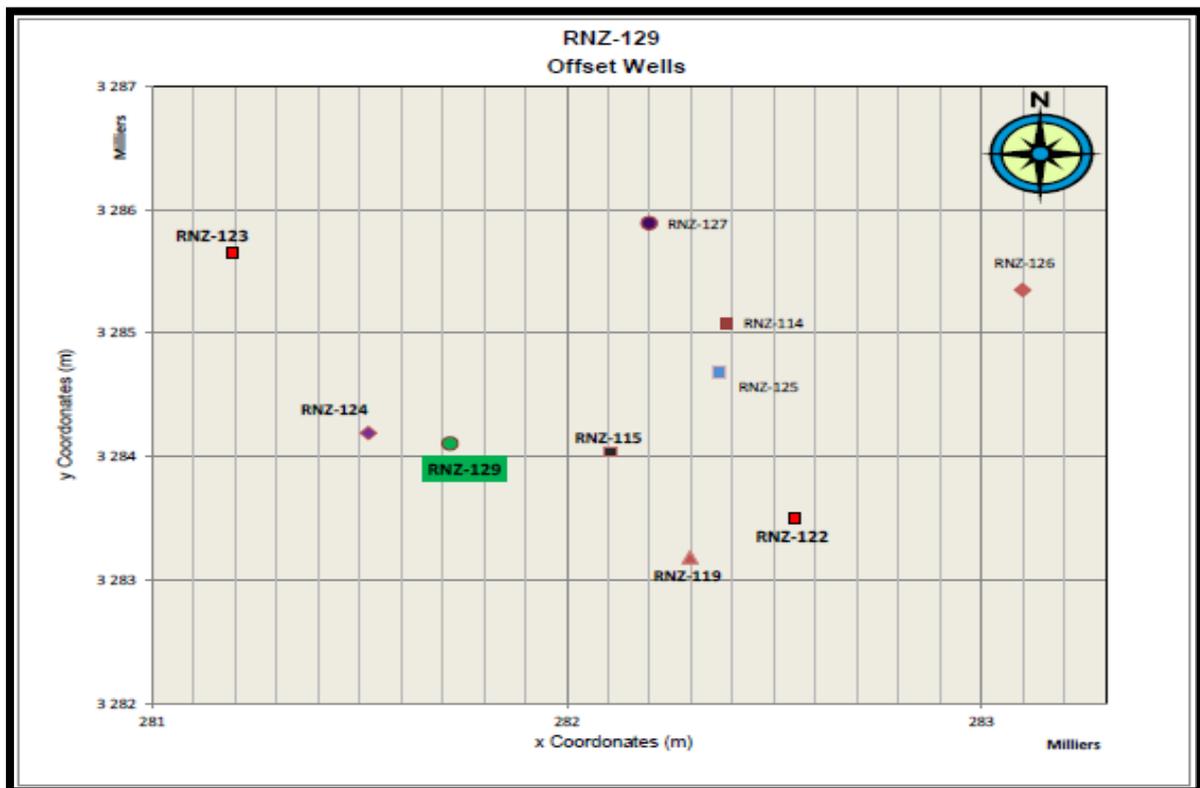


Figure 10 : Position des puits adjacents.

I.10. But de l'opération:

Le sondage est la réalisation de puits RNZ129, puits de développement a la région de Rhoudre Nouss Horizontal par l'appareil ENAFOR « Rig15 », pour atteindre le 'Ouargla Sandstone' et 'Hamra Quartzites'

Dans cette phase on est arrivé à observer le montage de du moteur de fond qui est assure par l'entreprise BAKER HUGS dont ils vont assurer la partie déviée du forage sur une longueur de 1360m arrivant jusqu'à une inclinaison de 65 degré a une longueur totale de 4200m a une profondeur de 3672m

Par la suite on va présenter la fiche technique de moteur ainsi que le programme détaillés e cette phase de cote BHA, boue, tubage, paramètres de forage ...

Cette phase sera forée jusqu'à réservoir ordovicien, grès de Ouargla, quartzite hamra a une profondeur de 3672m sur une longueur de 4200m

Elle sera forer avec un outil a diamant imprègne et un moteur de fond high speed avec l'outil de emmurement pendant e forage MWD de GR elle sera faite en quatre phase comme suit :

	De (MD – TVD)	A (MD – TVD)	Inclinaison
Build up (augmenter en inclinaison)	3244-3211m	3440-3336.2m	40.4° à 60°
Hold (garder la même inclinaison)	3440-336.2m	3600-3416m	60°
Build up	3600-3416m	3650-3439.3m	60° à 65°
Hold	3650-3439.3	4200-3671m	65°

Tableau 7 : Progression de l'inclinaison.

I.11. Description de la série sédimentaire :

Les ères traversées par le forage du puits **RNZ_129** sont : le Cénozoïque, le Mésozoïque et le Paléozoïque

I.11.1 Le Cénozoïque :

A. Tertiaire :

Mio-Pliocène en surface : De la surface à 341 m

La partie sommitale est essentiellement du Sable transparent, à translucide, jaunâtre, parfois blanc, fin à moyen, parfois grossier, rarement très grossier, arrondi à subarrondi, mal classé.

La partie du milieu et basale sont composées par la prédominance du Sable transparent, à translucide, blanc et jaune, fin à moyen, parfois grossier, rarement très grossier, arrondi à subarrondi, mal classé avec passées des petits banc de d'Argile sableuse beige à gris blanc rarement noirâtre et rouge brique a la base, tendre à plastique et de Calcaire blanc à blanc beige, microcristallin, dur à moyennement dur.

I.11.2 Le Mésozoïque :

A. Crétacé :

Sénonien Carbonaté @ 341 m : De 341 à 472 m = 131 m

Essentiellement composé de Calcaire dolomitique: gris blanc à blanc laiteux, microcristallin, tendre, plastique, marneux, parfois dur, localement très dur. Présence des niveaux à la partie sommitale de Sable: jaunâtre, rarement translucide, moyen à grossier, arrondi à subarrondi avec des niveaux à la partie basale d'Argile carbonaté rouge brique, noire, localement beige, tendre a pâteuse.

B. Crétacé :

Sénonien Carbonaté @ 341 m : De 341 à 472 m = 131 m

Essentiellement composé de Calcaire dolomitique: gris blanc à blanc laiteux, microcristallin, tendre, plastique, marneux, parfois dur, localement très dur. Présence des niveaux à la partie sommitale de Sable: jaunâtre, rarement translucide, moyen à grossier, arrondi à subarrondi avec des niveaux à la partie basale d'Argile carbonaté rouge brique, noire, localement beige, tendre a pâteuse.

Sénonien Lagunaire @ 472 m : De 472 à 650 m = 178 m

La partie sommitale est marquée par la prédominance de Calcaire dolomitique blanc beige à jaunâtre, rarement gris, microcristallin, moyennement dur avec quelques passées de petit bancs intercalés d'Anhydrite beige à blanc beige, microcristalline, pulvérulente et d'Argile grise à gris foncé, localement beige, tendre à indurée, dolomitique.

La partie du milieu et basale sont composées par la prédominance d'Anhydrite beige à blanc beige, microcristalline, pulvérulente avec quelques passées de petit bancs intercalés d'Argile grise à gris foncé, localement beige, tendre à indurée, dolomitique et de Calcaire dolomitique blanc beige, microcristallin, moyennement dur.

Sénonien Salifère @ 650 m : De 650 à 703 m = 53 m.

La partie sommitale est essentiellement composée d'Argile grise à gris verte, légèrement pâteuse, par endroit, tendre à rarement Induré et de bancs d'Anhydrite beige à blanc beige, microcristalline, pulvérulente.

La partie basale est composée avec prédominance de Calcaire gris à gris blanc, microcristallin, localement dolomitique, moyennement dur et d'intercalations d'Argile grise à gris verte, parfois rouge brique, légèrement pâteuse, par endroit, tendre à rarement induré.

Turonien @ 703 m : De 703 à 801 m = 98 m.

La partie sommitale et milieu est essentiellement composée de Marne grise à gris foncée, verdâtre, tendre à plastique avec des intercalations des bancs de Calcaire dolomitique beige à blanc beige, parfois gris, microcristallin, moyennement dur.

La partie basale est composée d'Argile grise, parfois brun rouge, tendre à pâteuse avec intercalations de petit bancs de Calcaire dolomitique beige à blanc beige, parfois gris, microcristallin, moyennement dur.

Cénomaniens @ 801 m : De 801 à 925 m = 1072 m.

Intercalations des niveaux d'Anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure avec des bancs d'Argile brun rouge à gris noir, moyennement indurée, pâteuse, légèrement dolomitique.

Albien @ 925 m : De 925 à 1072m = 147 m.

Essentiellement composé de Sable blanc transparent à translucide, fin à moyen, subarrondi, moyennement dur avec des petites intercalations d'Argile brun rouge à gris-noire, tendre.

Néocomien @ 1072 m : De 1072 à 1203 m = 131 m.

La partie sommitale est essentiellement composée d'un banc d'Argile rouge brique et gris-vert, parfois verdâtre, tendre à indurée. Au milieu un grand banc de Grès blanc, transparent à translucide, fin, arrondi à subarrondi, friable avec des passées d'Argile brun rouge, indurée.

La partie basale se compose essentiellement d'Argile grise, vert, brun rouge avec passées de Grès gris-blanc, gris-vert, très fin à fin, argileux, friable localement siliceux, dur.

C. Jurassique:

Malm @ 1203 m : De 1203 à 1310 m = 107 m.

Prédominance de Grès blanc, transparent à translucide, argileux, fin à moyen, mal classé, friable à mal consolidé avec des intercalations des bancs d'Argile grise à gris verdâtre, localement brun rouge, tendre à indurée.

Dogger Argileux @ 1310 m : De 1310 à 1363 m = 53 m.

Prédominance d'Argile grise à gris verdâtre, brun rouge, indurée avec Intercalations des Grès blanc à beige, blanchâtre, silico-argileux, fin à moyennement grossier, mal classé, friable. Présence des bancs de Silt gris à gris blanc, fin à très fin, friable à la partie basale.

Dogger Lagunaire @ 1363 m : De 1363 à 1547 m = 184 m.

Composé essentiellement Grès blanc, gris claire, fin à moyen, friable avec Intercalations d'Argile brun rouge parfois grise, indurée.

Lias Argileux dolomitique @ 1547 m : De 1547 à 1671 m = 124 m

Prédominance d'Argile : brun chocolat, rarement grise à gris foncé, silte sableuse, tendre à indurée avec Intercalations de Grès blanc à gris blanc, fin à moyen, friable, siliceux et Silt gris à gris blanc, fin à très fin, friable.

Lias _ Niveau H @ 1671 m : De 1671 à 1680 m = 9 m

C'est un niveau composé essentiellement d'Anhydrite: grise à gris blanc, pulvérulente, friable. Présence d'un banc au milieu du banc d'Anhydrite très mince d'Argile Silteuse: grise à gris verdâtre, moyennement dure, à indurée.

Lias L S1 @ 1680 m : De 1680 à 1707 m = 27 m

C'est un niveau Argileux composé d'Argile: brun rouge, gris vert, pâteuse Sableuse, tendre à indurée. Et passées d'Anhydrite grise à gris blanc, pulvérulente. Présence de Grès : blanc fin à très fin, friable, à ciment argileux.

Lias Horizon "B" @ 1707 m : De 1707 à 1723 m = 16 m

Prédominance D'Argile : rouge brique, chocolat, brun rouge, tendre à indurée, légèrement Carbonatée, avec intercalation des bancs Carbonatées : Calcaire dolomitique gris blanc à gris clair, beige, cryptocristallin, moyennement dur. Et Marne grise à gris clair, tendre à plastique.

Lias Salifère @ 1723 m : De 1723 à 1932 m = 209 m

Dominance du Sel : blanc, rosâtre par endroit, transparent à translucide, très dur. Et rares passées D'Argile rouge brique, marron foncé, brun rouge, tendre à indurée.

Lias Argileux @ 1932 m : De 1932 à 1986 m = 54 m

C'est un niveau argileux proprement dite, composé d'Argile : rouge brique, brun rouge, parfois gris verdâtre, tendre à indurée.

D. Trias:

Trias Argileux Gréseux @ 1986m : De 1986 à 2126 m = 140m

Intercalations des niveaux Argileux et des bancs Gréseux et présence de fin passées Silteuse, globalement dominance de Grès : gris verdâtre, fin à moyen, anguleux a sub anguleux, sub arrondis, a ciment argileux a silico-argileux, moyennement dur. et fin passées de Silt : gris blanc à gris sombre, parfois gris vert, tendre rarement pulvérulent. Et Argile : rouge brique, brun foncé, tendre à indurée.

Trias Intermédiaire II @ 2126 m : De 2126 à 2193 m = 67m

Dominance d'Argile globalement avec intercalations des bancs et des passées Gréseux. Argile: brun rouge à brun chocolat, rouge brique, parfois verte à gris vert. Et Grès: gris, fin à très fin, ciment argileux, friable. Présence de Silt : blanc, vert pâle.

Trias argileux moyen @ 2193 m : De 2193 à 2220 m = 27m

C'est un niveau argileux on note la présence du fin passées de Silt et la rare présence de Grès

Argile: brun rouge à brun chocolat, rouge brique, marron, feuilletée, tendre à indurée, et passées de de Silt : blanc, vert pâle et Grès: gris, fin a très fin, ciment argileux, friable.

Trias Intermédiaire I @ 2220 m : De 2220 à 2280 m = 60 m

Ensemble Gréseux avec intercalations des niveaux Argileuse. On note la présence important des bancs Silteuse.

Grès : gris blanc à gris noir, fin à moyen, arrondi à sub arrondi, bien classé, à ciment Argileux à Silico-argileux, bitumineux, friable. et passées d'Argile : rouge brique, brun chocolat, feuilletée, tendre à indurée.

Silt : blanc, gris blanchâtre, vert pâle, friable.

Trias Argileux Gréseux inférieur @ 2280 m : De 2280 à 22320m = 40 m

Ensemble Gréseux avec intercalation des fines passées Argileuse.

Argile: brun rouge, rouge brique, marron, feuilletée, Silteuse, tendre à indurée.

Grès : gris blanchâtre à gris sombre parfois beige, fin à moyen, arrondis à sub arrondis, bien classé, à ciment Argileuse à Silico -argileux.

I.11.4 Le Paléozoïque :

A. Silurien:

Silurien B1 @ 2320 m : De 2320 à 2377 m = 57m

Argile grise verdâtre, brun à brun rouge silteuse moyennement indurée à indurée.

Grès: gris, vert fin à moyen, friable à moyennement dur à dur

Silurien A2 @ 2377 m : De 2377 à 2940 m = 113 m

Grès blanc translucide, quartzitique. Argile gris, parfois brun rouge, verdâtre

Silurien A1 @ 2490 m : De 2490 à 2510 m = 20 m

Ensemble Gréseux avec intercalation des fines passées Argileuse.

Grès: blanc à blanc beige, fin à moyen, anguleux à sub anguleux, Quartzitique compact dur, et Silico-argileux par endroit friable.

Argile: gris verdâtre, feuilletée, Silteuse, tendre à moyennement indurée.

Silurien M2 @ 2510 m : De 2510 à 2593 m = 83 m

Argile: grise, beige parfois feuilletée, silteuse, moyennement indurée,

Silurien M1 @ 2593 m : De 2593 à 2630 m = 37 m

Argile: grise, beige parfois feuilletée, Silteuse, moyennement indurée,

Grès: blanc à blanc beige, moyen, transparent à translucide, Quartzitique très dur.

Silurien Argileux @ 2630 m : De 2630 à 2922 m = 292 m

Argile: grise, gris foncée, fortement Silteuse, moyennement indurée, feuilletée.

Grès: blanc, Quartzitique, fin à moyen à très fin, transparent à translucide, très dur.

Silt blanc, gris clair à beige, très fin.

B. Ordovicien:

Dalle M'Krata @ 2922 m : De 2922 à 2928 m = 56 m

Grés blanc, gris, transparent, quartzitique, subarrondi, très fin, dur

Argile: grise, gris foncée, fortement silteuse, moyennement indurée, feuilletée.

Argile Micro Conglomératiques @ 2928 m : De 2928 à 3033 m = 105 m

Argile: gris foncée à noire, indurées, fortement silteuse, dure.

Grès D'Oued Saret @ 3033 m : De 3033 à 3170 m = 137 m

Dolomie Calcaire beige, blanc, parfois transparent moyennement dure à dure.

Grès gris blanc à gris beige, fin à moyen, translucide, moyennement dur.

Argile: gris foncée à gris noire, tendre à plastique, silteuse.

Argile D'Azzel @ 3170 m : De 3170 à 3288 m = 118 m

Argile gris noire, pâteuse, silteuse, moyennement dure.

Passé de Grès gris clair à gris noir, quartzitique, siliceux, dur.

Argile noire, pâteuse, indurée, silteuse, feuilletée.

Grès D'Ouargla @ 3288 m : De 3288 m = 176 m

Grès blanc gris foncé, translucide, fin à moyen, sub arrondi, siliceux, quartzitique, compacte et dur.

Argile gris noir à noire, silteuse, indurée.

Quartzites De Hamra @ 3760 m : De 3760 à 4322 m = 562 m

Grès quartzitique gris, blanc, translucide à transparent, très fin à fin, subanguleux à subarrondi, moyennement classé, compact à très dur, à ciment siliceux à silico quartzitique. Argile silteuse, noire, indurée.

Géologie de bassin de Berkine

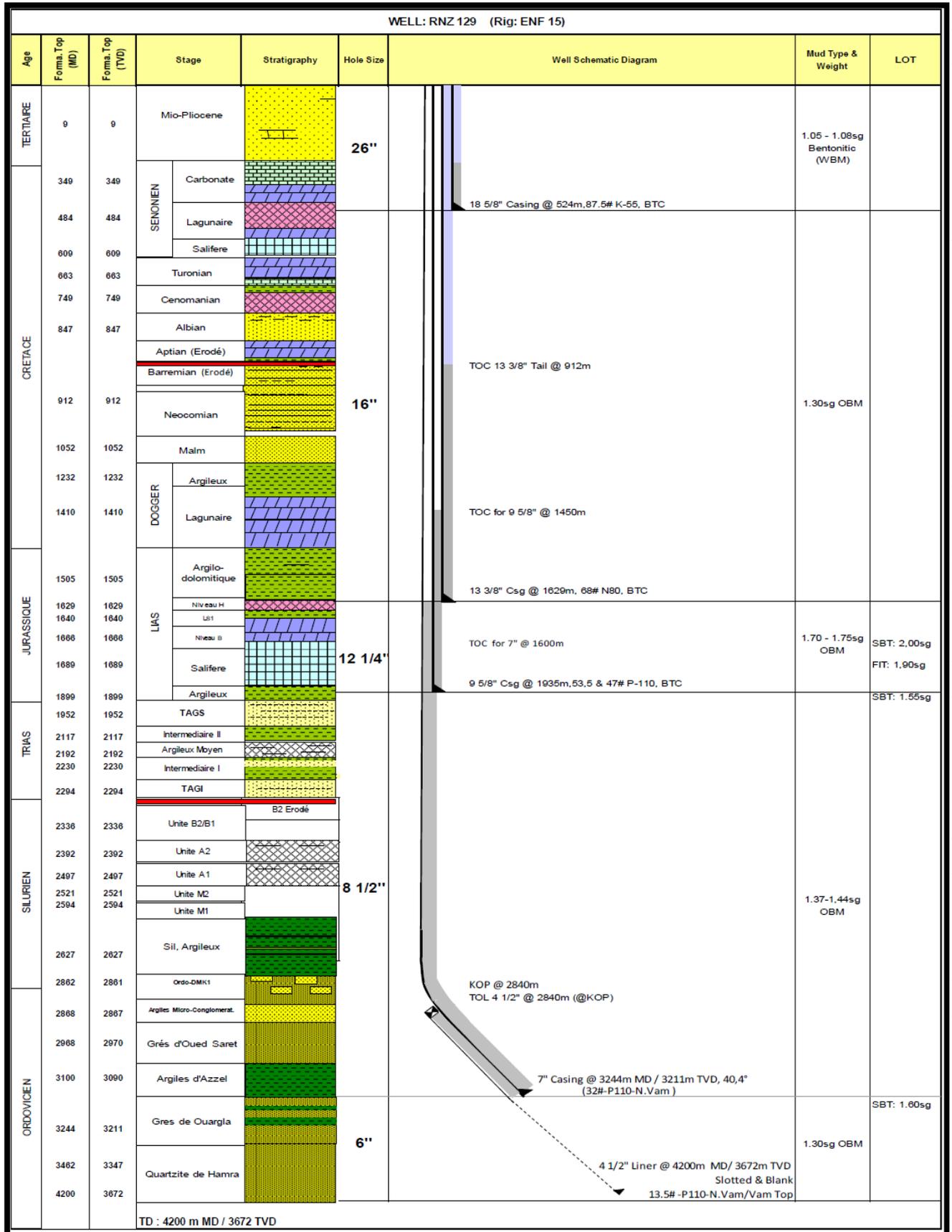


Figure 11 : Coupe lithologique de puits RNZ 129.

II.1. Introduction au forage dirigé :

Le forage directionnel est devenu un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Le facteur économique a dicté la nécessité du forage directionnel.

Probablement l'aspect le plus important de forage directionnel est qu'il permet aux producteurs, partout dans le monde, de développer des réserves qui ne pourraient jamais être économiquement atteintes de n'importe quelle autre façon

II.2. Définition du forage directionnel :

Le forage directionnel est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible, tous les deux définis avec un système de coordonnées préétablie

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans l'espace (surface) à un autre point dans l'espace (la cible)

II.3. Développement historique du forage directionnel :

Le forage directionnel a été au commencement employé comme opération réparatrice, pour un sidetrack autour d'un poisson, correction de la verticalité d'un puits, ou pour contrôle des éruptions. L'intérêt pour le forage directionnel a commencé en 1929 après le développement des outils de mesure dans le champ de seminole, l'Oklahoma, Etats-Unis.

En 1930, le premier puits directionnel a été foré à Huntington Beach, Californie, Etats-Unis. Le puits a été foré d'un endroit terrestre vers offshore. Le forage directionnel avait reçu une publicité plutôt défavorable jusqu'à ce qu'il ait été employé en 1934 pour contrôle d'un puits en éruption près de Conroe, Texas, Etats-Unis.



Figure 12 : Appareil de forage en 1934.

II.4. Applications du forage dirigé :

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

- Puits d'interception (Relief Well)
- Forage latéral (Side-track)
- Forages dirigés pour raisons géologiques
- Forage de drainage
- Emplacements de surface impraticables
- Plates-formes de production à puits multiples
- Puits multilatéraux

II.4.1. Puits pour control de la verticalité :

L'une des premières applications du forage dirigé est la correction d'un puits serpenté (crookedhole)

II.4. 2. Puits d'interception (Relief Well) :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption Incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934)

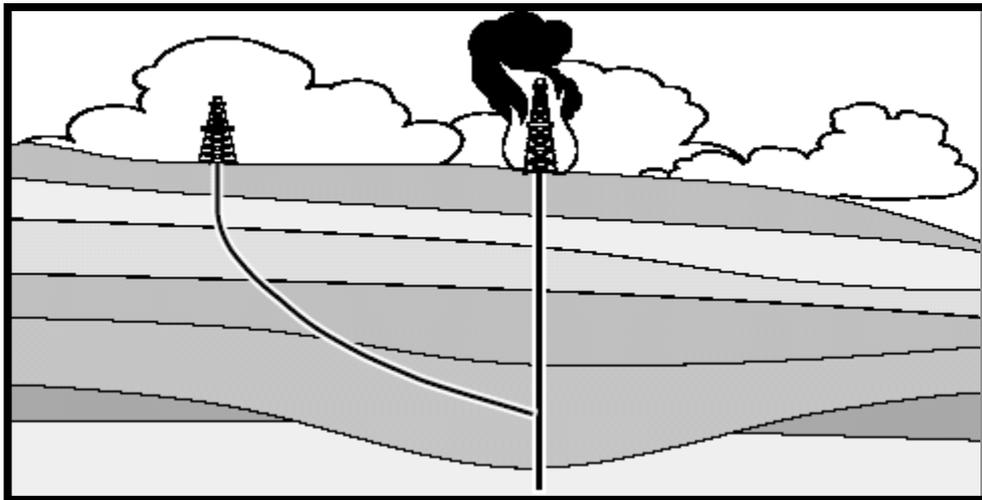


Figure 13 : Schéma d'un puits d'interception.

II.4.3. Puits latéral (Side-track) :

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, pour des raisons techniques, ou géologiques, par exemple:

- A la suite d'opérations de repêchage infructueuses
- Cas d'extrême dog-leg
- Cas de rupture de casing
- Cas de rencontre d'une faille imprévue

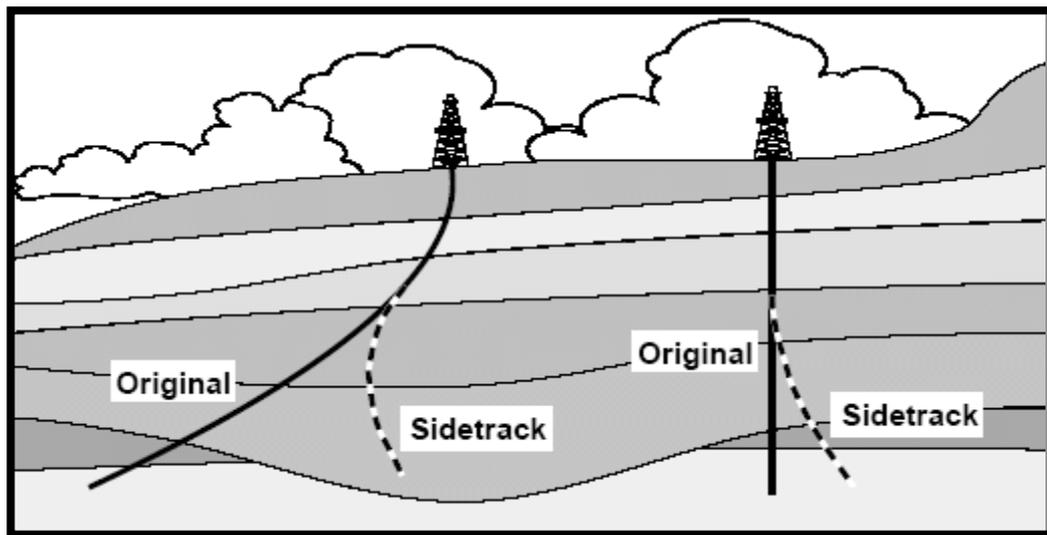


Figure 14 : Schéma du sidetrack.

II.4.4. Forages dirigés pour raisons géologiques :

- Forage à travers une faille pour améliorer le contrôle de déviation ou la Production.
- Forage destiné à contourner un dôme de sel.

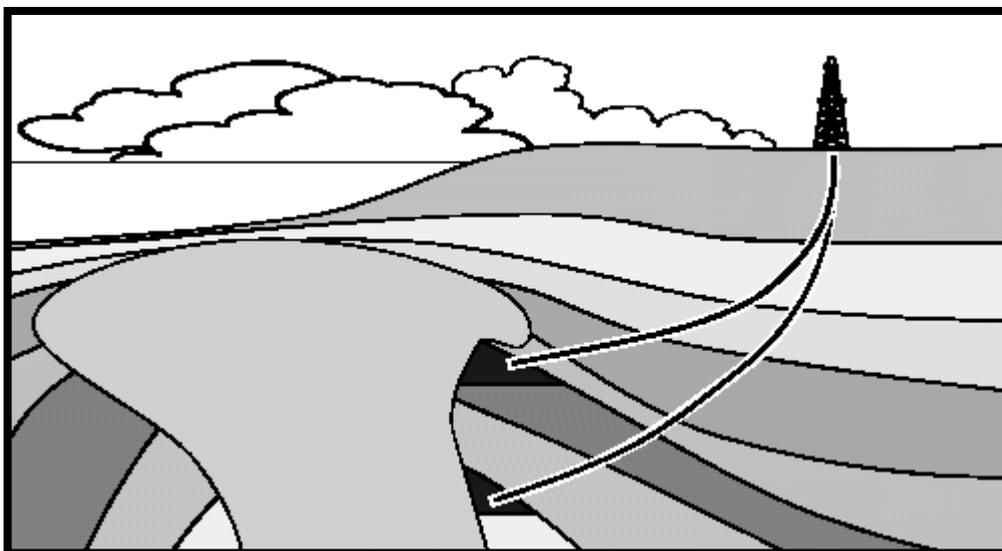


Figure 15 : Schéma descriptif de la raison géologique.

II.4.5. Forage de drainage :

Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir. Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration

II.4.6. Emplacements de surface impraticables :

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore.
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière.
- Forages urbains.
- Forages en montagne. Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'une de ces causes.

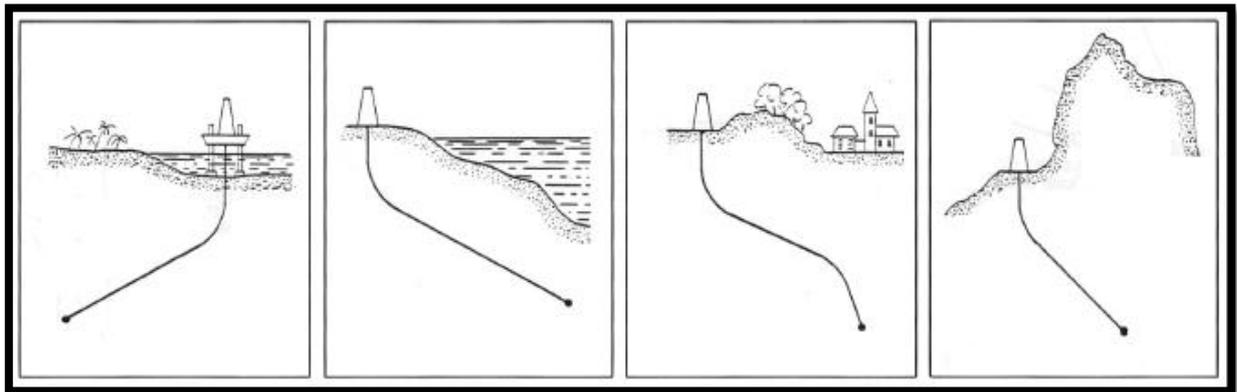


Figure 16 : Schéma descriptif de cas de position non pratique.

II.4.7. Plates-formes de production Multi puits (Clusters) :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé,

- Permettant le développement économique de réservoir offshore,
- Egalement utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.

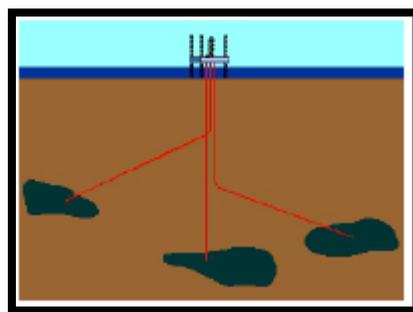


Figure 17 : Schéma lors d'une plateforme à production multiples.

II.4.8. Puits en Réentrée :

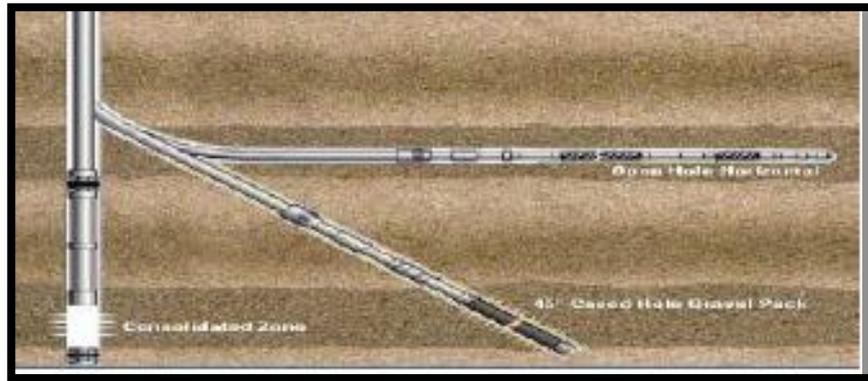


Figure 18 : Schéma d'un Réentrée.

II.5. Vocabulaire utilisé et définitions :

Emplacement de surface	L'emplacement de la tête de puits
Cible(s)	Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol
Direction de la cible	L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible
Référence de profondeur	L'origine des mesures de profondeur
Trajectoire	Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.
Kick-off point	Le point où le puits quitte la verticale
Profondeur mesurée	La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire
Profondeur verticale	La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur
Inclinaison	L'angle du puits par rapport à la verticale
Azimut	La direction du puits par rapport au Nord
Déplacement horizontal	Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits
Montée en inclinaison (Build-up)	Section du puits où l'inclinaison augmente
Gradient de montée (Build-up rate)	Croissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé positivement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft
Chute d'inclinaison (Drop-off)	Section du puits où l'inclinaison diminue
Gradient de chute (Drop-off rate)	Décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft
Rayon de courbure	Le rayon d'une section curviligne du puits
Section droite	Section rectiligne du puits
Drain	Section horizontale ou sub-horizontale du puits située dans le réservoir
Dog-leg	Le dog-leg représente un changement de direction du puits résultant d'une variation d'inclinaison et/ou d'une variation d'azimut, exprimé (>0 ou <0) en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft
Garde	

Atterrissage	L'angle entre la direction de la cible et la direction initiale (lead angle) de la trajectoire.
Point d'entrée	Ensemble des opérations et procédures pour atteindre l'horizontale
Station	L'intersection du puits avec le toit du réservoir (surtout utilisé en forage horizontal)
"Faire une mesure"	Une position dans le puits où sont mesurés l'inclinaison et l'azimut.
"Mesure"	Procédure permettant d'obtenir les mesures d'inclinaison et d'azimut à une profondeur mesurée donnée (celle de l'instrument de mesure)
Correction (de trajectoire)	Ensemble des trois valeurs mesurées - profondeur mesurée, inclinaison et azimut.
Point d'entrée	Modification volontaire de la trajectoire d'un puits
Tool-face	Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits.
	Intersection de la trajectoire avec le toit du réservoir
	C'est l'angle déterminé par le plan vertical passant par l'axe du moteur situé au-dessus du raccord coudé et le plan déterminé par ce même axe et l'axe de la partie du moteur située sous le raccord coudé. Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

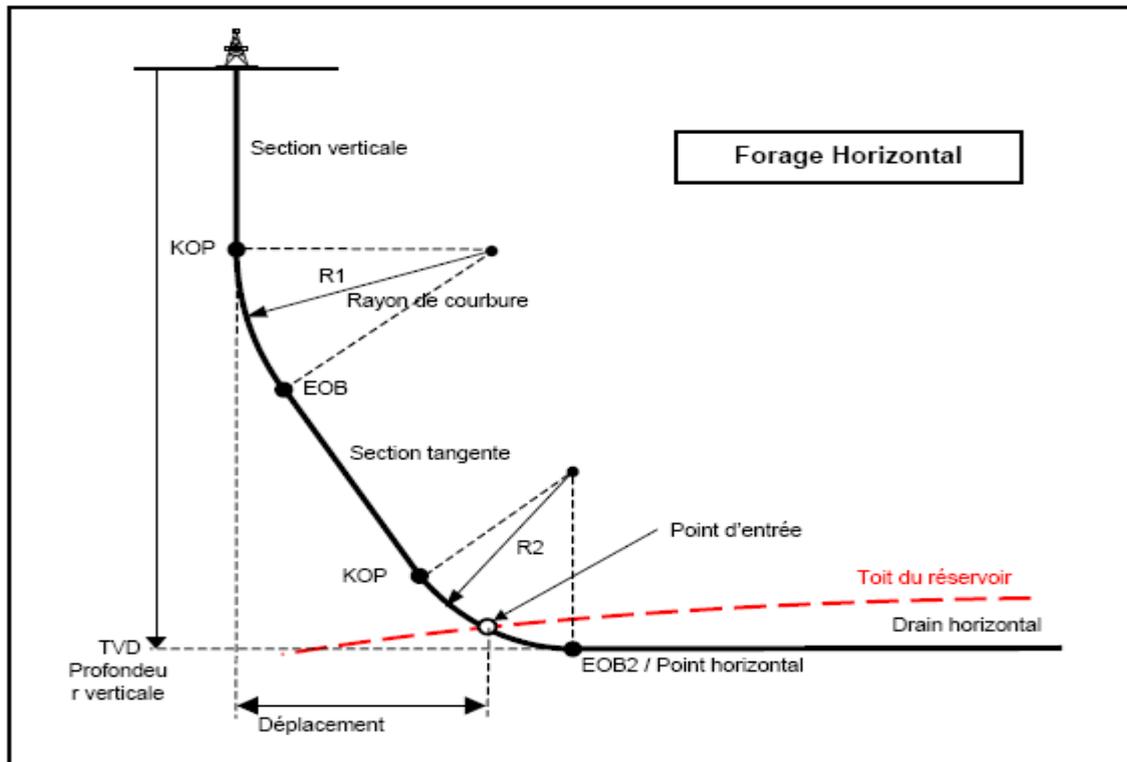


Figure 19 : Profil d'un puits horizontal.

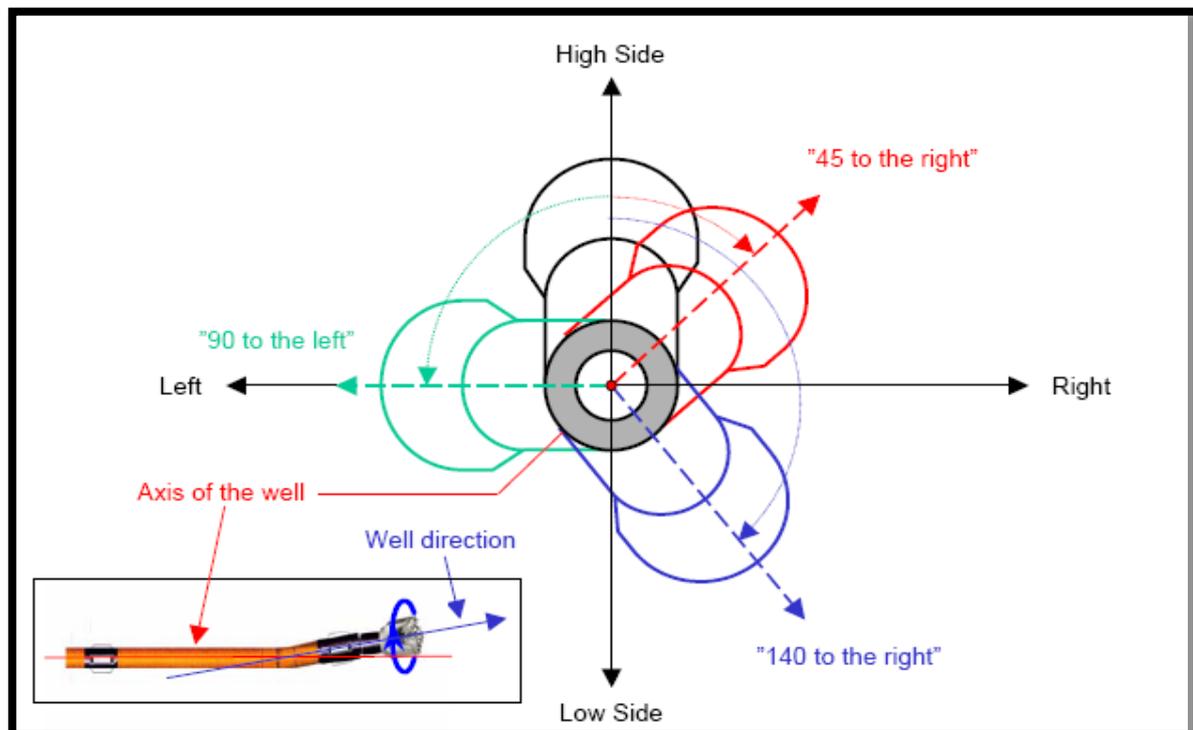


Figure 20 : Direction de l'outil (Tool face).

II.6. Différents Profils de forage dirigé :

La forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles est appelée profil du puits. Autre fois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont:

- Puits en J
- Puits en S
- Puits à double montée
- Puits horizontaux
- Puits à long déport (extended reach ou long reach Wells)
- Puits inclinés dès la surface
- Puits de réentrée
- Puits multilatéraux

II.6.1 Puits en J :

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase Verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne.

Caractéristiques :

- Kick-off point (KOP) peu profond
- Section de remontée (peut avoir plusieurs Build up rate)
- Section rectiligne

Applications :

- Puits profonds avec de grands déplacements
- Puits de profondeurs modérées avec des sections horizontales modérées ou les Casings intermédiaires ne sont pas obligatoires

II.6.2 Puits en S :

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations de production (installation de la pompe).

Caractéristiques :

- Kick-off point (KOP) peu profond
- Section Build-up et section rectiligne
- Section Drop-off

Applications :

- Puits à plusieurs couches productrices
- Réduit l'angle d'atterrissage dans le réservoir
- Puits profonds avec de petits déplacements

Inconvénients :

- Augmentation du torque & drag
- Sujets aux Key seats
- Problèmes de logging

II.6.3 Puits à double montée :

Au contraire des puits en S, ces puits se terminent par une seconde montée en inclinaison et donc avec une inclinaison importante.

II.6.4 Puits Horizontaux :

Cette terminologie couvre les puits où le réservoir est percé par une section horizontale orsub-horizontale (80 à 100 degrés). Trois variantes peuvent être considérées selon le gradient de montée et donc le rayon de

Courbure:

- Long rayon (gradients de 1 à 2 deg/10m)
- Moyen rayon (gradients de 3 à 10 deg/10m)
- Court rayon (gradients < 10 deg/10m)

Ils peuvent être:

- A montée unique
- A montées multiples, séparées par des sections rectilignes (dites tangentielles).

II.6.5 Puits à long déplacement (Long reach out Extended Reach wells):

Puits avec un déplacement horizontal de plusieurs kilomètres, foré à haute inclinaison et se terminant par un drain horizontal.

II.6.6 Puits inclinés (tilt ou slant wells) :

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slant rig) L'utilisation de cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu Profonds

II.6.7 Puits multilatéraux :

Cette technique consiste à forer plusieurs "drains" à partir d'un puits principal et donc une seule tête de puits.

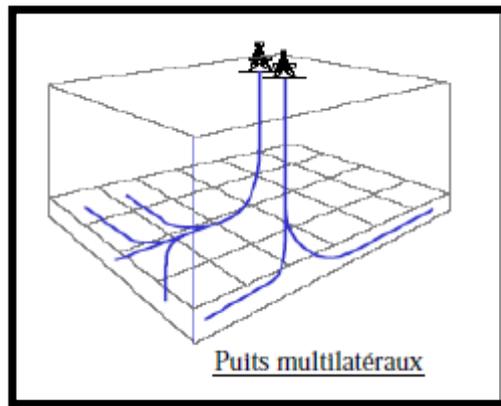


Figure 21 : Schéma de puits multilatéraux.

II.6.8 Puits en réentrée :

Cette technique utilisée intensivement depuis les années 80 consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal. Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits.

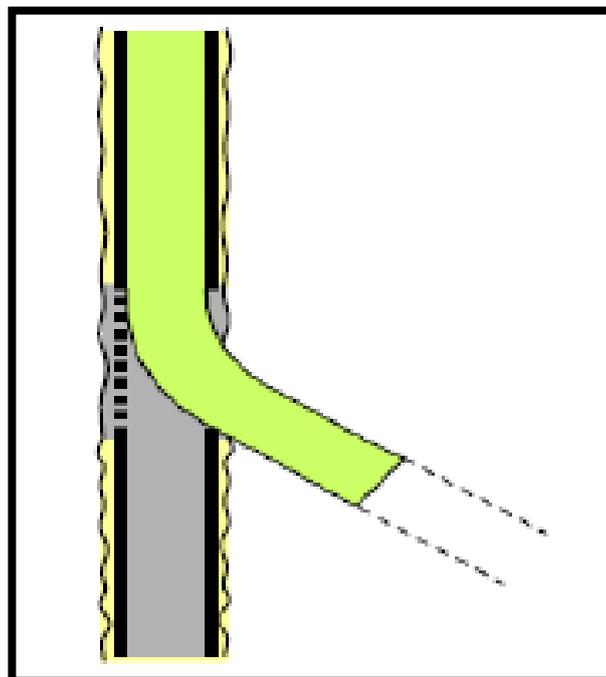


Figure 22 : Schéma de Re-entrée.

III.1. Equipements spécifiques au forage dirigé :

- Moteurs de fond
- Stabilisateurs
- Equipement amagnétique
- Raccords d'orientation
- Raccords coudés
- Outils de déflexion

III.1.1. Moteurs de fond :

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement dans ces dernières années.

Ils dérivent de la "pompe à cavité progressive" inventée par le Français "Moineau" en 1934, inversée dans les années 50 pour en faire des moteurs, depuis en évolution continue.

III.1.1.1. Principe :

Les éléments clés d'un moteur de fond sont son rotor et son stator :

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

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

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

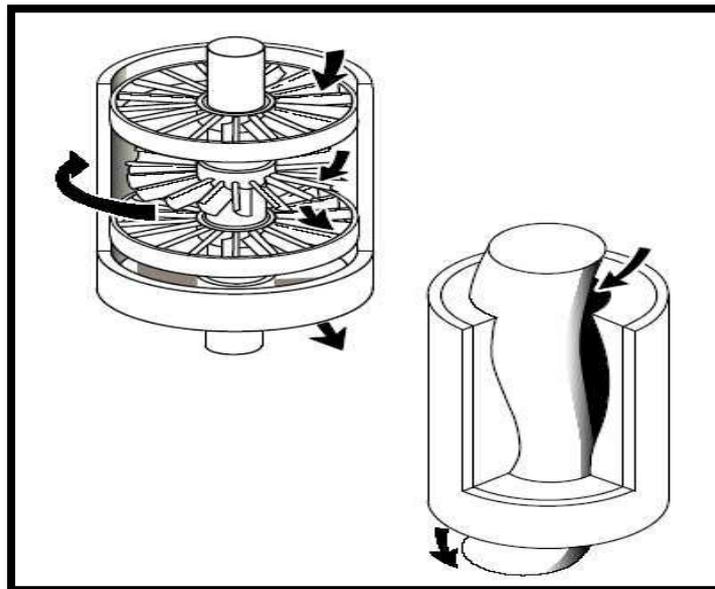


Figure 23 : Principe de rotor et de stator.

III.1.1.2. Description :

Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants:

- Un étage moteur

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



Figure 24 : Classification des moteurs suivants les étages.

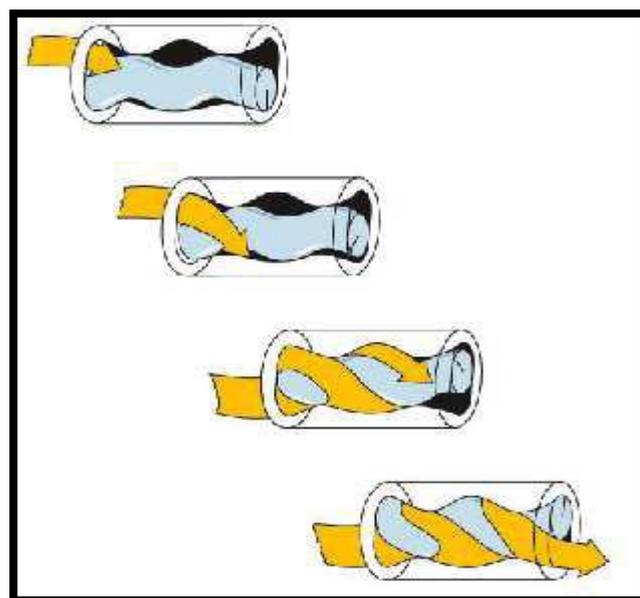


Figure 25 : Circulation de fluide de forage.

III.1.1.3. Configuration des moteurs de fond :

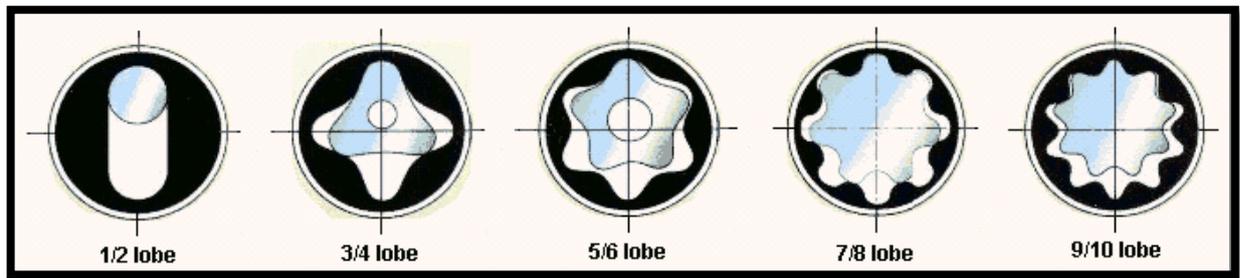


Figure 26 : Configuration de moteur de fond.

➤ Un étage de roulements

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile.

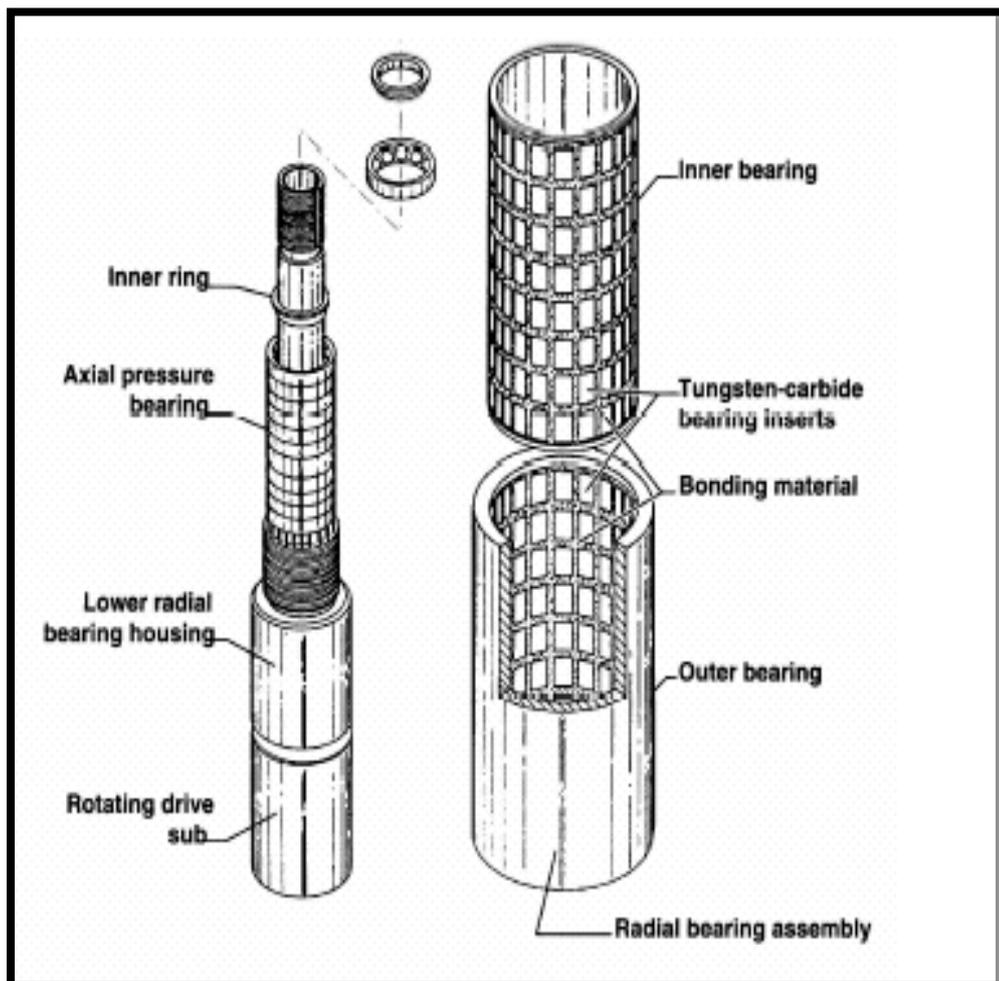


Figure 27 : Schéma des roulements.

Plus que l'étage moteur, c'est l'étage « sensible » duquel dépend la durée de vie du moteur.

➤ Un joint universel (cardan) :

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

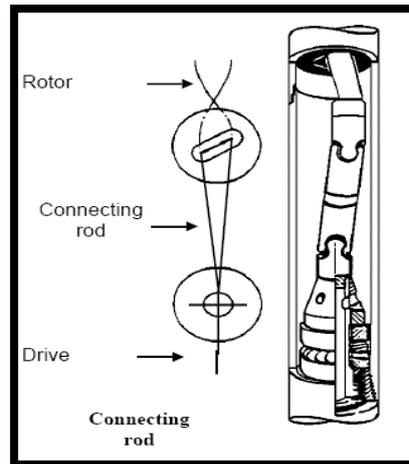


Figure 28 : Joint de cadran.

➤ Un arbre d'entraînement :

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

➤ Une valve de détournement (by-pass) :

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

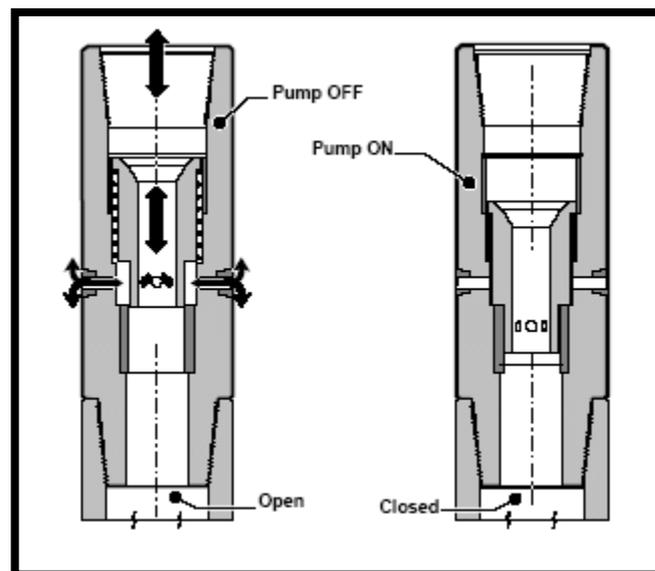


Figure 29 : Une valve de détournement (by-pass).

Cette valve a plusieurs rôles:

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

III.1.1.4. Différents types de moteurs :

a. Puissance, couple & vitesse :

Les moteurs diffèrent et sont souvent caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes". Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor.

On parlera donc, par exemple, de moteur 1/2, 4/5 ou 9/10. La multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation.

On peut donc distinguer:

- les moteurs à lobe unique (1/2 lobes) > grande vitesse & couple faible Ces moteurs génèrent des couples relativement faibles (2000 ft x lb) à des vitesses pouvant atteindre 500 rpm. Le faible couple réactif généré permet un bon contrôle du tool face.
- les moteurs multi lobes > vitesse & couple moyen > basse vitesse & couple élevé Le nombre de lobes peut atteindre 9/10. De tels moteurs délivrent un couple important (10000 ft x lb) à des vitesses inférieures à 100 rpm. Le couple développé par de tels moteurs peut rendre problématique le contrôle du tool face. Ils sont préférés pour le forage des sections droites plutôt que pour les phases de montée en inclinaison. Un moteur 5/6 délivre un couple moyen (8000 ft x lb) à des vitesses variant autour de 120rpm, préservant donc la vie des outils de forage.

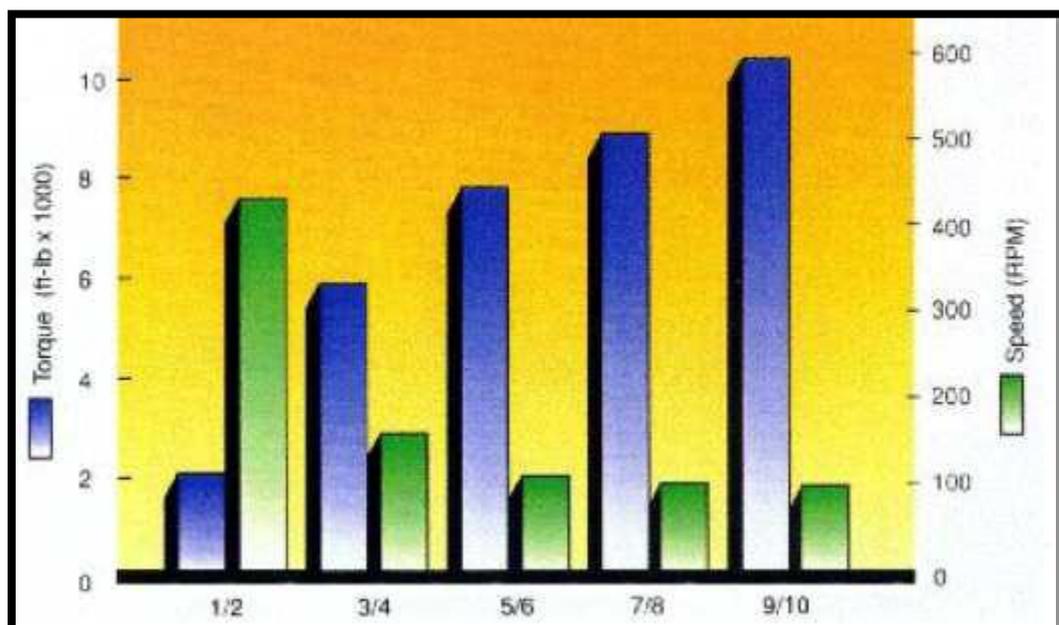


Figure 30 : Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs de fond.

b. Géométrie des moteurs :

A leur origine les PDM étaient construits avec un corps droit. L'angulation par rapport au train de tiges était obtenue à l'aide d'un raccord coudé installé au-dessus du moteur. Ils incorporent maintenant un coude fixe ou ajustable (bent-housing) situé dans la partie basse du moteur. La proximité de ces coudes par rapport à l'outil de forage augmente l'efficacité de l'angle. L'angle faible et la diminution de la distance angle - outil permettent la rotation du train de tiges et donc l'élimination de l'effet d'angle et donc de forer droit tout en utilisant un moteur coudé. Ces coudes sont le plus souvent ajustables, en surface, de zéro (moteur droit) à 3 degrés, par quart de degrés.

Une dernière génération de moteur possède un coude ajustable depuis la surface, permettant de modifier le comportement de la garniture sans avoir à manœuvrer.

Certains moteurs ont un corps courbe. D'autres sont articulés. De nombreuses configurations sont disponibles:

- moteurs à coude incorporé simple Fixes ou ajustables Ces moteurs sont utilisés pour la plupart des applications de forage dirigé.
- moteurs à double coudes incorporés (dual bent-housing)

Ces moteurs sont équipés de deux coudes ajustables, l'un dans la partie basse, l'autre dans la partie supérieure du moteur. Ils sont utilisés pour les forages à courbure moyenne. L'utilisation de tels moteurs ne permet plus la rotation du train de tiges

- moteurs DTU (Double Tilted Unit)

Ces moteurs possèdent un système composé de deux angles fixes et opposés.

Les moteurs sont également plus ou moins stabilisés, soit par des lames soudées (quelquefois un seul "patin") ou des chemises interchangeables. Des stabilisateurs de type "clamp-on" sont aussi utilisés.

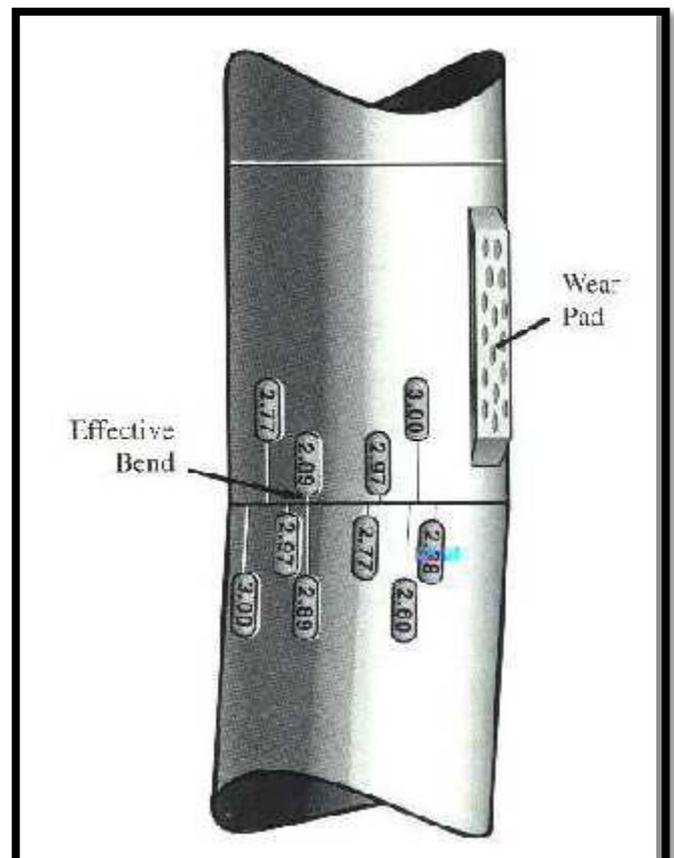


Figure 31 : Coude ajustable incorporé au moteur (en position débloquée).

III.1.1.5. Débit & Perte de charge :

Les moteurs de fond fonctionnent correctement dans une plage de débit donnée, indiquée par le constructeur.

A débit constant et dégagé du fond, la perte de charge à travers le moteur est constante. Elle augmente quand l'outil atteint le fond et avec elle la pression de circulation. Le poids sur l'outil est directement proportionnel à cet accroissement de pression appelé "delta P" du moteur.

III.1.1.6. Limitations d'utilisation & problèmes pratiques :

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

- **Couple réactif :** La rotation de l'arbre est obtenue par le passage du fluide de forage à travers le rotor/stator .Pendant le forage l'outil de forage rencontre une résistance qui se traduit par un couple, et le moteur a alors tendance à tourner en sens inverse en raison du débit qui continue à l'actionner, jusqu'à atteindre un état d'équilibre. Ce phénomène est appelé couple réactif. Son amplitude dépend à la fois du type d'outil de forage, de la puissance du moteur et de la formation forée. Si le couple réactif est trop fort, il deviendra difficile de contrôler le tool-face et donc la trajectoire. Ceci peut aller jusqu'à l'impossibilité de diriger le puits et donc de forer.

- **Calage :** Si un poids excessif est appliqué à l'outil de forage, le moteur calera (stall-out) c'est à Dire stoppera brutalement de tourner. Des calages répétitifs risquent d'endommager le moteur, en particulier son stator, et doivent être évités. Le calage est en général dû à un excès de poids sur l'outil, lui-même dû à un excès de "delta P" .Il peut également être dû à une usure du moteur résultant en une perte de puissance et Une impossibilité de forer. En cas de calage le foreur doit dégager l'outil du fond, remonter quelques mètres En stoppant la circulation, puis redémarrer la circulation et reprendre le fond doucement en n'excédant pas le "delta P" nominal.

Chute de pression à l'outil de forage : La perte de pression à travers l'outil de forage affecte le débit de circulation et donc la quantité de fluide traversant les roulements et donc leur lubrification. Il est donc quelquefois nécessaire de limiter cette perte de pression en utilisant soit des duses de gros diamètre soit un outil sans duses.

- **Bouchage :** Dans les formations tendres ou dans les formations ou l'accumulation de déblais est un Problème, le moteur peut avoir tendance à se remplir et se boucher. Ce problème peut être résolu par l'introduction d'une valve anti-retour entre l'outil et le moteur.

- **Quantité de solides dans le fluide de forage :** Un excès de solides dans le fluide de forage aura un effet abrasif accélérant l'usure du stator et même du rotor.

- **Température :** Les élastomères constituant les stators supportent mal les hautes températures Réduisant la durée de vie des moteurs. Cependant des élastomères dits "hautes températures" sont apparu dans les années récentes repoussant les limites d'utilisation des moteurs.

- Boues à l'huile : De même les boues à base d'huile ont un effet corrosif sur les élastomères et réduisent

La durée de vie des moteurs. Là aussi des progrès récents améliorent les performances des moteurs.

- Durée de vie des outils de forage : La durée de vie des outils de forages à molettes est limitée par un nombre total de rotation des roulements et donc inversement proportionnelle à la vitesse de rotation

Des outils. Un outil utilisé avec un moteur à grande vitesse verra sa durée de vie réduite, limitant la longueur forale en une seule descente.

III.1.2. Stabilisateurs :

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est l'un, sinon le moyen, de contrôler l'inclinaison du puits. Ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage dirigé conventionnel.

Ces outils sont constitués par des "lames" installées sur des corps tubulaires équivalents aux massetiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Elles centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de point d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage. Ce contrôle est obtenu en jouant soit sur le diamètre des stabilisateurs, soit sur la longueur entre lames, soit sur les deux à la fois.

Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "near-bit" ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string".

Les stabilisateurs near-bit possèdent des filetages femelles x femelle permettant le vissage direct sur l'outil. Un logement permettant d'installer une valve anti-retour est souvent aménagé à leur extrémité inférieure, évitant ainsi l'utilisation d'un raccord.

Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames:

- lames soudées
- lames intégrales
- à chemise
- à chemise non rotative

La forme des lames varie également:

- lames droites
- lames spiralées à droite
- lames spiralées à gauche

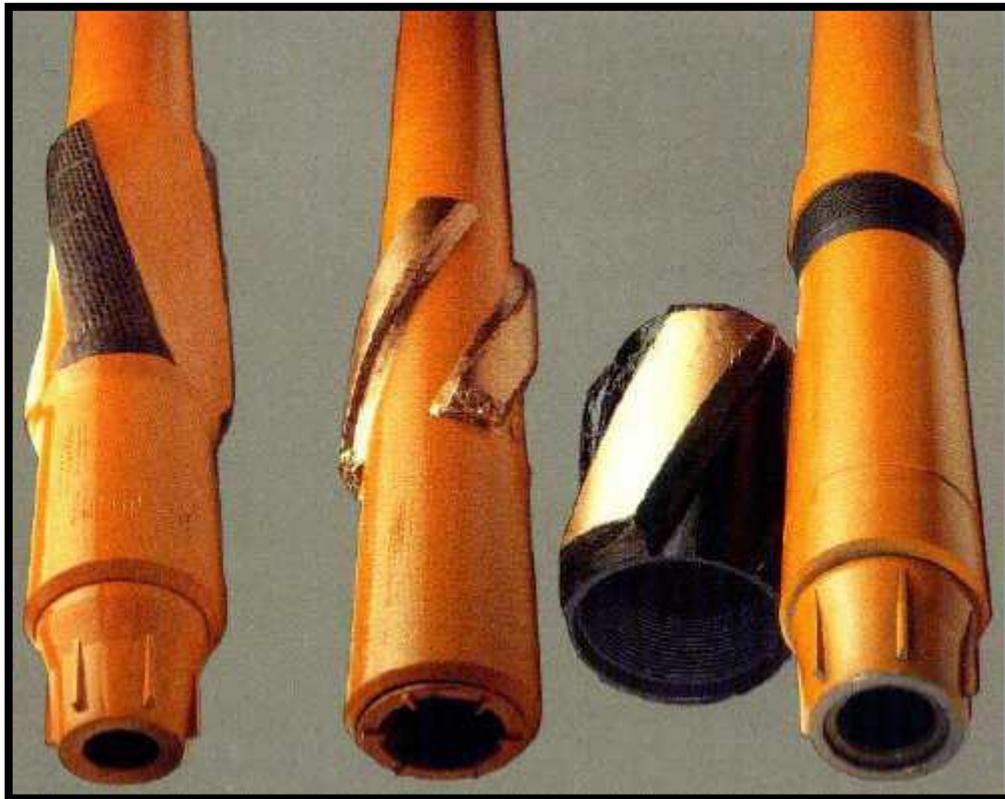


Figure 32 : Différents types de stabilisateurs.

III.1.2.1. Stabilisateurs à lames soudées :

Les lames (en général au nombre de trois) sont soudées sur le corps, obliquement (plus ou moins spiralées) ou parallèlement à l'axe (lames droites). Ces lames sont le plus souvent en acier non revêtu et réalisent un contact limité avec les parois du trou. De plus ce type de stabilisateur risque d'endommager les formations tendres ou peu consolidées. Ces stabilisateurs ne constituent donc pas de bons outils pour le forage dirigé.

III.1.2.2. Stabilisateurs à lames intégrales :

Les stabilisateurs à lames intégrales sont, soit forgés, soit usinés dans un bloc d'acier. Les lames sont larges et "spiralées" autour du corps. Elles offrent un bon contact avec les Parois du trou.

La forme des lames et l'espace entre lames conduisent à deux types de stabilisateurs

- de type ouvert (open design)
- de type fermé (tight design)

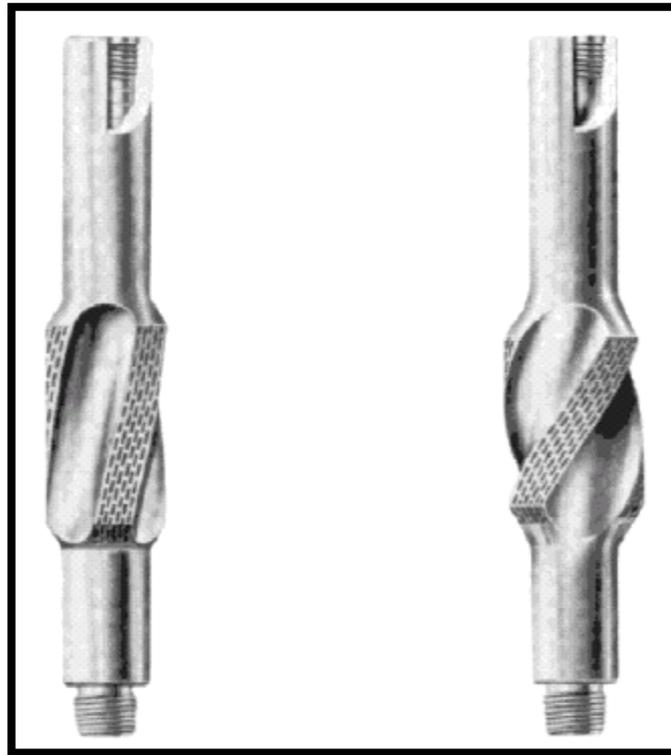


Figure 33 : Stabilisateurs "intégraux" à lames "ouvertes" & à lames "fermées".

Les lames peuvent également être spiralées de gauche à droite (cas le plus fréquent) ou inversement.

La surface des lames s'use pendant les opérations surtout en présence de formations abrasives et les stabilisateurs "perdent" de leur diamètre extérieur. De manière à prolonger leur durée la surface des lames est couverte de revêtement constitués de matériaux durs tels que:

- grains de carbure de tungstène
- plaques de carbure de tungstène
- boutons de carbure de tungstène

Elles peuvent donc soit "rechargées" soit réparées pour que le stabilisateur retrouve son diamètre initial.



Figure 34 : Revêtements de surface les plus courants.

III.1.2.3. Stabilisateurs à chemise :

Les stabilisateurs à chemises sont constitués d'un mandrin sur lequel vient s'installer une chemise portant des lames. Deux types existent, différents par le mode de montage de leur chemise :

- soit la chemise est directement vissée et bloquée sur le mandrin
- soit le mandrin est divisé en deux parties se vissant l'une sur l'autre, la chemise

Étant bloquée entre ces deux parties. Ce système présente l'avantage de ne pas avoir à serrer directement sur la chemise. En réduisant la quantité de matériel nécessaire, les stabilisateurs à chemises pourraient être une alternative économique aux stabilisateurs intégraux, mais présentent cependant certains inconvénients :

- Le montage et le démontage des chemises prennent du temps, surtout quand elles remontent sur bloquées. Le dévissage en force conduit alors souvent à une déformation rendant la chemise inutilisable et réduisant l'avantage quantité de matériel.
- La surface des lames est réduite par rapport aux lames des stabilisateurs intégraux, offrant une moins bonne qualité vis à vis du forage dirigé.

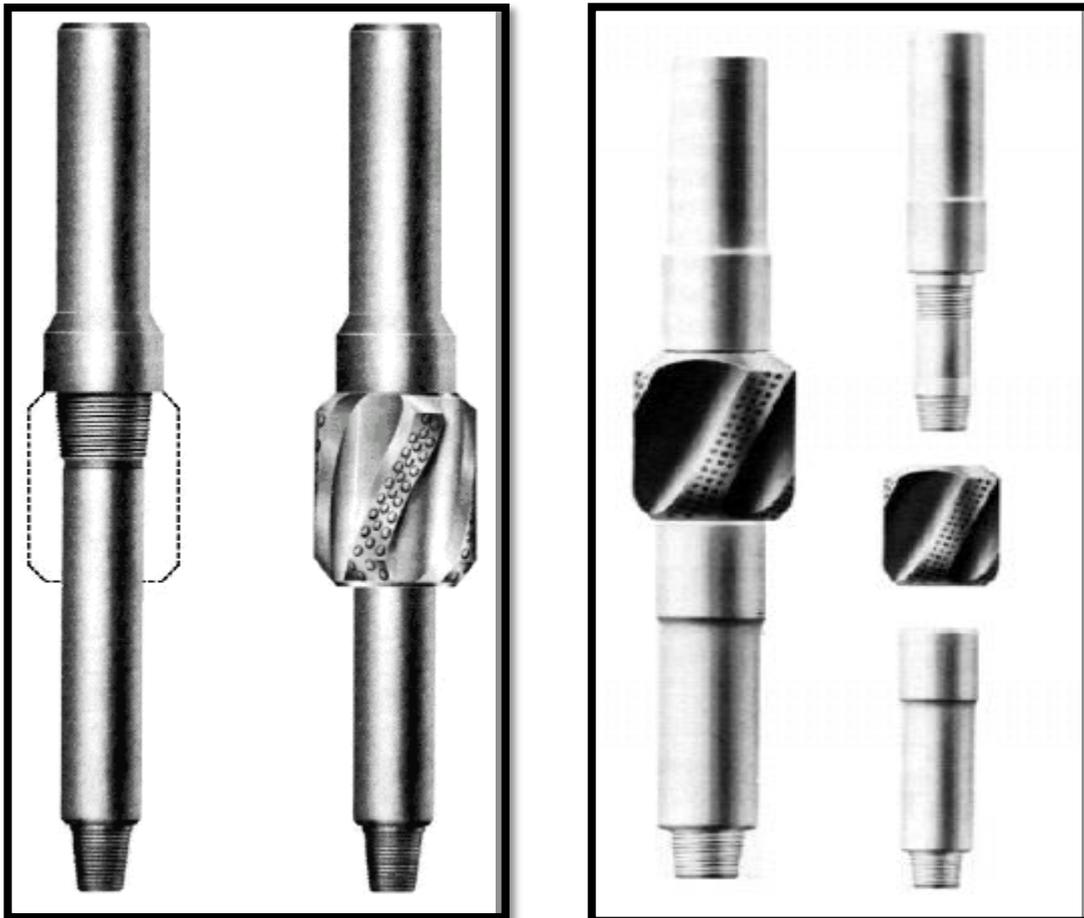


Figure 35 : Stabilisateurs à chemise.

III.1.2.4. Stabilisateurs à chemise non rotative :

Ces stabilisateurs sont constitués d'une chemise, portant des lames le plus souvent droites, installée librement sur un mandrin. Les chemises et leurs lames sont faites, soit intégralement en caoutchouc, soit en acier

Recouvert de caoutchouc. Leur rôle est plus de centrer que de stabiliser.

Stabilisateurs à chemise non rotative



Figure 36 : Stabilisateurs à chemise non rotative.

III.1.2.5. Stabilisateurs à diamètre variable :

Des stabilisateurs à diamètres variables ont été développés dans les années 80 et sont également disponibles sur le marché. Ils consistent en un stabilisateur équipé de lames mobiles dont le diamètre extérieur peut être modifié depuis la surface à l'aide de séquences hydrauliques reconnues par l'outil.

L'activation des lames est soit mécanique, complétée par un système de blocage hydraulique, soit totalement hydraulique. Dans tous les cas l'outil doit être adapté à un débit de référence permettant à la fois l'activation et la confirmation de cette activation (valeurs des pressions).

Selon les modèles, les lames sont formées de 2 ou 3 patins ou de pistons. La plupart des modèles ont seulement deux positions et sont équipés de manière à être soit plein trou, soit sous dimensionné (habituellement 1/4 pouce), mais peuvent aussi être dressés avec deux degrés de sous-dimensionnement. Certains modèles ont trois positions. Conçus à l'origine pour permettre de forer des sections rotary plus longues sans avoir à manœuvrer, ils sont aussi utilisés associés à des moteurs de fond et sont positionnés selon leur fonction désirée:

- Premier stabilisateur string pour contrôle de l'inclinaison
- En near-bit (profil en 'S' ou section horizontale)
- Au-dessus du moteur (section horizontale)
- Au-dessous du moteur (section horizontale)

III.1.2.6. Stabilisateurs "clamp-on" :

Les stabilisateurs "clamp-on" sont constitués d'une chemise portant des lames, pouvant être glissée à une position quelconque sur un élément tubulaire et être bloquée entre deux couronnes contrarotatives.

Ils sont nécessaires quand une stabilisation est requise et qu'il n'est pas possible d'installer des stabilisateurs conventionnels, par exemple sur des outils longs tels que certains MWD.

Ils doivent alors être constitués d'acier amagnétique Stabilisateurs à diamètre variable "Andergauge"

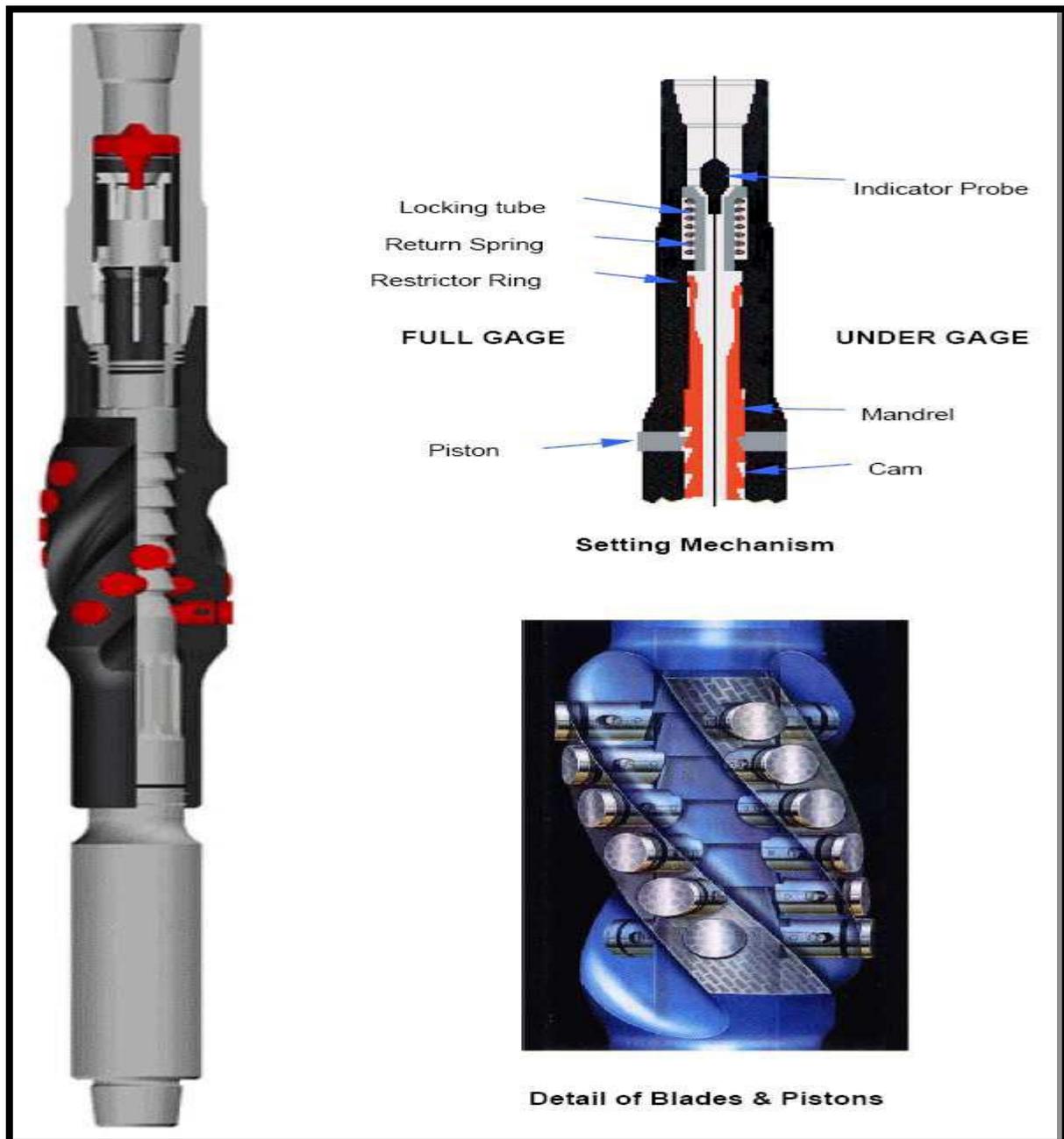


Figure 37 : Stabilisateurs à diamètre variable "Andergauge".

III.1.3. Equipements amagnétiques :

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance.

Interférence Magnétique :

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure.

Ces matériaux amagnétiques peuvent être:

- de l'aluminium
- des aciers inoxydables de haute qualité
- des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre)

Les équipements amagnétiques les plus courants sont:

- des masse-tiges
- des masse-tiges courtes
- des tiges de forage compressives
- des tiges de forage
- des stabilisateurs
- des raccords

Et bien sur les équipements de mesure eux-mêmes:

- MWD
- Steering tools

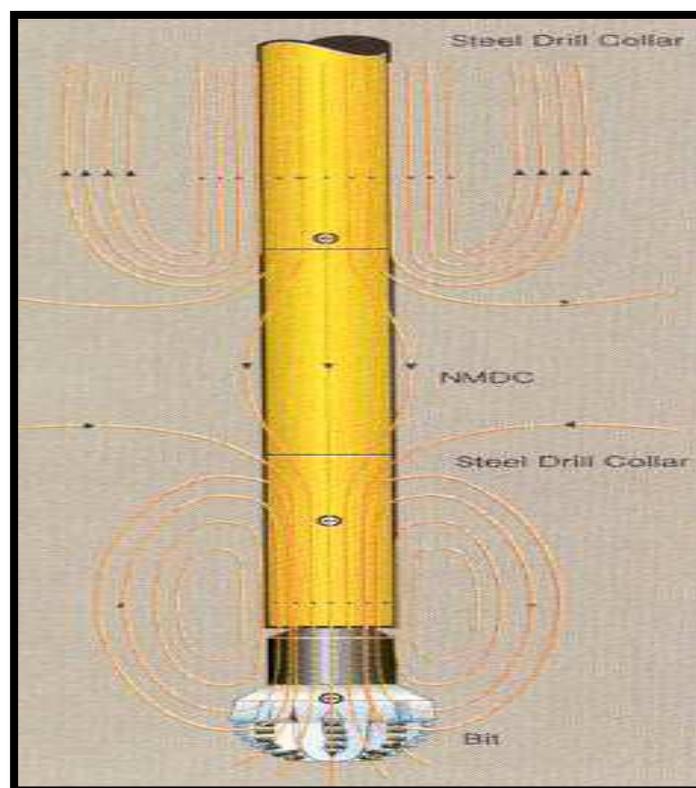


Figure 38 : Interférence Magnétique.

III.1.4. Raccords d'orientation :

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure ("mule shoe") de l'outil de mesure.

Ils sont habituellement fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres.

La chemise peut être positionnée et bloquée dans une position permettant d'indexer l'orientation de l'outil de déviation par rapport à l'outil de mesure.

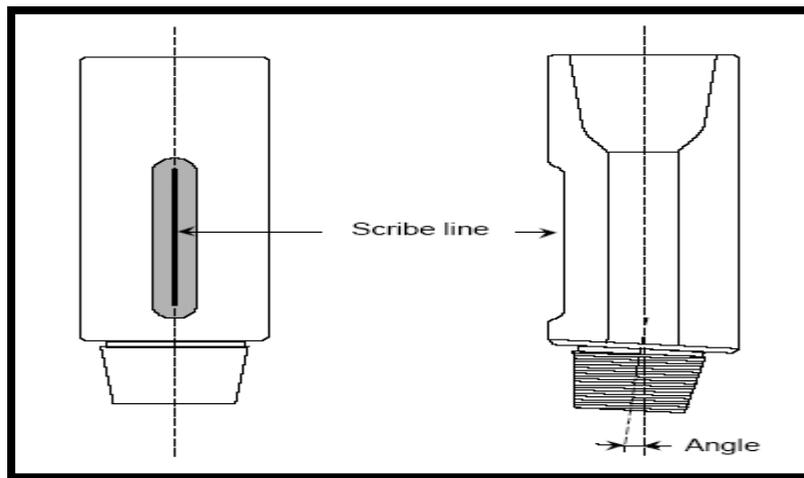


Figure 39 : Raccord Coudé d'orientation.

III.1.5. Raccords coudés :

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond (de corps droit) pour le désaxer par rapport à l'axe du puits et donc désaxer l'outil de forage. L'angle est obtenu en désaxant le filetage mâle et sa portée par rapport à l'axe du corps (voir figure). Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur.

Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique. La valeur de l'angle est gravée dans le corps du raccord et une ligne de repérage ("scribeline") est usinée le long du corps afin de permettre le repérage précis de l'angle. La valeur de l'angle détermine le gradient de montée ou de rotation du puits, qui dépend aussi des diamètres du trou et du moteur ainsi que de la longueur de celui-ci, mais aussi de

La formation Le rendement du raccord est donc difficilement prévisible à moins de disposer d'une Expérience locale.

Il est donc nécessaire de disposer sur site de raccords de différentes valeurs afin de couvrir une gamme de gradients adaptée au programme de forage. L'utilisation des raccords coudés tend à disparaître avec le développement des coudes incorporés aux moteurs ("bent-housing"). Les raccords coudés et les raccords d'orientation sont fréquemment combinés en seul Raccord appelé "raccord coudé d'orientation".

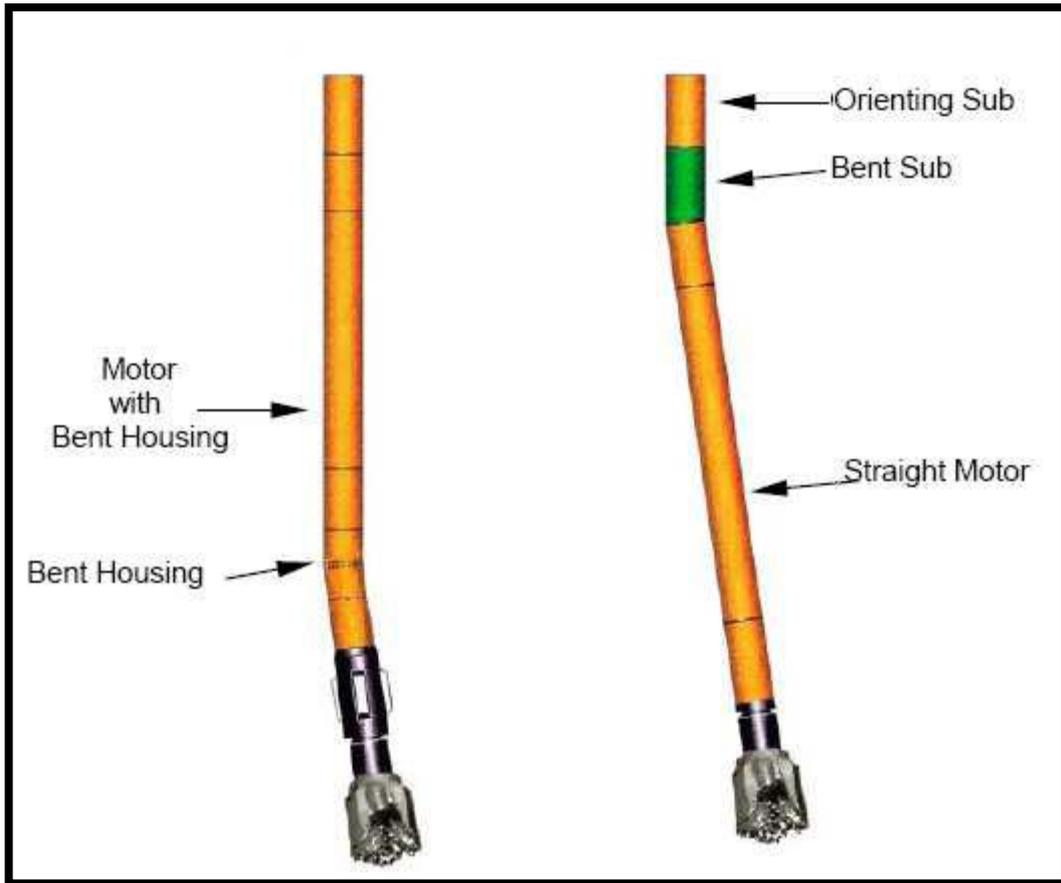


Figure 40 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant.

III.1.6. Outils de déflexion :

Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur. Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial. Les Whipstocks peuvent être :

- permanent or récupérables
- orientables ou non

Ils peuvent être utilisés

- en trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral
- dans un tubage, pour y ouvrir une fenêtre

Communément utilisés au début du forage dirigé, les Whipstocks avaient peu à peu disparus avec le développement des moteurs de fond et les progrès relatifs à l'orientation. Ils réapparaissent en raison du développement des puits en réentrée, offrant un bon Moyen d'ouvrir une fenêtre dans le tubage.

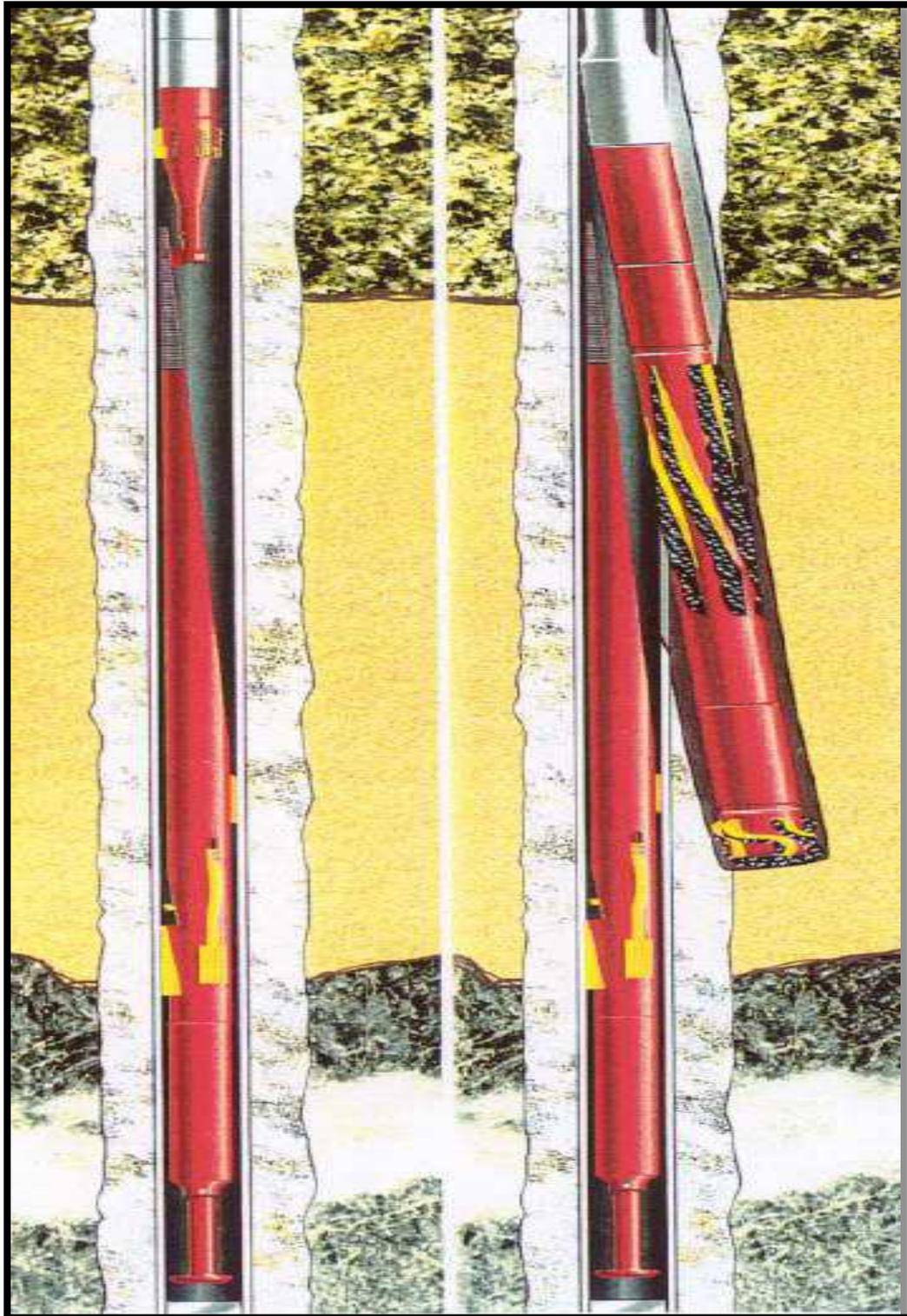


Figure 41: Whipstock.

III.2. BHI AutoTrak (System'Push the Bit'):

IV.2.1. Principe:

Une poussée latérale sur les parois puits génère une Si de Force à l'outil Cette poussée est créé par des patins installés sur une chemise non rotative

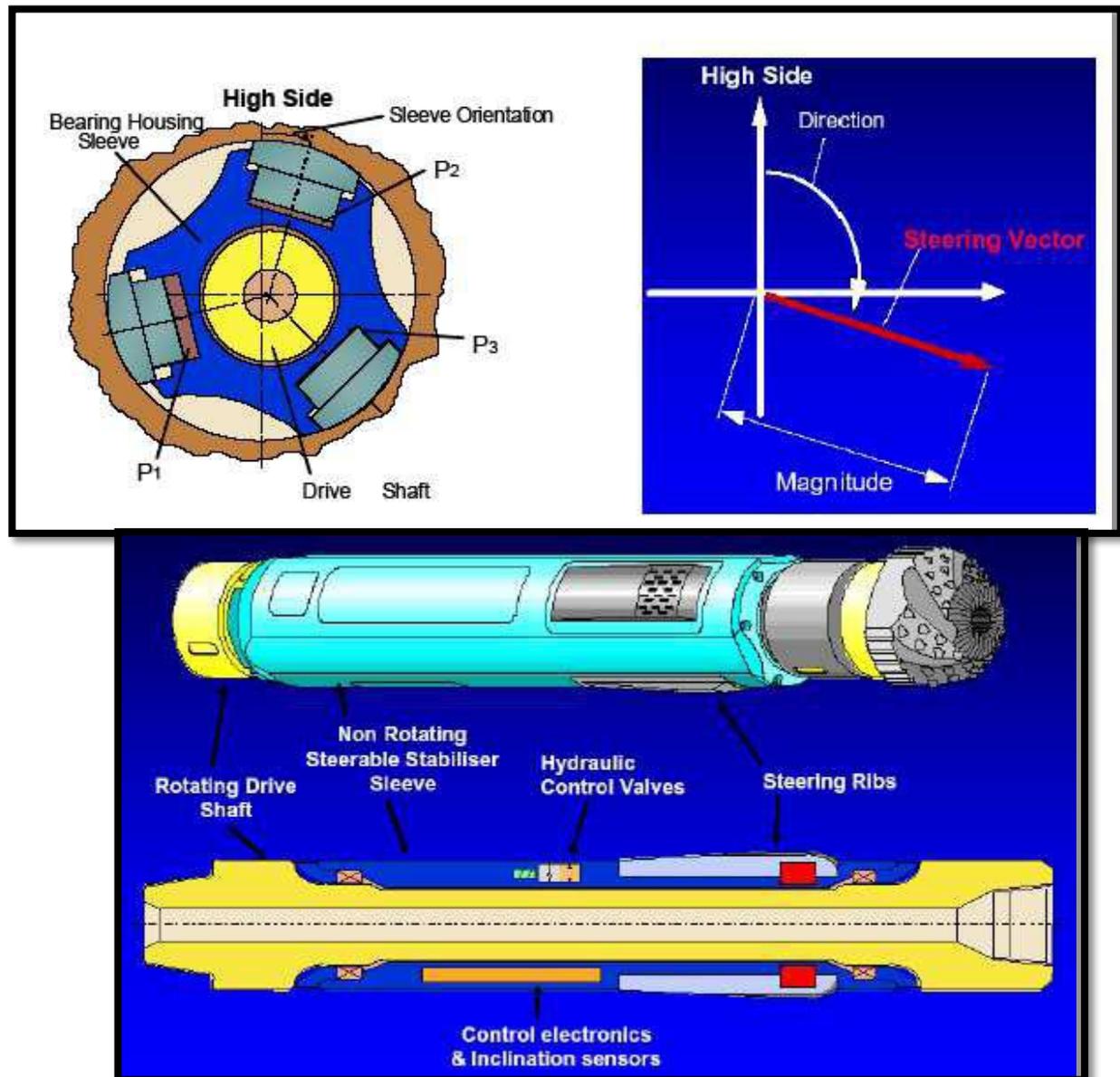


Figure 42 : AutoTrak.

RCLS - Rotary Closed Loop System : La trajectoire est programmée dans l'outil qui assure automatiquement une correction permanente

III.2.2. Modes Opérateires :

- HOLD Maintien automatique d'une inclinaison de consigne (RCLS)
- STEER Forage orienté selon un Tool Face de consigne
- RIBS OFF Les patins inactifs sont rétractés (manœuvre garniture de forage)

Communication Surface-Fond :

- Mud Pulses négatifs, (chute de la pression d'injection)
- 15% du débit est dévié
- Le processus de transmission d'une 'consigne' prend 5 minutes
- Il n'est pas nécessaire d'interrompre le forage

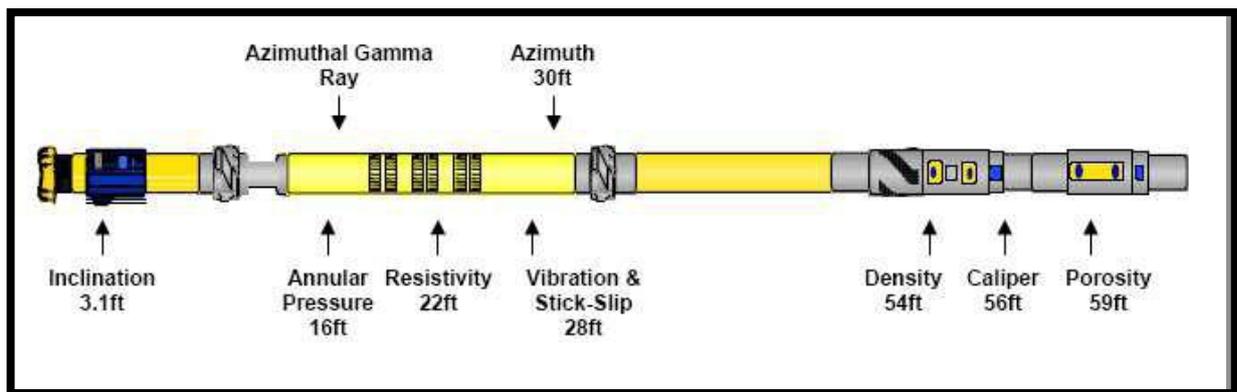


Figure 43 : Système intégré AutoTrak – LWD.

III.3. Power Drive (Système 'Push the Bit '):

IV.3.1. Principe:

Une poussée latérale sur les parois puits génère une Si de Force à l'outil Cette poussée est créé par des patins rotatifs Tout ce qui est ''extérieur'' tourne à la même vitesse que le train de tiges

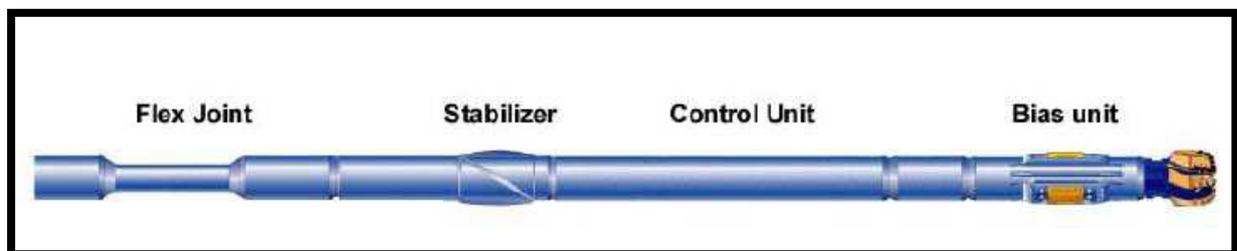


Figure 44:L'unite de Power Drive.

III.3.2. Unit d'inclinaison :

Trois patins déflecteurs activés chacun par un piston. Chaque patin est activé à chaque révolution du train de tiges. Un distributeur hydraulique commande les pistons actuateurs en fonction du Tool Face nécessaire.

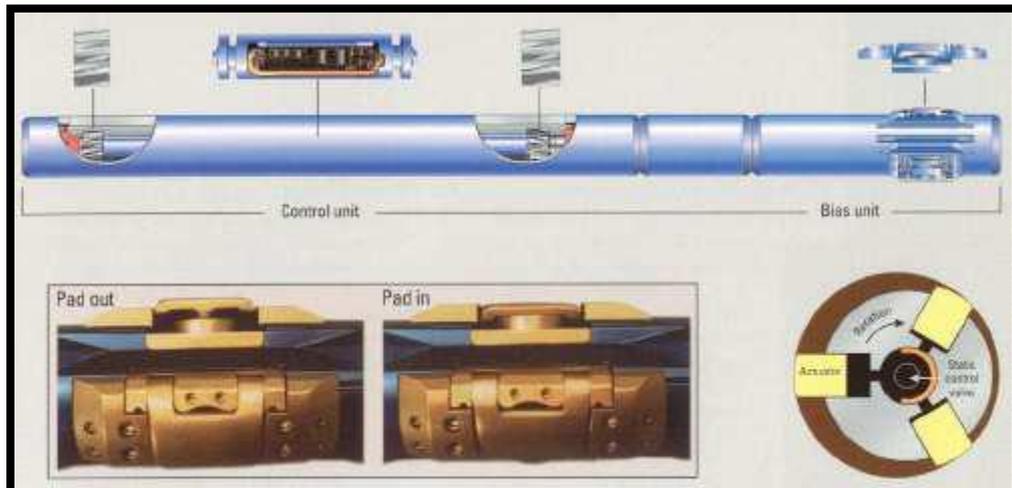


Figure 45 : Unit d'inclinaison.

III.3.3. unité de control :

Elle contient :

- L'électronique de contrôle
- Un élément géostationnaire. Cet élément est maintenu géostationnaire par deux roues à aubages inversés qui assurent également la génération puissance.
- Un jeu d'accéléromètres et de magnétomètres. Permettant de mesurer l'inclinaison et de déterminer le Tool Face (gravitationnel ou magnétique).

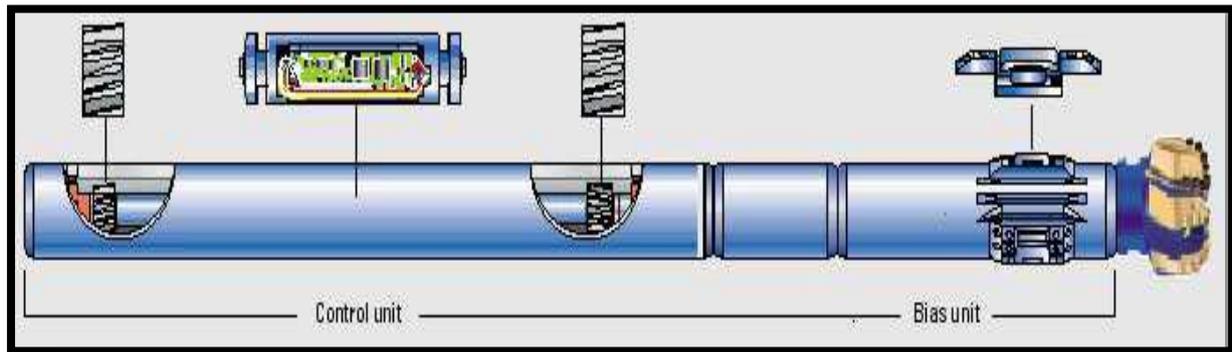


Figure 46 et 47 : Unité de control.

III.4. Power Drive Xceed (System 'Point the Bit'):

Tous les éléments tournent à la même vitesse que le train de tiges La déflexion de l'arbre de transmission (solidaire de l'outil de forage) est obtenue par un excentrique tournant en sens inverse du train de tiges.

Deux épaulements filetés sur le corps permettent le montage de stabilisateurs Une turbine type MWD permet la génération de la puissance requise L'excentrique

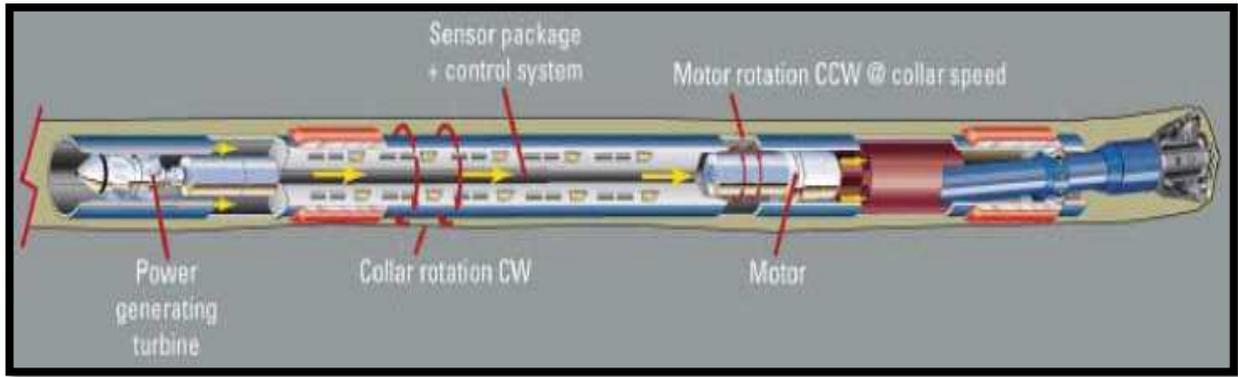


Figure 48: Unite de Power Drive Xceed.

L'excentrique crée un raccord coudé permanent de l'ordre de 0.6 degrés. Maintenu 'fixe' par rotation inverse à la rotation de la garniture, il matérialise un 'Tool Face fixe' et donc une orientation de l'outil de forage 'Débrayé' (tournant avec la garniture de forage), le système se comporte comme un moteur coudé en rotary, forant un trou légèrement surdimensionné.

L'électronique de type MWD directionnel permet le contrôle et l'opération de l'outil Xceed.

III.5. GeoPilot (System 'Point the Bit'):

La déflexion de l'arbre de transmission (solidaire de l'outil de forage) est obtenue par un jeu de 2 bagues excentriques pivotantes l'une dans l'autre.

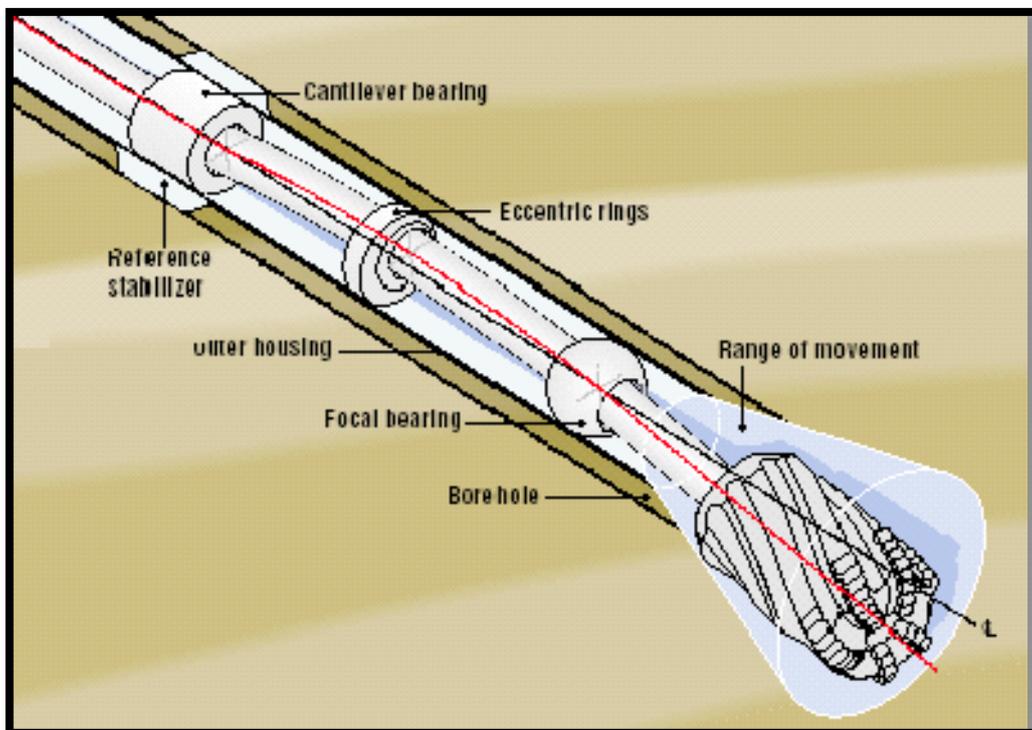


Figure 49 : Schéma descriptif de GeoPilot.

Le Stabilisateur Non Rotatif est l'élément géostationnaire référentiel nécessaire au repérage de la génératrice haute du trou. Il est équipé de roulettes radiales limitant sa rotation mais favorisant le glissement axial sur les parois du puits



Figure 50 : GeoPilot.

Etude de cas de RNZ#129 :

Au cours de notre stage pratique, on a étudié le cas de puits RNZ#129. le puits ont question est un puits dévié avec un profil en « J ». lors de forage de la phase 6', deux moteurs de fond étaient utilisés. Malgré que les deux moteurs sont identiques et le forage été dans la même formation mais leur avancement et durée de la vie été différents, les causes de cette anomalie sont expliqué dans cette partie.

Situation de puits :

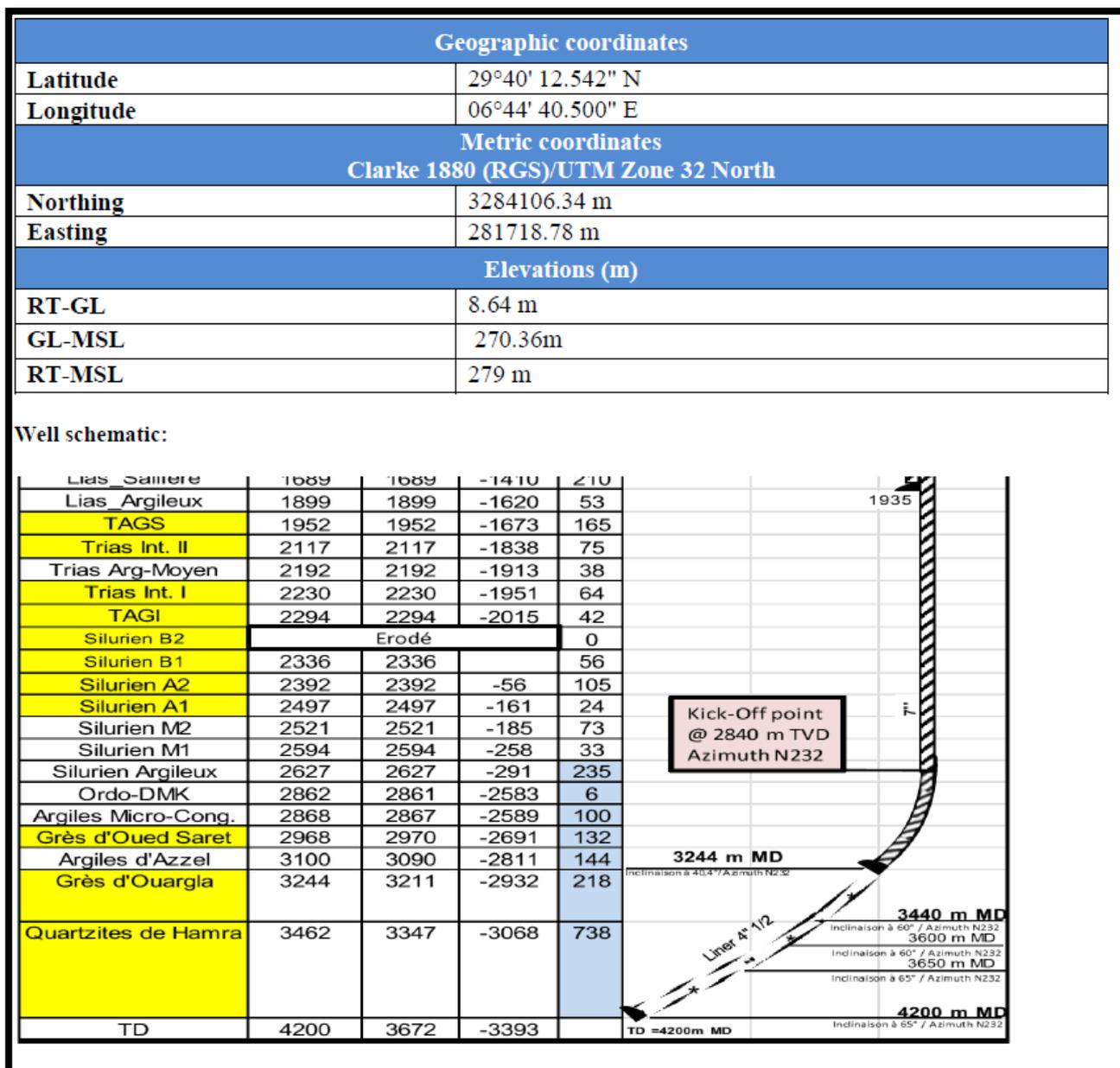


Figure 51 : Coordonnées et schéma de puits RNZ 129.

Data de profile de puits :

Well Profile Data								
Design Comment	MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
Tie On	8.64	0.000	232.000	8.64	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	2840.00	0.000	232.000	2840.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Build to 20°	3040.00	20.000	232.000	3035.96	-21.27	-27.23	3.00	34.55
Build to 40°	3240.00	40.000	232.000	3208.29	-82.53	-105.63	3.00	134.05
8 1/2" Section	3244.00	40.400	232.000	3211.35	-84.12	-107.66	3.00	136.63
Build to 60°	3440.00	60.000	232.000	3336.20	-176.37	-225.75	3.00	286.48
End of Tangent	3600.00	60.000	232.000	3416.20	-261.68	-334.94	0.00	425.04
Build to 65°	3650.00	65.000	232.000	3439.28	-288.98	-369.88	3.00	469.38
Well TD	4200.00	65.000	232.000	3671.72	-595.87	-762.68	0.00	967.85

Tableau 8 : Les phases de puits.

A-Partie Calcul :

Partie motor et outil :

Introduction au '4^{3/4} Ultra HS-HP Motors' :

Compagné de service (technologie owner)	Baker Hughes	
Size	4^{3/4}	
Length (longueur)	30.8 ft	9.4m
Weight (poids)	1410lb	640 Kg
Bit Size Rang (gamme de Diamètre d'outil)	5^{5/8} to 7^{3/8}	143 to 187 mm
Deflection Angle Range of AKO	0° - 3.2°	

Tableau 9 : Caractéristiques de moteur 4^{3/4} Ultra HS-HP.

Power section :

Lobe confirmation	2/3	
Flow rate (débit)	105-315 gpm	400-1200 lpm
Speed (vitesse)	245-730 rpm	
Performance		
Differentil pressure	1600psi	110 bar
Power Output	205 hp	155 kW

Tableau 10 : performances de moteur 4^{3/4} Ultra HS-HP.

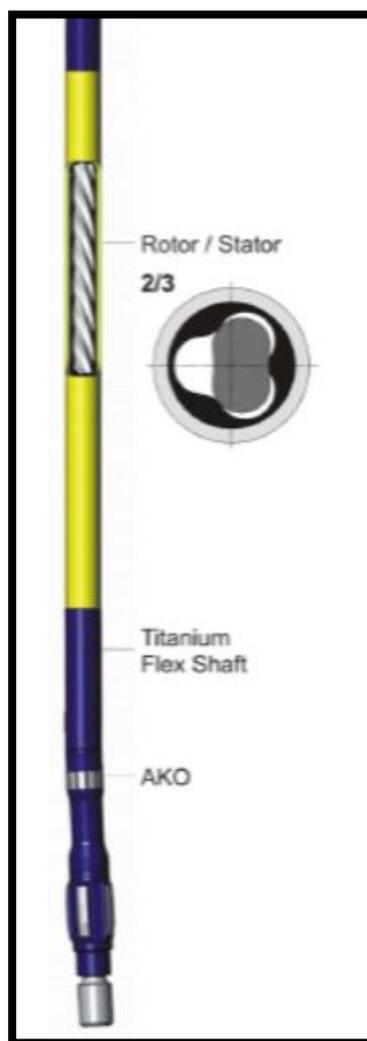


Figure 52 :Moteur de fond ¾ ultraHS-HP.

Section de support (bearing section)	Unité US	Unité SI
Type	Lubrification a boue	
Limites opérationnel		
WOB (standard Bearings)	14.600 lb	65 kN
WOB (Diamond Bearings)	25.500lb	113 kN
Limites maximum		
WOB (standard Bearings)	22.500 lb	100 kN
WOB (Diamond Bearings)	31.800 lb	142 kN

Tableau11 : Caractéristiques de constructeur.

4^{3/4} in ULTRA HS-motor		
	Unité US	Unités SI
Débit (flow rate)	105-315 gpm	400-1200 l/min
Vitesse (speed)	245-730 rpm	
Elastomer : standard et grand (high) temperature		
<i>Limites opératoire</i>		
Pression différentiel	1.600 Psi	110 Bar
Torque	1.500 ft-lbs	2.000 Nm
Energie mécanique (power output)	205hp	155 kW
Maximum operational		
Pression différentiel	2.550 psi	175 Bar
Torque	2.350 ft-lbs	3.200 Nm
DuraMAX elastomer		
<i>Limites opératoire</i>		
Pression différentiel	2.400 Psi	165 Bar
Torque	2.250 ft-lbs	3.000 Nm
Energie mécanique (power output)	310 hp	230 kW
Maximum operational		
Pression différentiel	3.200 Psi	220 Bar
Torque	2.950 ft-lbs	4.000Nm

Tableau 12 : caractéristiques de moteur de fond.

les propriétés de motor 4^{3/4} Ultra HS-HP:

<i>Caractéristiques (features)</i>	<i>Les avantages benefits</i>
Power section interne de haut technologie: DuraMax elastomer et Ultra-HS motor	The Elastomer délivre plus de 50 % de torque et de énergie mécanique dans le fond de puits. garantie la durabilité et la fiabilité de performance.
power section plus longue	Implique un grand output power qui donne une Grand ROP
AKO (Adjustable kick off sub)	Bent housing adjustable qui permet d'obtenir des DLS souhaité
Grand vitesse d'outil (High bit speed)	Qui permet de prolonger la vie de l'outil et ces performances
Elastomer de haute température	Il permet de travaillé dans des températures jusqu'à 320°F (160 °C)
Timtanuim Flex Shaft	Plus durable et pratique que le joint universel (universal joint)
Optimized connections	Le grand torque produit dans le fond de puits réduit le risque de (downhole) Backs-off durent le forage ce qui augmente les performances et la fiabilité de moteur.

Tableau 13 : Propriétés de moteur 4^{3/4} ultra HS – HP.

Les graphes de performances 4^{3/4} Ultra HS-HP:

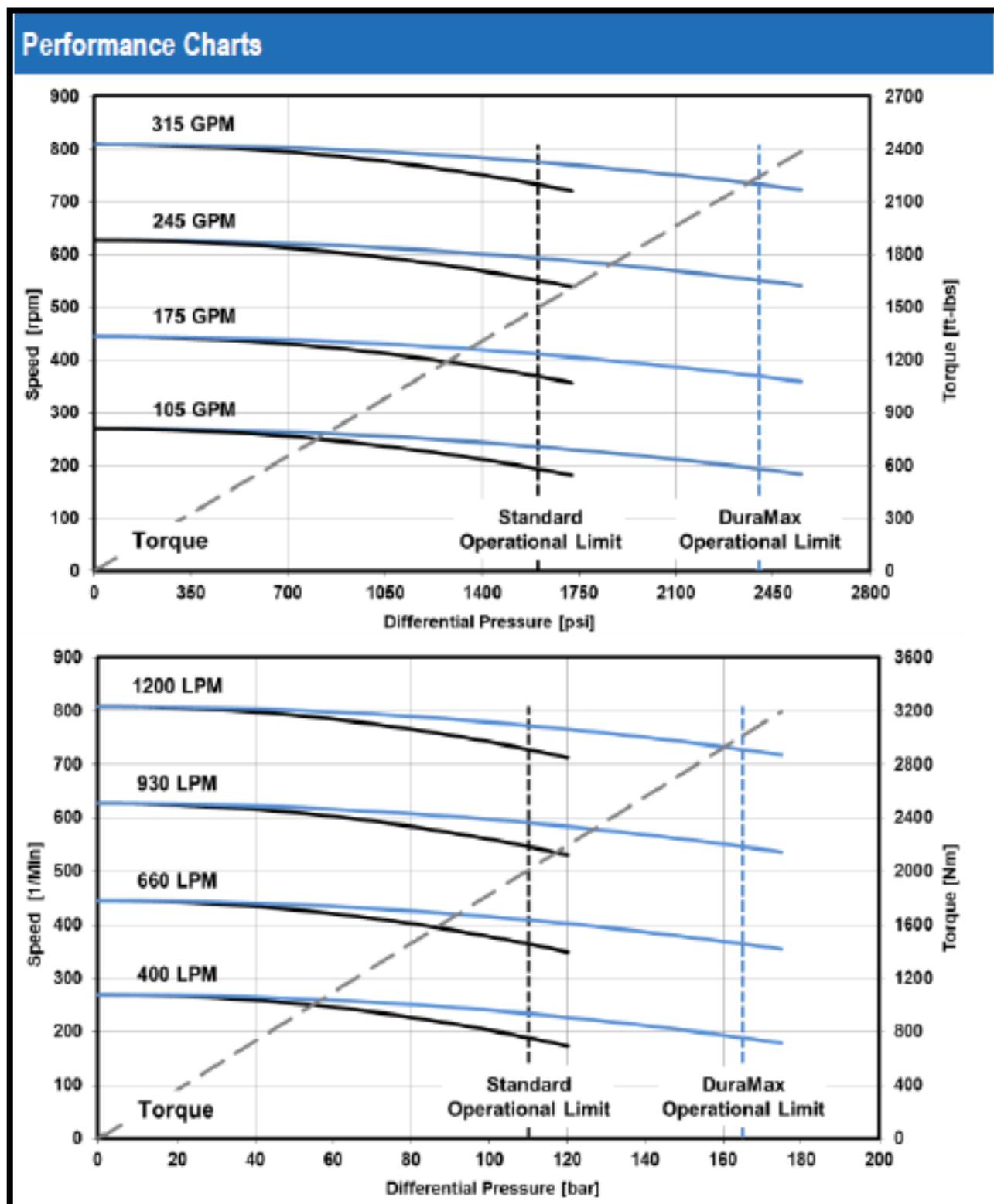


Figure 53 : Graphes des performances.

Exemple d'interprétation d'un Graphe 'chart':

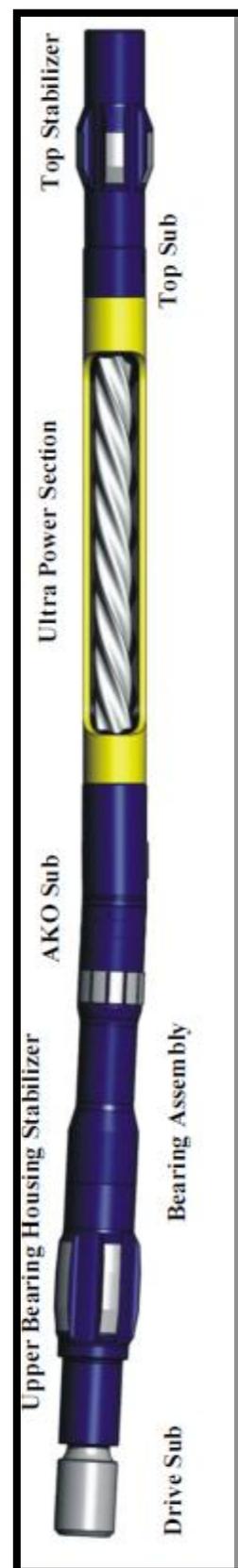
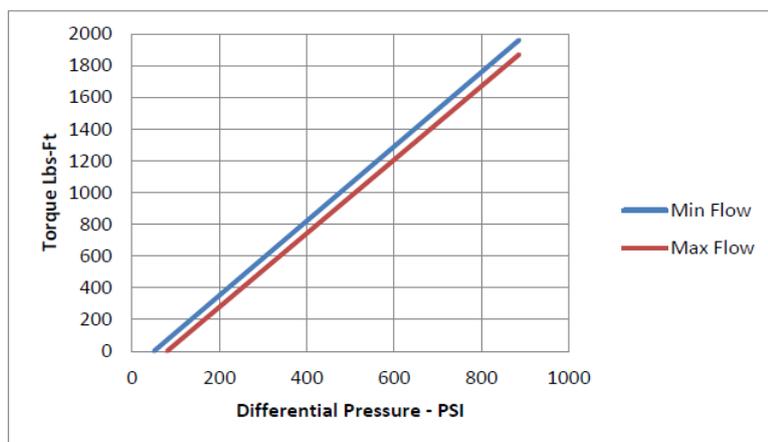
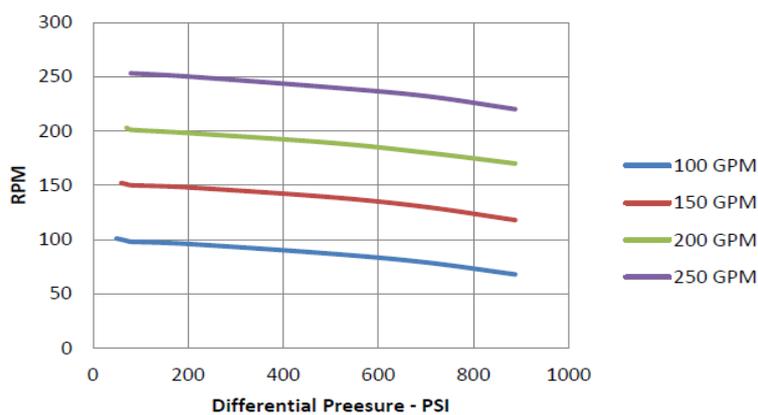
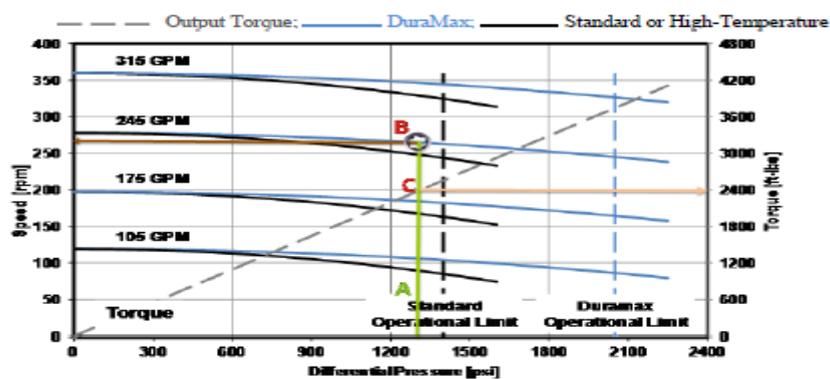


Figure 54 : Representation de la vitesse et du totque en fonction de la difference de pression.

Les abréviations:

AKO	Adjustable Kick Off Sub
BHA	Bottomhole assembly
BUR	Buildup Rate
DLS	Dogleg Severity
HP /HT	High Pressure /High Temperature
LWD	Logging while drilling
MWD	Measurement while Drilling
OBM	Oil-based Mud
PDM	Positive Displacement Motor
TFA	Totale flow Area
TOB	Torque on Bit
UBHS	Upper Bearing Housing Stabilizer
UXT	Ultra X-treme Motor
WOB	Weight on Bit
T	Torque
Sr	Vitesse de rotation de l'arbre du moteur en tr/min
ΔP_o	: Différence de pression de moteur, psi et bar.
DLS	Dogleg Severity
Q	Débit des pompes, gal/min et l/min
A_N	Section des duses (correspond a TFA Total flow area dans le rapport de Baker) donnée en in² et cm².
d	Densité de la boue en ppg et s.g.
P_o	Chute de pression de l'outil, psi et bars ;

Tableau 14 : les abreviations.

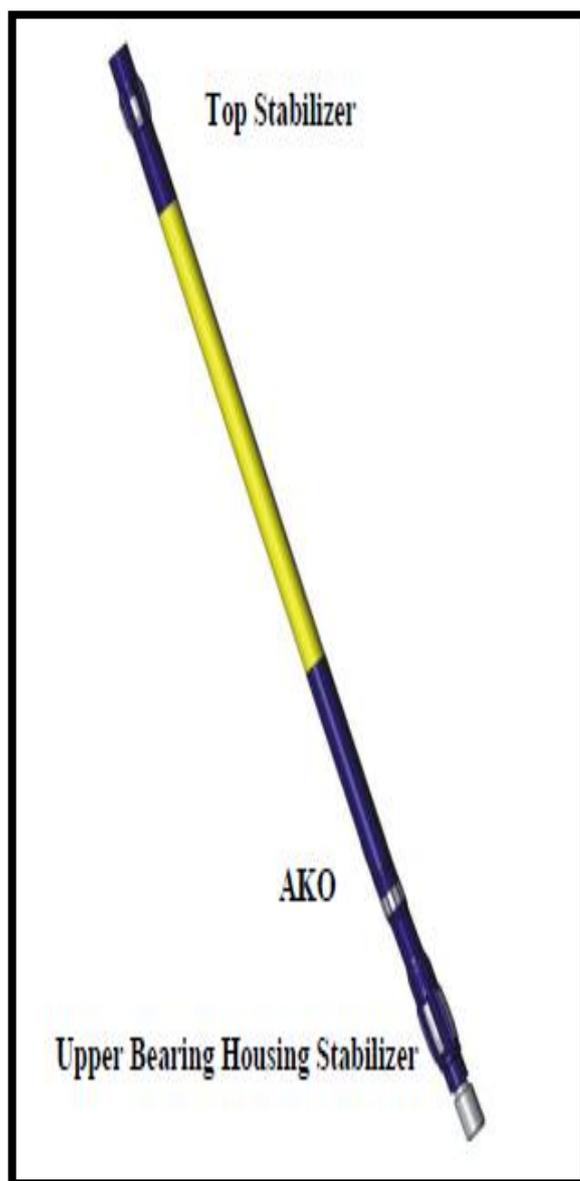


Figure 55 : Emplacement des diffèrent stabilisateur.

Longueur (length)	
1 foot	12 inches
1 inch	0.0833 feet
1 inch	2.54 cm
1 Meter	3.280834 feet
1 foot	0.3048 Meters
Volume	
1 Barrel	42 Gallons
1 Barrel	158.97 litres
1 Gallon (US)	0.02381 Barrels
1 litre	0.00629 Barrels
1 gallon	3.785 litres
1 litre	0.26417 Gallons
Force	
1 pound force	4.44822 Newton
1newton	0.22480889 P/force
Pressure	
1 pound /insh²	6.8947 kPascal
1 kPascal	0.14504 Pnd/insh²
Température	
Celsius	(°fahrenheit -32)/1.8
fahrenheit	1.8 x °celsius +32

Tableau 15 : Table des unités.

➤ **Puissance Mécanique: (output)**

Commentaire : l'énergie produit par le Moteur en fonction de la rotation et le Torque. Horsepower (use motor output rpm only, ignore surface rpm)

$$HP_{\text{output}}(\text{hp}) = \frac{T(\text{ft-lb}) \times n}{5252} \quad \text{Imperial} \quad HP_{\text{output}}(\text{watt}) = \frac{2\pi \times T(\text{Nm}) \times n}{60} \quad \text{metric}$$

La puissance de la transmission mécanique est calculée dans les unités standard avec :

$$HP_{\text{mechanical}} = \frac{T \times S_r}{5252}$$

T	Torque	
	Feet-livre	Newton. Mètre
n	Nombre de rotation par minuit RPM	

Tableau 16 : table des unités.

Source des formules: Beaker Daily report.

Source de DATA: Daily rapport de Beaker.

On Bottom:

$$HP_{\text{mechanical}} = \frac{2200 \times 450}{5252} \quad HP_{\text{output}} = 188.49 \text{ HP.}$$

Off bottom:

$$HP_{\text{mechanical}} = \frac{1600 \times 518}{5252} \quad HP_{\text{output}} = 157.80 \text{ HP.}$$

➤ **Energiehydraulique : (input)**

Commentaire:

L'énergie produit par la pression de fluide de forage, en fonction de débit et la déférence de pression.

Chaque Moteur est accompagné par une fiche technique qui contient des Graphes de Performance de ce dernier, en fonction de tous les paramètres qui influe sur le rendement de moteur.

Hydraulic Horsepower (use differential pressure, not total pressure loss for motor).

$$HP_{input}(hp) = \frac{\Delta P(\text{psi}) \times Q(\text{gpm})}{1714} \text{ Imperial units'}$$

$$HP_{input}(\text{watt}) = \frac{100 \times \Delta P(\text{bar}) \times Q(\text{lpm})}{60} \text{ Metric units}$$

ΔP	Pression différentielle	
Q	Débit (flow rate)	
	Gpm (gallon par min)	Lpm (litre par min)

Tableau 17 : table des unités

L'énergie hydraulique est calculée dans l'unité standard par la formule :

$$HP_{hydraulic} = \frac{211.34 \times 1300}{1714} = 160.29073HP$$

Et dans les unités métriques avec :

$$HP_{hdraulic} = \frac{100 \times 800 \times 1300}{60 \times 14.5} = 119.5747 Kw$$

➤ **Efficacité de moteur :**

The overall PDM efficiency is defined as a relation of output and input horsepower.

Motor Efficiency

$$\text{Motor Efficiency \%} = \frac{HP_{output}}{HP_{input}} \times 100$$

$$\text{Motor Efficiency \%} = \frac{157.80}{160.5747} \times 100 = 98.27\%$$

Commentaire : se l'implique que le moteur fonction à haut performance et avec une grande efficacité de conversion d'énergie hydraulique en énergie mécanique.

L'efficacité de moteur est calculé dans les unités standard avec :

$$E = \frac{32.64 \times T \times S_r}{Q \times \Delta P_o}$$

Et dans les unités métriques avec :

$$E = \frac{2\Pi \times T \times S_r}{Q \times \Delta P_o}$$

Commentaire:

- L'efficacité de Motor dépend des plusieurs paramètres telle que suit :

- 1-débit de forage (flowrate).
- 2-pression.
- 3-configuration des lobes
- 4-Rotor/Stator fit.
- 5-les propriétés de la boue.
- 6-les conditions de surface.

- **Estimation de Downhole sliding WOB :**

$$\text{DownholeSlidingWOB} = \text{SurfaceRotatingWOB} \times \frac{\text{Sliding } \Delta P}{\text{Rotating } \Delta P}$$

Dans notre cas Sliding ΔP = Rotating ΔP
 Downhole Sliding WOB = Surface Rotating WOB

Commentaire:

Dans le rapport de BAKER on peut voir que la ΔP est la meme dans les deux cas ainsi que les WOB (que n'est nulle (a vérifié))

- **Motor Yield (Output) using DLS :**

$$\text{Motor Yield} = \text{DLS} \times \frac{\text{CL}}{\text{Slide Distance}}$$

$$\text{Motor Yield} = \frac{\text{DLS}}{\text{Fraction Slide}}$$

$$\text{Fraction Slide} = \frac{\text{Slide Distance}}{\text{CL}} \quad \text{note: fraction slide will always } \leq 1$$

$$\text{Fraction Slide} = \frac{78.10}{154} = 0.50741$$

DLS = 3°/30m (daily rapport de BAKER)

$$\text{MotorYield} = \frac{3}{0.50741 \times 30} = 0.197184$$

➤ **Vitesse du liquide:**

Commentaire: 101 les lois de l'MDF

La vitesse du liquide est calculée dans les unités standard avec :

$$v_f = \frac{0.3208 \times Q}{A_N}$$

$$v_f = \frac{0.3208 \times 221.34}{0.82} = 82.681 \text{ ft} / \text{s}$$

Et dans les unités métriques avec :

$$v_f = \frac{Q}{A_N}$$

$$v_f = \frac{0.0008}{0.82 \times 5.29 \times 10^{-6}} = 184.42 \text{ m} / \text{s}$$

➤ **Chute de pression de l'outil :**

Commentaire :

les pertes de charge au niveau de l'outil.

La chute de pression de l'outil est calculée dans les unités standard avec :

$$P_o = \frac{Q^2 \times d}{10858 \times A_N^2}$$

$$P_o = \frac{211.34^2 \times 10.829}{10858 \times (0.82)^2} = 66.24 \text{ Psi}$$

Et dans les unités métriques avec :

$$P_o = \frac{Q^2 \times d}{6.496 \times A_N^2}$$

Total Flow Area (TFA)									
Size (in) taille (/32)	1 jet	2 jets	3 jets	4 jets	5 jets	6 jets	7 jets	8 jets	9 jets
7	0.038	0.075	0.113	0.150	0.188	0.226	0.263	0.301	0.338
8	0.049	0.098	0.147	0.196	0.246	0.295	0.344	0.393	0.442
10	0.062	0.124	0.186	0.248	0.311	0.373	0.435	0.497	0.559
11	0.077	0.153	0.230	0.307	0.384	0.460	0.537	0.614	0.690
12	0.093	0.186	0.278	0.371	0.464	0.557	0.650	0.742	0.835
13	0.110	0.221	0.331	0.442	0.552	0.662	0.773	0.883	0.994
14	0.130	0.259	0.389	0.518	0.648	0.778	0.907	1.037	1.166
15	0.150	0.301	0.451	0.601	0.752	0.902	1.052	1.202	1.353
16	0.73	0.345	0.518	0.690	0.863	1.036	1.208	1.381	1.553
18	0.196	0.393	0.589	0.785	0.982	1.178	1.374	1.570	1.767
20	0.249	0.497	0.746	0.994	1.243	1.491	1.740	1.988	2.237
22	0.307	0.614	0.920	1.227	1.534	1.841	2.148	2.454	2.761
23	0.371	0.742	1.114	1.485	1.856	2.227	2.598	2.970	3.341
24	0.442	0.884	1.325	1.767	2.209	2.651	3.093	3.534	3.976
28	0.601	1.203	1.804	2.405	3.007	3.608	4.209	4.810	5.412

Tableau 18 : Les TFA en fonction de diamètre.

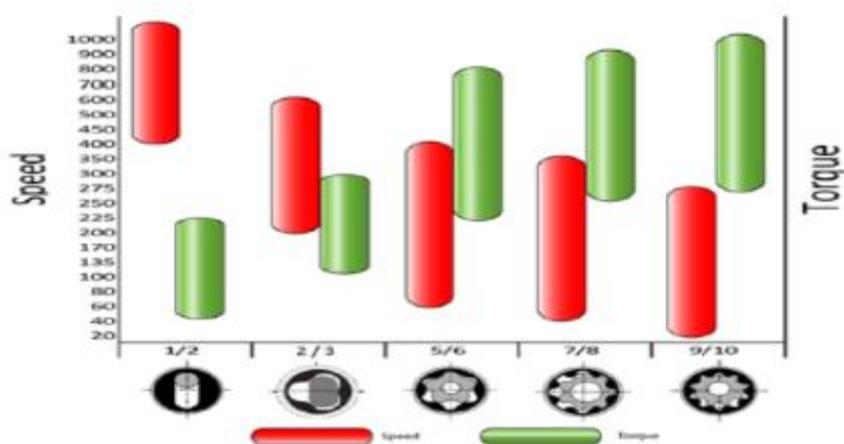


Figure 56 : Changement de torque et de la vitesse en fonction de configuration de moteur.

Partie Courbure :

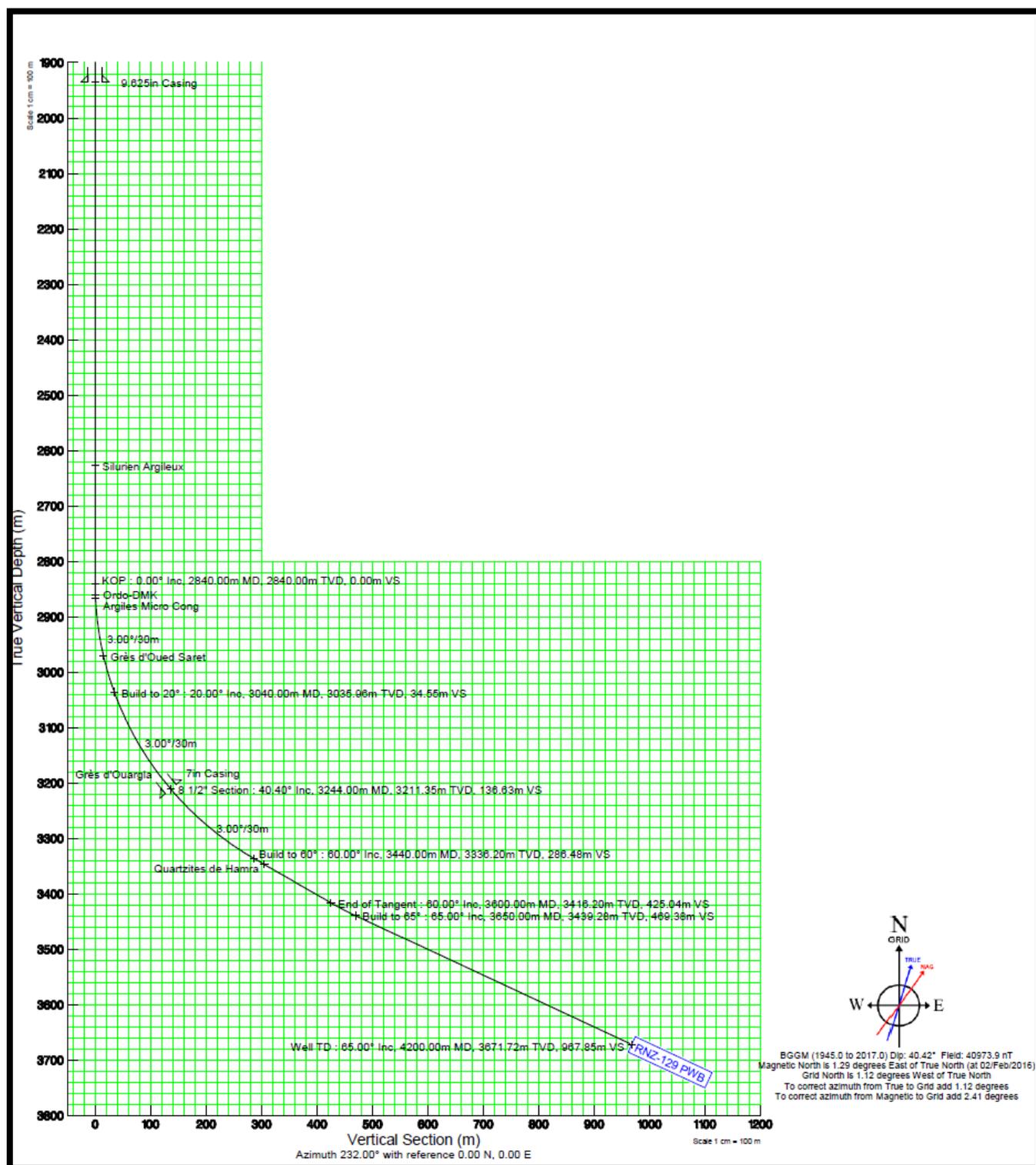


Figure 57 : Profile de puits RNZ#129

➤ **La géométrie de trois points (taux d'habillage) :**

Commentaire :

La technique utilisée est connue sous le nom de la Géométrie de 3 points cette technique consiste à utiliser les trois points de stabilisation de la garniture dans le fond de trou foré.

Les trois points sont :

- a- la cage de l'outil (bit gauge).
- b-Bearing housing stabilisateur.
- c- top stabilisateur.

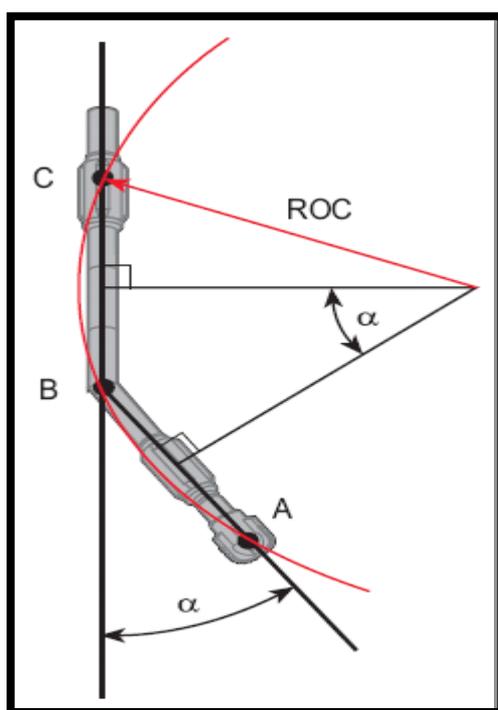


Figure 58 : La méthode de trois points.

Commentaire :

SONATRACH exige un DLS sur l'entreprise de service après cette dernière fais ces calculs de trajectoire en fonction de la valeur de DLS donné pour RNZ 129 $DLS = 3^\circ / 30m$

$$DLS = \frac{DL}{CL} \times 30 \text{ (deg/30m)}$$

$$DLS \times CL = DL \text{ 30 (deg/30m)}$$

$$AB + BC = CL$$

Commentaire : les valeurs d'AB et BC (voir le rapport de BAKER).les caractéristiques de moteur

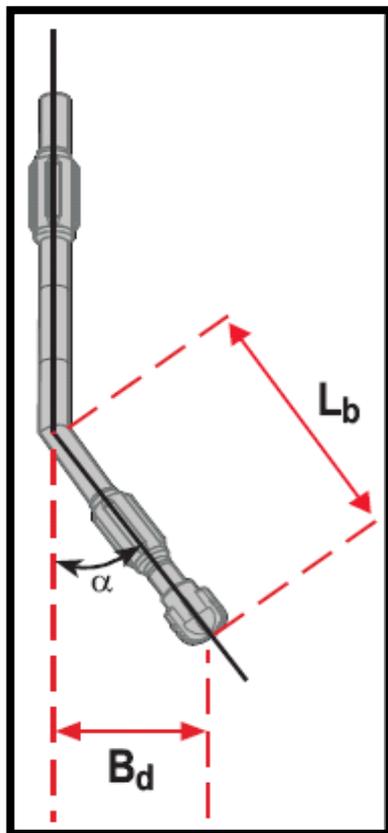


Figure 59 : Inclinaison de coude de moteur de fond.

➤ Rayon de courbure:

Commentaire : il y a quatre méthodes de calculs de servile de trajectoire ;

-Tangential Method :

Cette méthode admis que entre deux point de servile (dit servey stations) la trajectoire est line droit, elle admit aussi que les lectures au point plus profonde est admis pour tout la longueur de trajectoire entre les deux point de mesure cette méthode ni plus utilisé vu que c'est une méthode inexacte.

-Average Angle Method :

Cette méthode suppose que toute une longueur de trajet est une line droit.

La direction de trou est mesurée par la moyenne des directions à chaque station de servile au début et à la fin de la course.

Ainsi que l'inclination de puits est la moyenne de l'inclination de la longueur parcourue cette méthode la donne des résultats acceptables mais l'erreur augment avec l'augmentation de la longueur parcourue.

-le calcul de rayon de courbures (Radius of Curvature Method) :

Cette méthode admet que la Longueur parcourue est un arc lisse (smooth arc). La projection de parcourue sur le plan vertical donne un arc sous forme circulaire d'un seule rayon, tandis que la projection de parcourue dans le plan horizontale donne des arcs circulaires a différents rayons. Cette méthode donne des résultats précis mais elle demande un programme ou logiciel d'exécution pour faire les calculs.

- Minimum Curvature Method (The Arc Method) :

Cette méthode admet que la trajectoire de puits est une courbe de courbure minimum.

À chaque check-point deux facteurs sont mesurés :

L'inclination et l'Azimut, sous forme de deux vecteurs tangents au wellbore trajectoire tel que :

- vecteur d'Inclination dans le plan vertical.
- vecteur d'azimut dans le plan horizontal.

(Tous les projections d'inclination et d'azimut est fait par un système de référence choisi par la compagnie de service et par la condition de trou). La dernière information tirée de "Survey" est la course parcourue entre les deux points de services.

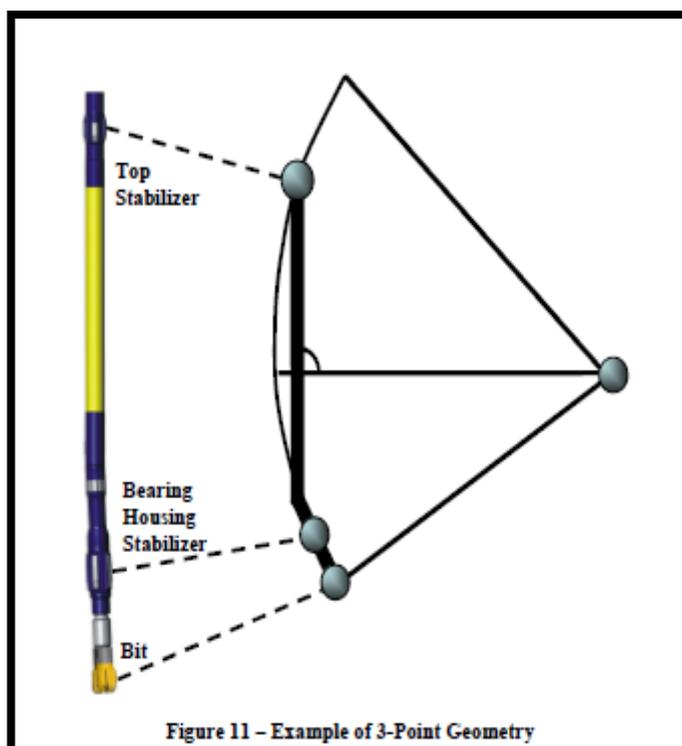


Figure 60 : exemple de la géométrie des trois points

DLS capability pour le 4^{3/4} Ultra HS-HP :

Hole Size		Slick			Partial			Full		
		AKO	BUR	RPM	AKO	BUR	RPM	AKO	BUR	RPM
6 in	A1	0.5	1.6	125	0.5	4.0	125	0.5	2.8	113
	A2	1.8	13.1	60	1.8	13.9	60	1.2	7.7	60
	A3									
	A4									
6 ^{3/8} in	A1	0.5	1.5	129	0.5	4.1	129	0.5	2.8	113
	A2	2.1	15.7	60	2.1	16.3	60	1.2	7.7	60
	A3									
	A4									
6 ^{3/4} in	A1	0.8	1.9	121	0.5	4.8	130	0.5	2.7	125
	A2	2.5	16.7	60	2.3	18.2	60	1.8	11.8	60
	A3	2.8	19.3	30	2.5	19.7	30			
	A4	3.2	22.8		2.8	21.9				

Tableau 19 : Capacité de moteur 4^{3/4} suivant le diamètre de trou.

On a: AB=1.84m=6.0367ft.
BC=7.74m=25.3937ft.

$$ROC = \frac{28.65}{\alpha} \times (AB + Bc)$$

$$ROC = \frac{28.65}{1.2} \times (1.84 + 7.74) = 228.722m$$

➤ Build-up rate:

Commentaire :

C'est le développement de l'angle en fonction d'avancement. (To develop or increase in stages or by degrees).

Commentaire : référence de BUR formules (DDAformules)

$$BUR = \frac{360 \times interval}{2 \times \pi \times r_c}$$

$$BUR = \frac{5730}{r_c} \text{For}^\circ/100\text{ft} \quad BUR = \frac{1719}{r_c} \text{for}^\circ/30\text{m}$$

$$BUR = \frac{5730}{750.4019} = 7.635^\circ/100\text{ft}$$

Partie pratique

4 3/4" UTR HS (1.2 AKO, UBHS 5 7/16")_Impreg Bit 6"													
BHA Run Parameters													
BHA Run #	8	MTR Run #	6	Distance	154.00	m	P/U Date	26-Mar-2016 19:00					
ATK Run #		MTR Rerun #		Avg ROP	1.39	m/hr	L/D Date	02-Apr-2016 20:00					
ATK Rerun #				Max Temp	113.0	degC							
MWD #	8	MD In	3292.00	m	On Btm Circ	110.68	hours	Start Drilling	28-Mar-2016 00:15				
Bit #	8	MD Out	3446.00	m	Off Btm Circ	21.45	hours	Stop Drilling	02-Apr-2016 11:00				
String Parameters													
#	Component	Mfr	S/N	Gauge OD in	OD in	ID in	Fishing Neck in	Length m	Total Length m				
12	Drill pipe	ENAFOR			3 1/2	2.764		0.00	1450.91				
11	HWDP	ENAFOR			3 1/2	2 1/4		46.92	1450.91				
10	Jar	SLB	9641207		4 3/4	2 1/4		9.00	1403.99				
9	HWDP	ENAFOR			3 1/2	2 1/4		225.57	1394.99				
8	Drill pipe	ENAFOR			3 1/2	2.764		1145.48	1169.42				
7	Sub - circulation	BH	135246		4 11/16	2 11/16	4 3/4	0.66	23.94				
6	NMSub - filter	BH	11916554		4 11/16	2 11/16		1.73	23.28				
5	MWD - pulser	INTEQ	10109914		4 3/4	2 11/16	4 3/4	1.50	21.55				
4	Drill pipe - compressive	INTEQ	78943	4 3/4	4 11/16	2 11/16		9.20	20.05				
3	Stab - string	INTEQ	6826	5 1/2	4 3/4	2 11/16	6 3/4	1.25	10.85				
2	Motor	INTEQ	ZMTR 04512	5 7/16	4 11/16	3.800	4 7/8	9.32	9.60				
1	Bit - diamond - fixed cut	HCC	7159463	6				0.28	0.28				
Bit Parameters													
	I	O	D	L	B	G	O	R	TBR/Run	Graded By			
Grade In	0	0	NO	A	X	I	NO						
Grade Out	5	6	WT	A	X	I	CT	DMF		SV/SH.			
Type	HHD372G8		IADC Code	M842	TFA	0.8200	in^2	Jets	Gauge Len	150.0 mm			
Stabilization Details						Drill Pipe Details							
Comp #	Type	Ser #	Shape	Blade Len mm	Blade Width in	Gge Len mm	Gge In in	Gge Out in	Drill Pipe Sect	Grade	OD in	Nom Wt kg/m	Len m
3	Integral	6826	Spiral	370.0	2 3/4	320.0	5 1/2		8	S-135	3 1/2	29.02	1145.48
2	UBHS (Screw-On)		Straight	180.0	1 3/4	110.0	5 7/16		12	S-135	3 1/2	29.02	0.00
											BHA Buoyed Wt	58	tonne
											BHA Wt Below Jars	53	tonne
Motor Details						Component Details							
Manufacturer	INTEQ			Nozzle			in/32		Directional (mag) / Bit			14.63 m	
Type	Ultra HS (2/3 Lobe, 0.61 rev/l, 11 stgs)			Operating Delta P			250 psi		Gamma / Bit			13.68 m	
S/N	ZMTR 04512			No Load Delta P			190 psi						
Motor Size	4 11/16 in			Bit To AKO Bend			1.84 m						
Tilt Angle	1.20 deg			Bit To UBHS			0.99 m						
UBHS To Stator Stab				PDM Gap In / Out			1.0 / 2.0 mm						
Geology				Fluid Parameters									
Formation	Top MD m	Top TVD m	Description	Mud Type Oil Based Mud									
GRES D'OUARGLA	3288.00	3242.72		Mud Weight	1.3000						sg		
				PV							cP		
				YP							lbf/100ft^2		
				Gels							lbf/100ft^2		
				% Sand							fraction		
				% Solids							%		
Survey Update													
Inc In deg	Inc Out deg	Azi In deg	Azi Out deg	Max TVD m	Max DLS Plan deg/30m	DLS Range deg/30m							
44.37	59.29	235.66	231.74	3336.84	3.0	0.7/5.8							
Drilling Parameters													
Mode	Dist. m	Time hours	Avg ROP m/hr	WOB tonne	Surf RPM	On Btm RPM	On Btm Torq kft.lb	Off Btm Torq kft.lb	Flow l/min	SPP psi	Avg Diff psi		
Rotate	75.90	47.17	1.61		0/30		0.00/2.20	0.00/1.60			202		
Orientate	78.10	66.42	1.18								202		
Off Btm Circ		21.45											
Total	154.00	132.13	1.39	3/6	0/30	450/518	0.00/2.20	0.00/1.60	800	3500	202		

Figure 61 : Exemple de Daily Rapport de déviation.

IV.3. Etude comparative :

Analyse de performance de PDM 01 :

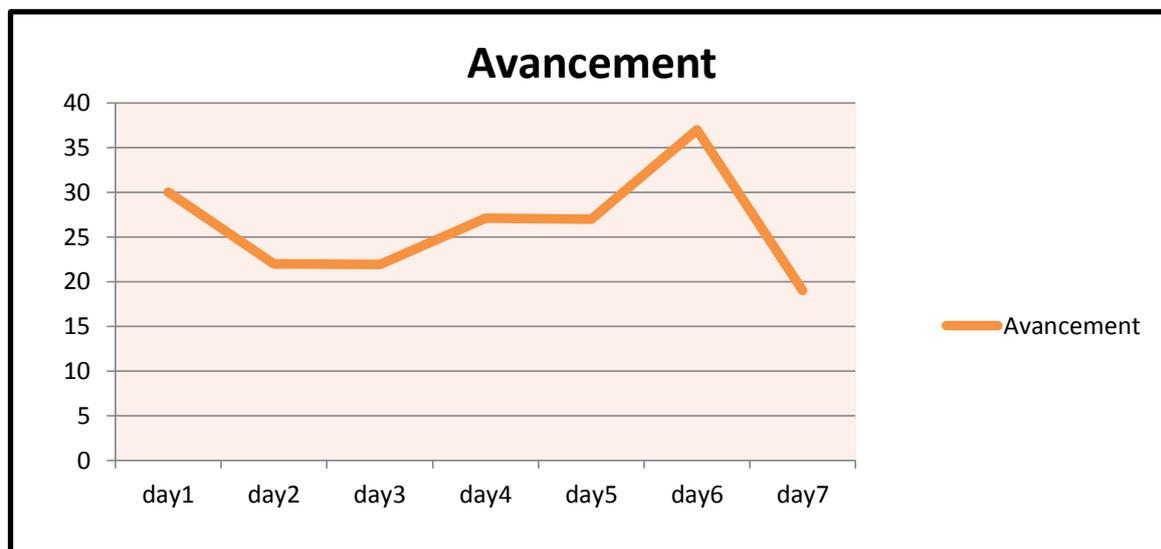


Figure 62 : Avancement parcourue par le PDM01.

Commentaire :

L'avancement atteint un pic (37 m) dans 6eme journée. L'avancement total est : 184 m.

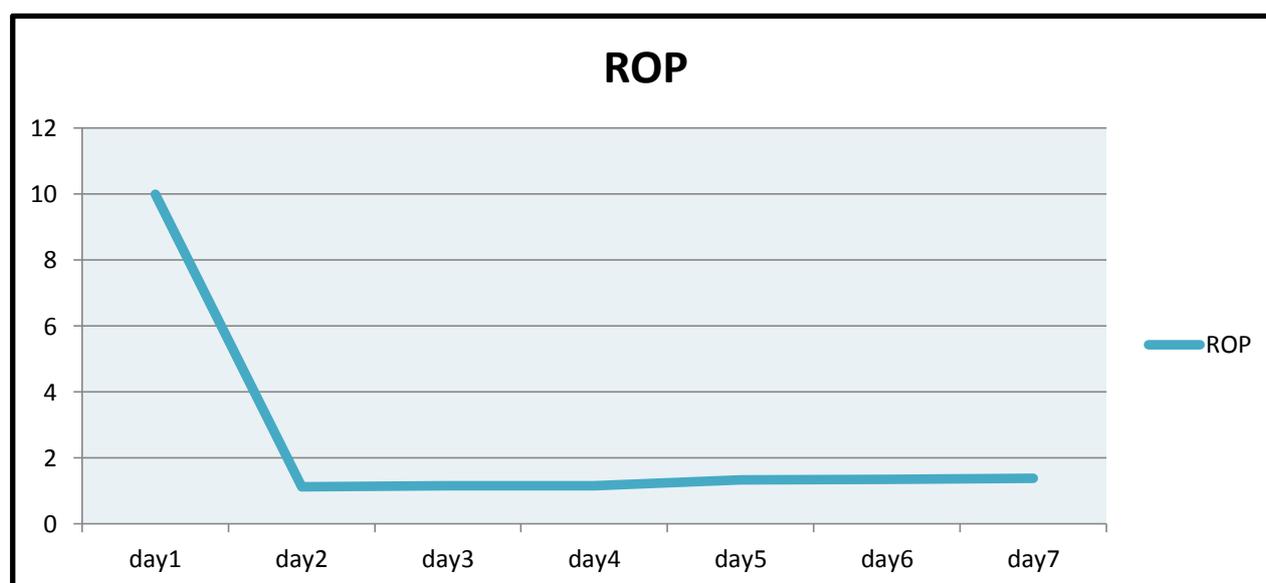


Figure 63 : ROP réalisé par le PDM01.

Commentaire : ROP = 10 m/hr réalisé par le PDM lors de forage de ciment dans le casing, et lors de forage de GRES OUARGLA l'ROP a chuté a [1 ; 1.5].

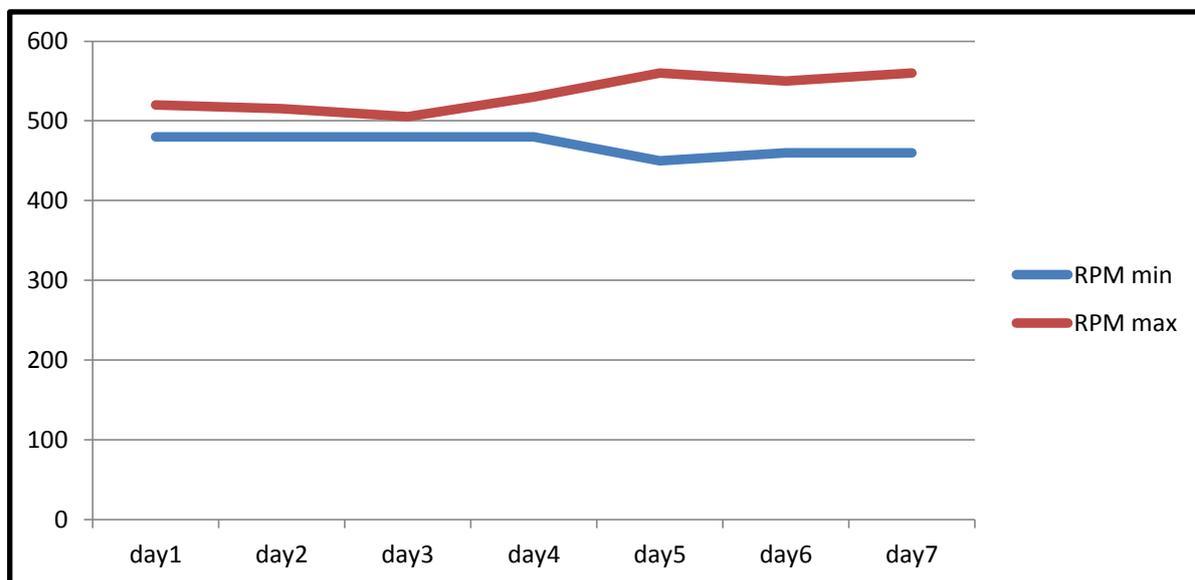


Figure 64 : RPM réalisé par PDM1.

Commentaire : RPM utilisé est en fonction de l'opérateur (BEKER) $RPM\ max = RPM\ min + [40 ; 100]$. Qui se fait varié en fonction de débit et de la pression.

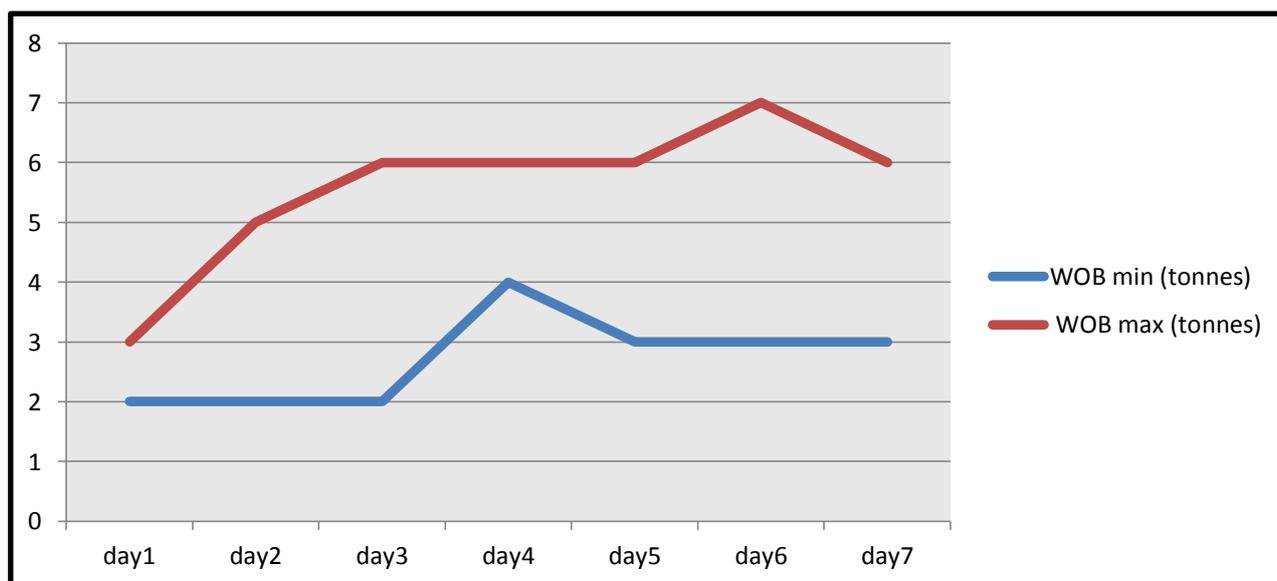


Figure 65 : Poids sur l'outil pendant le fonctionnement de PDM01.

Commentaire :

Varie par l'opérateur durant le forage. Cela pour :

- contrôle de la BHA de déviation (inclinaison, et sur tout l'Azimuth)
- contrôle de l'avancement de l'outil et pour ne pas l'utiliser rapidement car la formation rencontrée est très dure.
- contrôle de RPM pour éviter la fatigue de la garniture de Moteur (ce qui a arrivé à la fin de 7eme ours de forage avec PDM01).

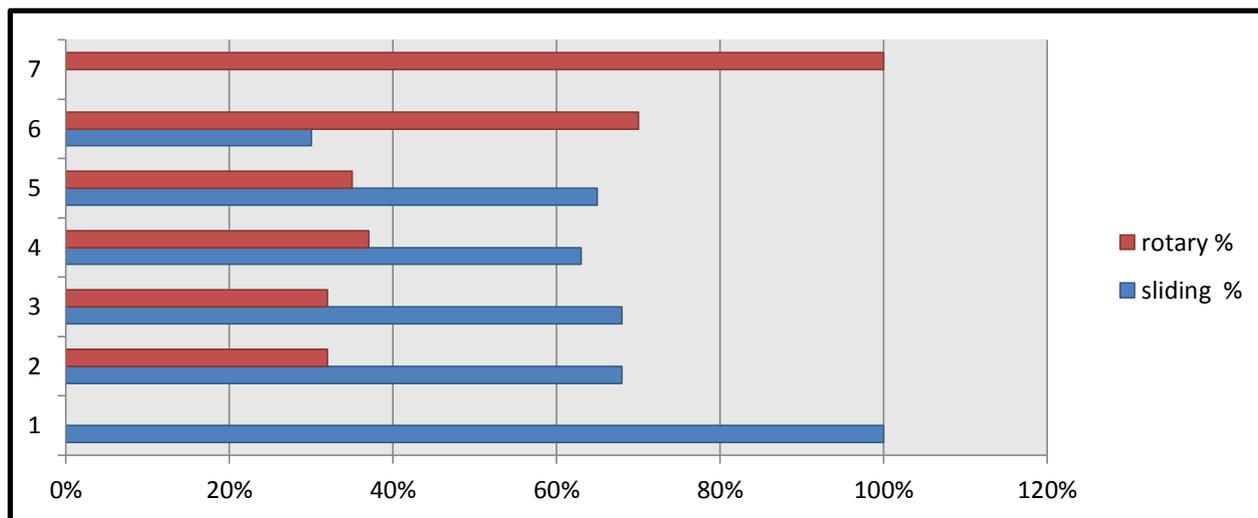


Figure 66 : Le pourcentage de forage par les deux modes avec le PDM01.

Commentaire :

L'utilisation de PDM a 100% dans la 1^{ère} phase (forage de ciment) ce qui permet de tester le PDM (shoetest).

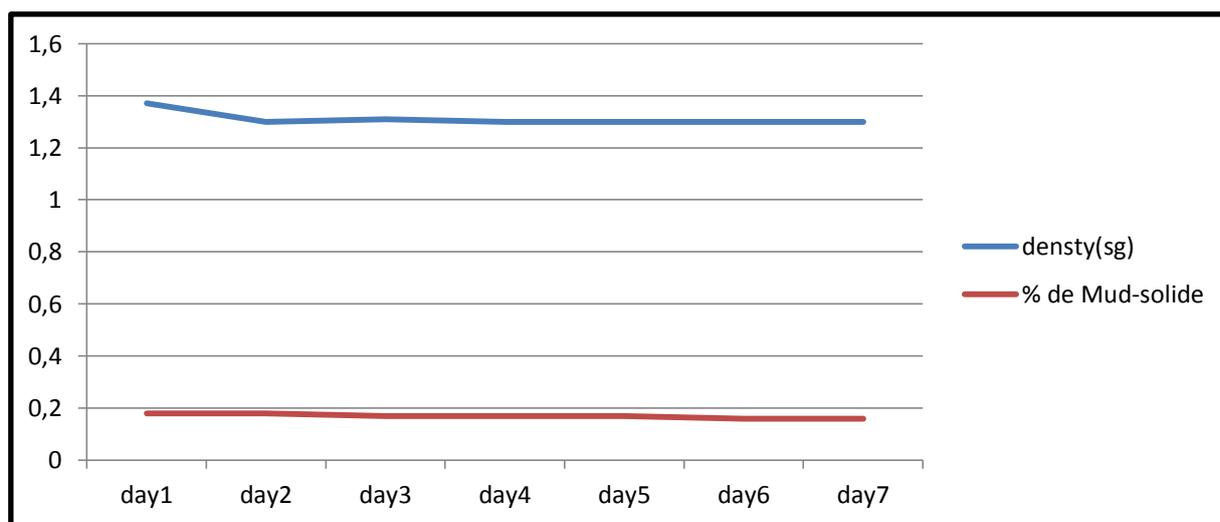


Figure 67 : Caractéristiques de la boue.

Commentaire : les caractéristiques de la boue pendant le forage sont généralement constantes.

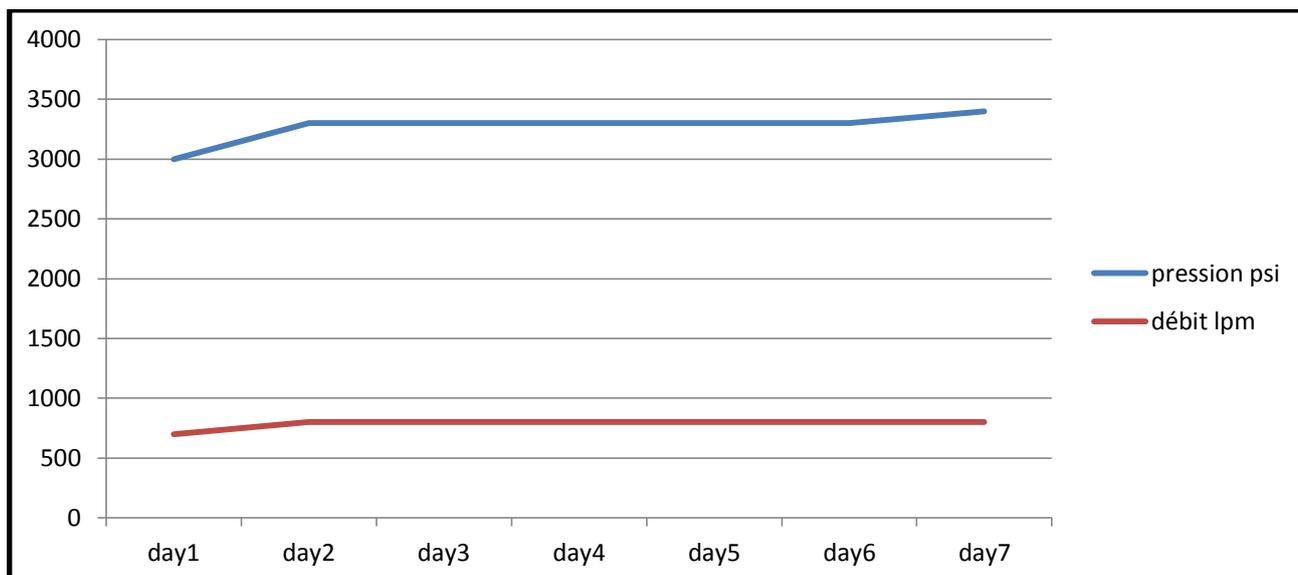


Figure 68 : Débit et pression utilisé.

Commentaire :

Les débits et pressions utilisé pendant le forage assure un bon fonctionnement de PDM01.

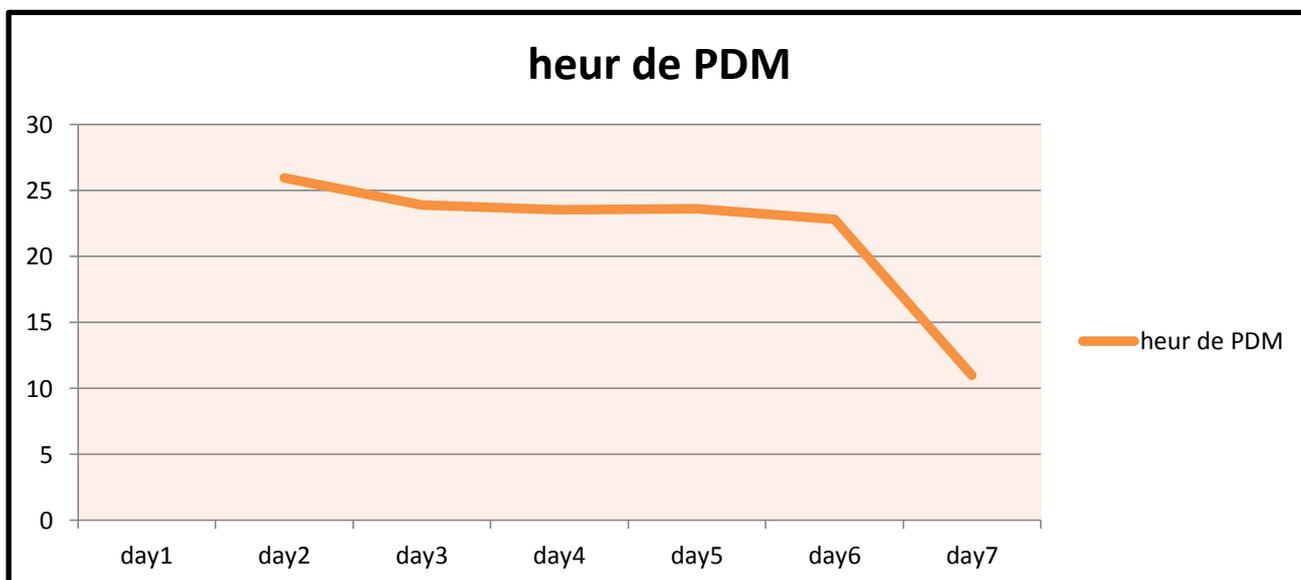


Figure 69 : Nombres d'heures de fonctionnement de PDM 01.

Commentaire :

le PDM01 a fonctionné 130.87 heures pendant 7 jours.

A la fin de 7eme journée un indice d'usure sur le PDM a été détecté par les MUD-LOGGER (remonté de caoutchouc). Par conséquent, la réalisation d'une remonté pour le changement de PDM.

Analyse de performance de PDM 02 :

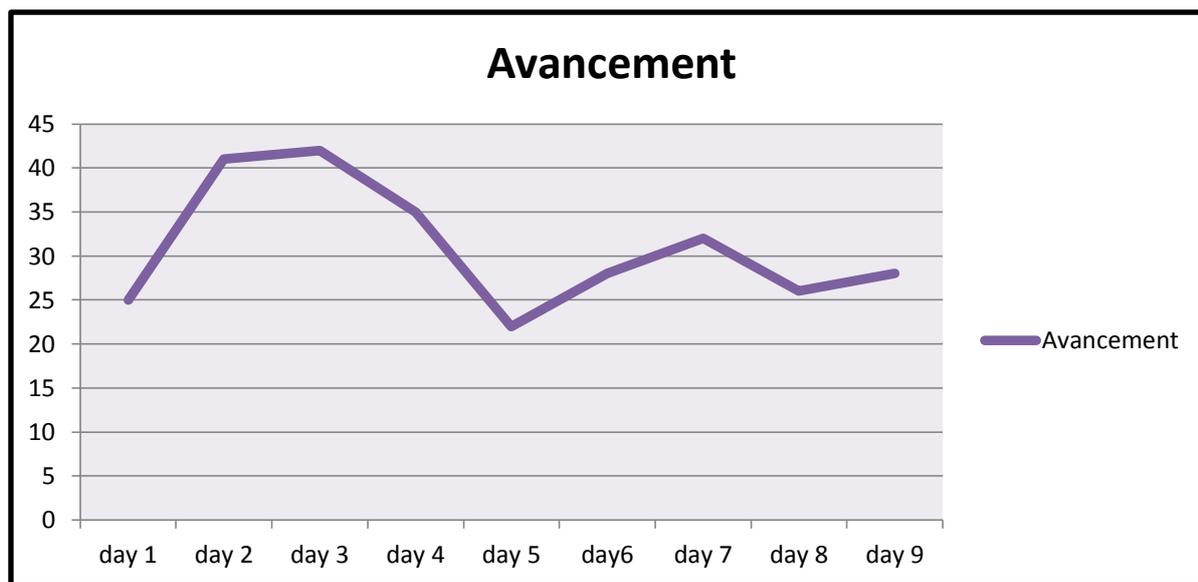


Figure 70 :L'avancement réalisé par le PDM02.

Commentaire : le PDM02 a réalisé un pic dans 3eme journée de 42m .l'avancement total de PDM02 est plus de 279 m.

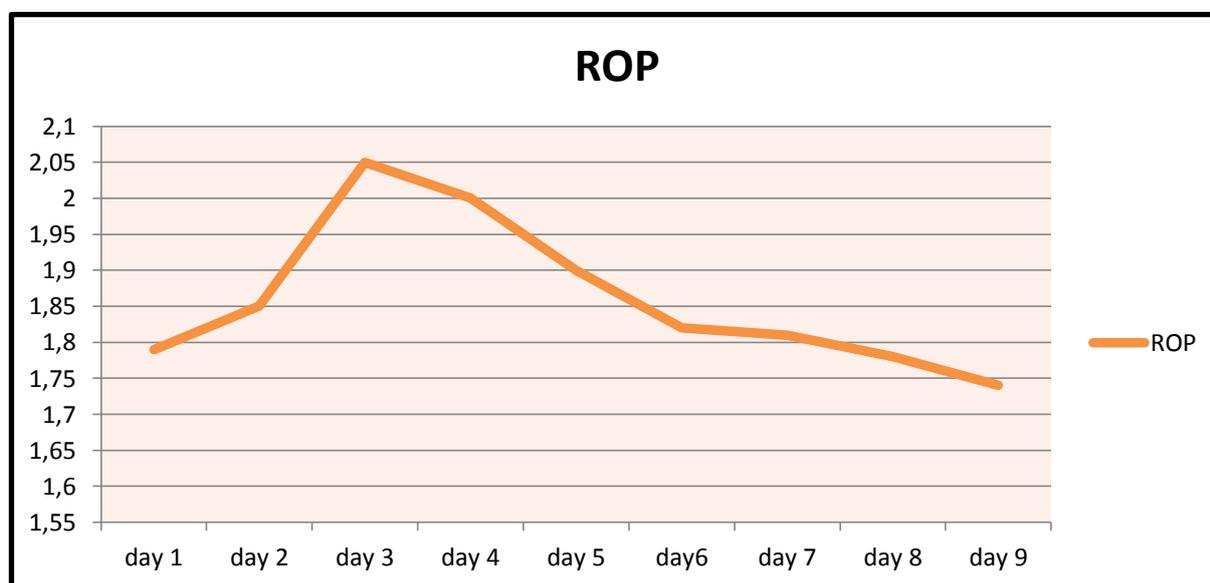


Figure 71 :L'ROP réalisé par le PDM02.

Commentaire :
 la ROP maximale atteinte par le PDM02 est 2.05 m/hr dans GRES OUARGLA.
 L'ROP moyenne : 1.86 m/hr.

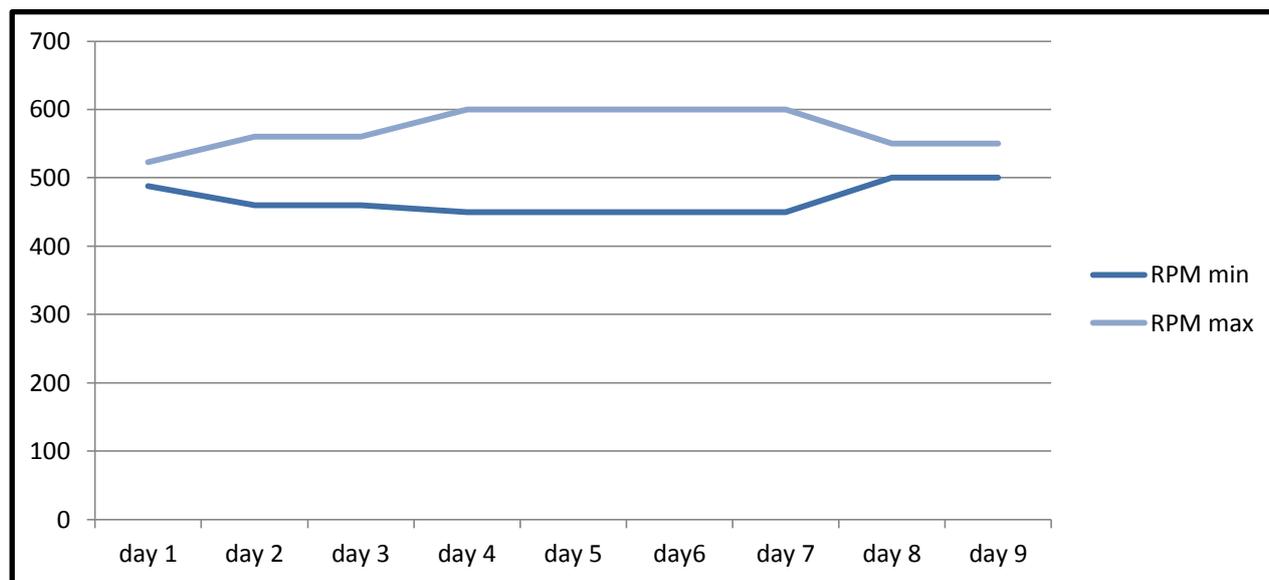


Figure 72 : RPM réalisé par PDM02.

Commentaire : plus de rotation due à l'augmentation de la pression et le débit.

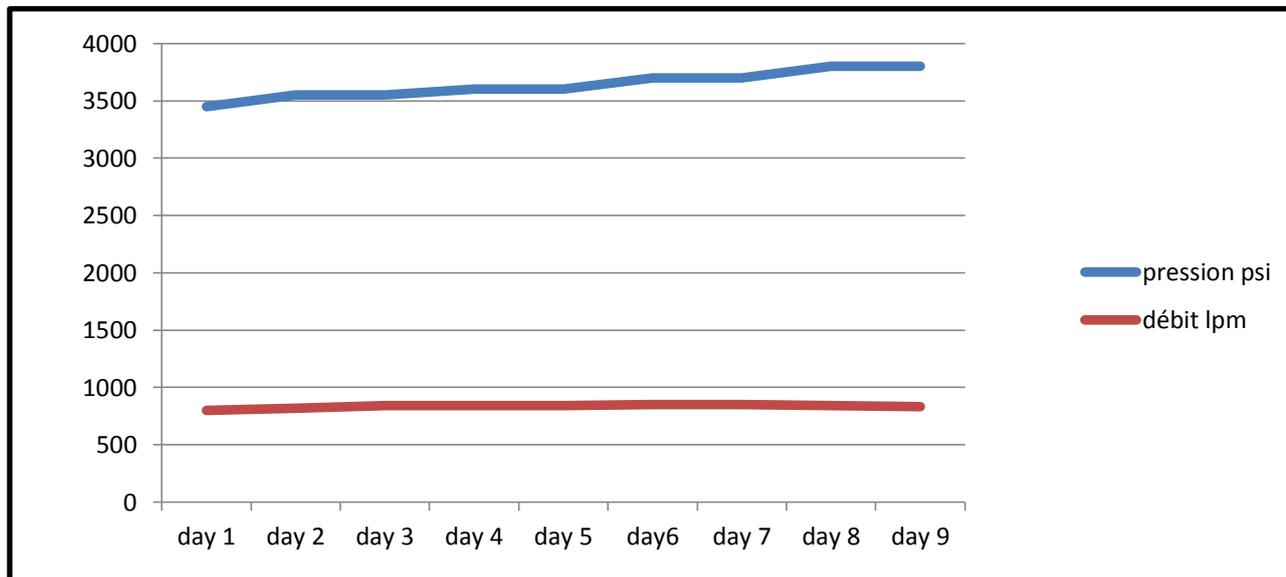


Figure 73 : Débit et la pression utilisée pour le PDM02.

Commentaire : augmentation de débit et de la pression par rapport au 1^{er} PDM.

Colonne1	pression psi	débit lpm
Day 1	3450	800
Day 2	3550	820
Day 3	3550	840
Day 4	3600	840
Day 5	3600	840
day6	3700	850
Day 7	3700	850
Day 8	3800	840
Day 9	3800	830

Tableau 20 : Les valeurs de pression et de débit au PDM 2.

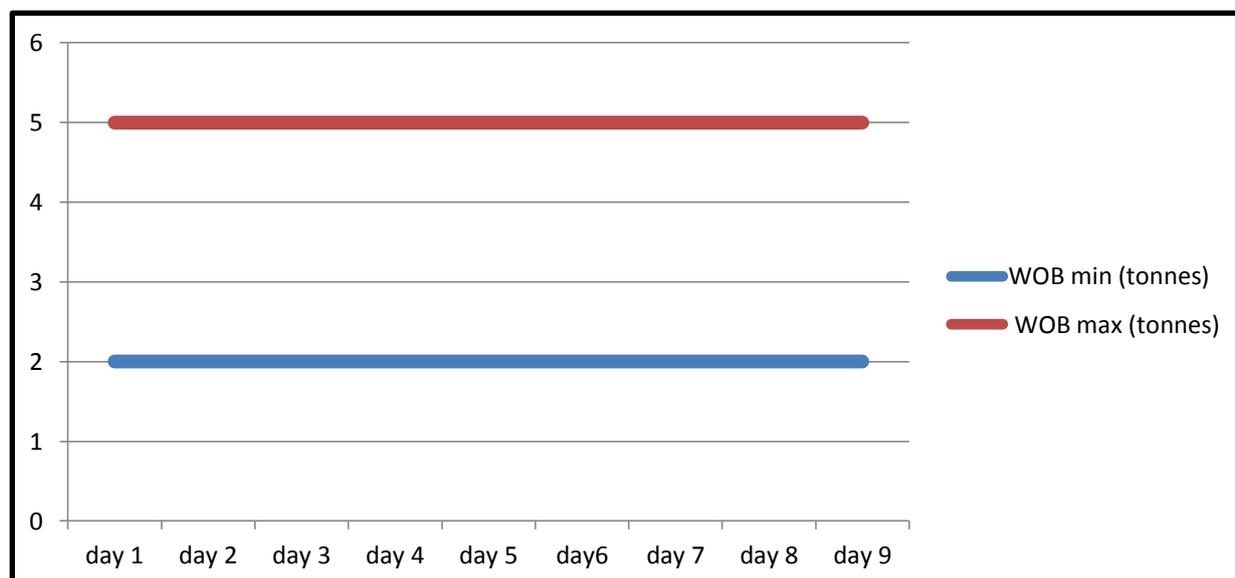


Figure 74 : Poids sur l'outil utilisé sur le PDM02.

Commentaire : par rapport au PDM01, le poids sur l'outil utilisé à diminué.et il a resté constant

PDM01	WOB min (tonnes)	WOB max (tonnes)
day1	2	3
day2	2	5
day3	2	6
day4	4	6
day5	3	6
day6	3	7
day7	3	6

Tableau 21 : Le poids min et max applique sur PDM 1.

PDM02	WOB min (tonnes)	WOB max (tonnes)
Day 1	2	5
Day 2	2	5
Day 3	2	5
Day 4	2	5
Day 5	2	5
day6	2	5
Day 7	2	5
Day 8	2	5
Day 9	2	5

Tableau 22 : Le poids min et max applique sur PDM 2.

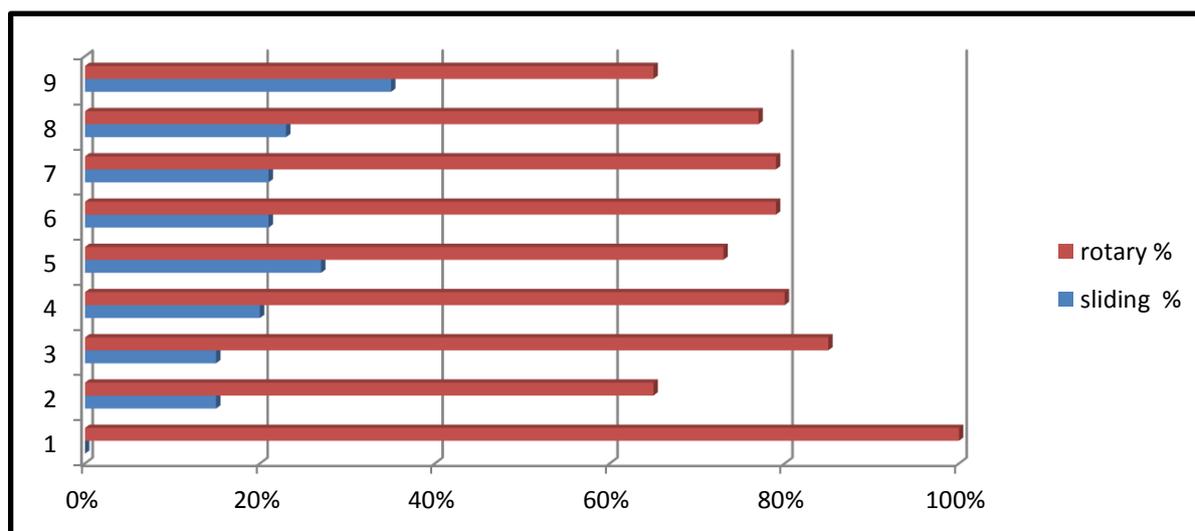


Figure 75 : Pourcentage de SLIDING / ROTARY Mode.

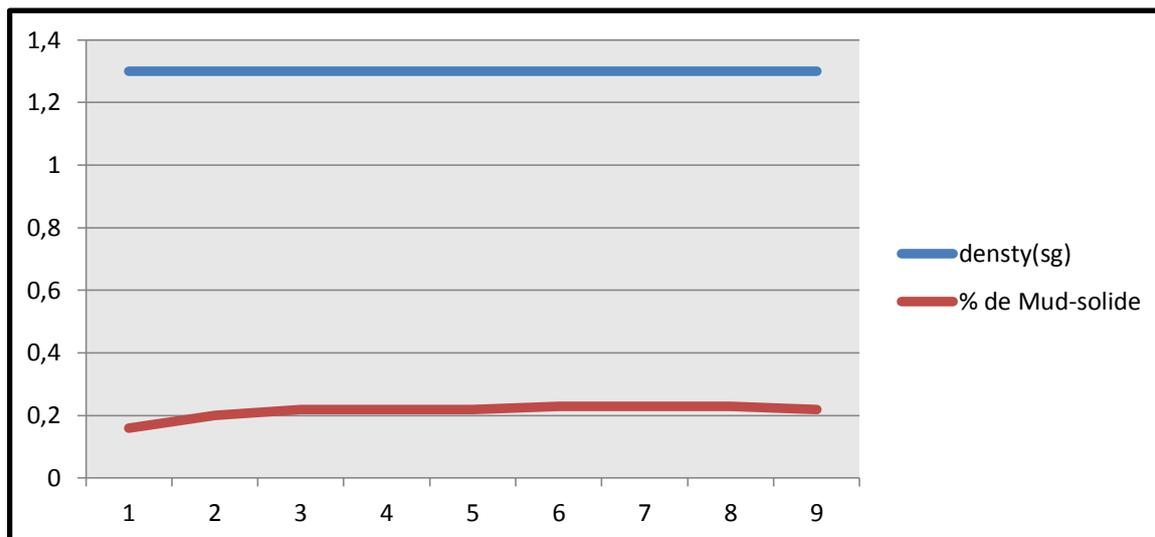


Figure 76 : Les caractéristiques de la Boue.

Commentaire : les paramètres de la boue sont les même entre les deux PDM.

density (sg)	% de Mud-solide
1,3	16%
1,3	20%
1,3	22%
1,3	22%
1,3	22%
1,3	23%
1,3	23%
1,3	23%
1,3	22%

Tableau 23 : La densité et du pourcentage de mode sliding en fonction du temps.

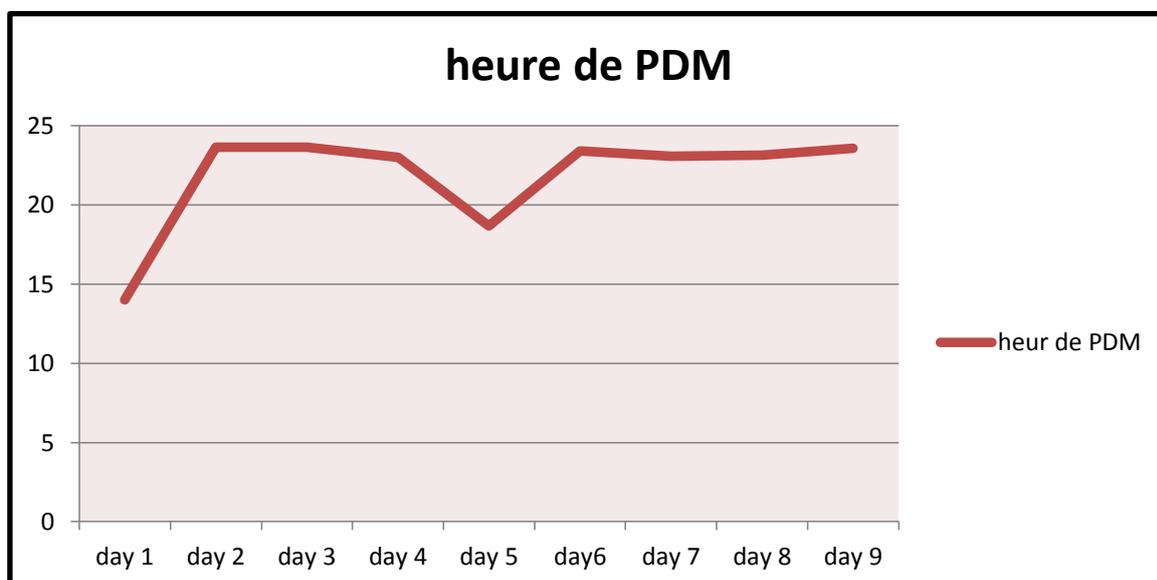


Figure 77 : L'heure de l'utilisation de PDM par jours.

Commentaire :

Le PDM02 a fait 196.16 heures de fonctionnement. Avec une moyenne de 21.8 heure par journée.

-le PDM02 a fait plus d'heures de travail et plus d'avancement que PDM01 a cause de :

-poids sur l'outil utilisé : qu'est faible pour le PDM02.

-malgré que les deux PDM ont foré la même formation (sauf pour le PDM02 qu'il a foré dans QUARTZITES DE HAMRA) mais l'inclinaison de puits (section de trou) n'été pas la même pour les deux, ainsi que la BENT de l'AKO. (1.2° pour PDM01 et 1.0° pour PDM02).

- la pression et le débit utilisé pour les deux PDM. (Plus élevé dans le cas de PDM02).

-les deux moteur sont fait pour fonctionné 180-200 heures de travail, le PDM02 a satisfais les heures de travail jusqu'à la remonté de la garniture à cause d'usure d'outil et le changement des HWDP et la Jarre de battage.

par contre PDM01 n'as pas satisfais la borne inferieur de nombre d'heures de fonctionnement due au :

1-la dureté de la formation

2- le poids sur l'outil

PDM02	WOB min (tonnes)	WOB max (tonnes)
Day 1	2	5
Day 2	2	5
Day 3	2	5
Day 4	2	5
Day 5	2	5
day6	2	5
Day 7	2	5
Day 8	2	5
Day 9	2	5

Tableau 24 : Le poids sur l'outil PDM2.

PDM01	WOB min (tonnes)	WOB max (tonnes)
day1	2	3
day2	2	5
day3	2	6
day4	4	6
day5	3	6
day6	3	7
day7	3	6

Tableau 25 : Le poids sur l'outil PDM1.

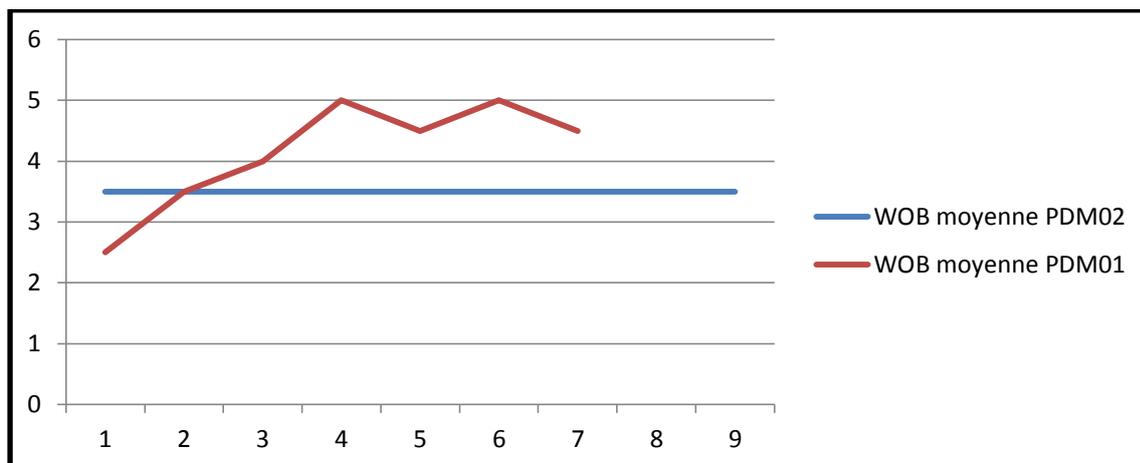


Figure 78 : le poids sur l'outil moyen (PDM1 et PDM2).

3-durent le forage, un événement de coincement a été produit, le décoincement a été par tirage plus que la borne de tirage conseil par l'entreprise de fabrication de PDM (tirage par 5 tonnes) (10 tonnes de tirage a été utilisé pour libérer la garniture).

4-le travail dans la section Build-up de puits ce qui favorise le fatigue des matériaux.

5-l'utilisation exagéré de mode SLIDING lors de forage.

6- l'usure de l'outil : due à la grande vitesse de rotation (high RPM) et la dureté de la formation.

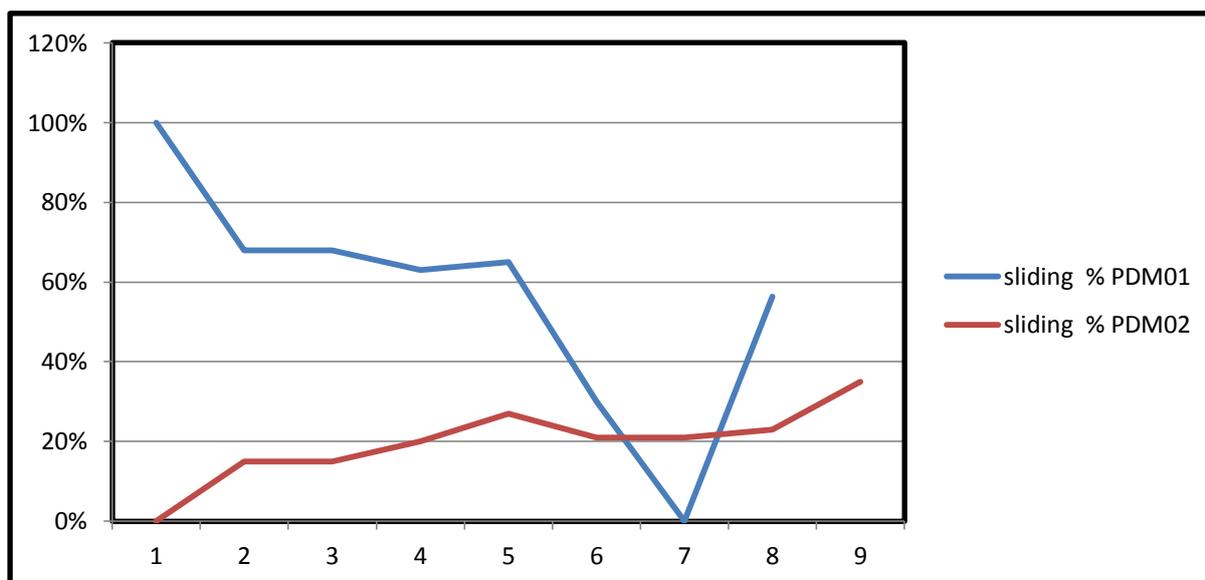


Figure 79 : Le pourcentage moyen du SLIDING (PDM1 et PDM2).

Colonne1	SLIDing	Rotary
PDM01	56%	44%
PDM02	22%	78%

Tableau 26: Comparaison entre le PDM1 et le PDM2.

A la fin de ce mémoire et à partir des résultats obtenus dans ce travail, on peut conclure les points suivants :

-le PDM02 utilisé dans le puits RNZ#129 a réalisé un meilleur avancement et ROP que le PDM01, cela est due au paramètres utilisé sur ce dernier, par contre le PDM01 au niveau de travail de passage de Buil-up a fait plus de métrage que PDM02.

-les performances et la durée de vie d'un moteur de fond dépend de plusieurs paramètres tel que :

- le poids sur l'outil.
- les formations traversées.
- les caractéristiques de la boue (densité, teneur en solide, viscosité).
- le temps de forage en mode SLIDING.
- augmentation de rotation en face des formations dures.
- l'inclinaison de puits.

-on peut prolonger la dure de vie d'un moteur de fond par l'optimisation des paramètres utilisé sur ce dernier, ce qu'est le cas pour le PDM02 qui a travaillé pour un longue période par rapport au PDM01.

Les problèmes rencontrés dans les opérations de forage de la phase 6'' de puits RNZ#129 :

1-Coincement vers le haut :

jour : 05/04/2016

opération : l'hors de la remonté de la garniture pour changement d'outil.

Coincement vers le haut lors de la connexion. (Il faut toujours garder la rotation et un minimum de temps de connexion)

solution acquise :

- injection de bouchant d'acide.
- utilisation de tirage conseillé par l'entreprise de service (Baker) (5 tonnes) = un échec.
- Augmentation de tirage au 10 tonnes ce qu'a libéré la garniture.
- Injection d'un high vise.
- Terminé la remonté.

2-Accident au niveau de puits RNZ#129 :

jour : 12/04/2016 de 12 :00 à 14 :00.

Une augmentation de la densité de la boue par 10 points (de 1.30 sg a 1.40 sg) dans le niveau de réservoir.

La cause : le dégazeur été en marche pour plus que 3 heures (négligence de second de chef de poste) se qui a causé la réduction de la partie mousse dans la boue, diminution de volume et par conséquence augmentation de la densité.

La Solution acquise : démarrage de la circulation par l'utilisation d'une nouvelle boue de forage stocké dans la bac a boue de réserve, et traitement de la boue lourd par l'ajoute des produit a mousse et par la dilution par une boue légère .

Cette augmentation n'as pas causé la fracturation de réservoir, mais par contre elle a participé à la fatigue de matériel de forage surtout la PDM.

Recommandation

A la fin de ce travail, et après l'analyse des performances des deux moteurs utilisés au niveau de puits RNZ#129, ainsi que les problèmes rencontrés au niveau de ce dernier, nous sommes arrivés à :

1-utilisation rationnelle de mode SLIDING peut augmenter la durée de vie de PDM: cela est par la réduction des heures de travail successive dans la partie courbe de puits, et l'utilisation des faibles BUR durant le forage pour former la partie courbe.

Cela pour augmenter la vie et l'efficacité de moteur et éviter le phénomène de fatigue de matériel.

Les résultats de réduction de mode SLIDING est illustrés dans les performances de PDM02.

2-diminution de la densité de la boue : car les performances optimales de PDM sont obtenues par un fluide plus léger que la boue (L'eau) tel que les DATA de référence de PDM donné par le constructeur est basé sur l'utilisation de L'eau comme fluide d'amortissement de PDM. Et d'après les résultats vus dans les chantiers pétroliers (Mémoire de fin d'étude de FHC année 2007 étude de cas ONMZ#313) les moteurs de fond montrent une durée de vie proche de la durée de vie théorique.

3- augmentation de rotation de PDM en face des formations dures : cela pour éviter la fatigue de moteur par le grand couple utilisé pour le forage des formations dures tel que : Grès de Ouargla

4- diminution de teneur de solide dans la boue et surveillance de traitement mécanique de la boue : pour éviter la corrosion de tubulaire de forage et surtout le moteur de fond (ce qui est arrivé au PDM01) (l'une des causes).

5-travaillé les passages de Build-up avec délicatesse à force de ne pas user le PDM et diminué le contact de corps extérieur de moteur avec la formation et assuré le bon nettoyage de trou et le bon dégagement des déblais de fond.

6- augmentation de débit pour réaliser un bon avancement et conservé l'outil et le PDM de l'usure et la fatigue ainsi que pour aider la destruction de la roche et le bon nettoyage de puits.
