



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique Et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة العربي التبسي - تيسة
Université Larbi Tebessi – Tébessa
معهد المناجم
Institut des Mines
قسم الإلكتروميكانيك
Département Electromécanique



MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention d'un diplôme de Master

Filière : Génie Minier

Option : Electromécanique Minière

Etude systématique des paramètres qui influencent grandement le forage pétrolier

Par

AMARA Merouane

Devant le jury :

Mr. LOUAFI Messaoud	PROFESSEUR	Président	Université Larbi TebessiTébessa
Mr. KARA Mohammed	PROFESSEUR	Encadreur	Université Larbi TebessiTébessa
Mr. RAIS Khaled	MCB	Examineur	Université Larbi TebessiTébessa

Promotion 2020-2021

Dédicaces



A ma très chère Mère et mon très cher Père

Ainsi qu'à mes chers frères

Et mes chères sœurs.

A Ma femme

A mes enfants : Ilyés, Oussama et Anas

A toute la famille AMARA.

A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études.

A ceux qui ont veillé pour mon bien être.

A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie.

A ceux que j'aime et je respecte infiniment.

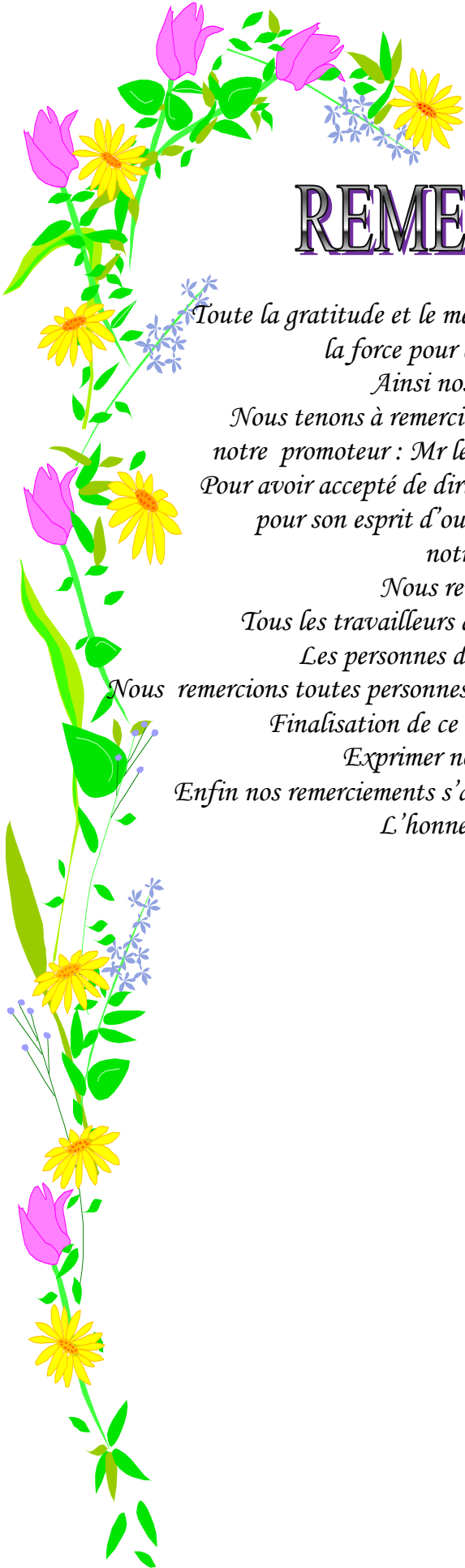
Le jour est venu pour leur dire Merci...

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour
me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier*

YACINE, RABIE et BEDDA

*A tous mes camarades du Groupe MASTER ELECTROMECANIQUE
MINIERE.*

MEROUANE



REMERCIEMENTS

*Toute la gratitude et le merci à Dieu notre créateur qui nous a donné
la force pour effectuer et achever ce travail.*

Ainsi nos parents qui nous aident.

*Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement
notre promoteur : Mr le PROFESSEUR **KARA MOHAMMED**
Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils,
pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité. Grâce à lui,
notre travail s'est déroulé.*

Nous remercions aussi :

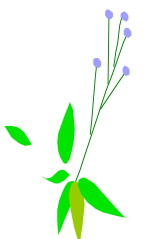
Tous les travailleurs de chantier E.N.T.P (TP226)

Les personnes de département MINES

*Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la
Finalisation de ce travail, nous tenons à leur
Exprimer notre vive gratitude.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront
L'honneur de juger notre travail.*

MEROUANE



Liste des symboles ;

ADF : appareil de forage

BOP : blow out prevented (système de sécurité de puits)

RPM : rate per minute (tour par minute)

MWD : measurement while drilling

LWD : logging while drilling

PDC : Polycristalline Diamand Compact

TSP : Thermally stable polycrystalline

HTMS2 : nom de puits et son numéro

K505BPX : type de l'outil de forage pétrolier

BHA : Bottom Hole Assombly

d : Densité de fluide de forage [ppg]

Dm : Diamètre extérieur de Manchon [m]

Do : Diamètre de L'Outil [m]

HMD : Champ de Hassi Messaoud

M : Pente

m : longueur forée avec l'outil [m]

PDM : Positive Déplacement Motors

Pb : Perte de charge au niveau de l'outil de forage [psi]

Pm : Prix de revient du mètre foré [\$/m]

Po : Prix de l'outil de forage [\$/]

Ph : Prix horaire de l'appareil de forage [\$/h]

Q : Débit de forage [gpm]

ROP : Vitesse de d'avancement de l'outil [m/h]

TAG : Trias Argilo-Gréseux

TFA : Surface totale des Duses de l'outil [in²]

TS : Trias Salifère

TSD : Thermally Stable Diamond

TSP : Thermally Stable Poly –cristallin

Tf : Temps de rotation de l'outil [h]

Tm : Temps de manœuvre exprimé [h]

WOB : Poids sur l'outil [ton]

ϕ_i : Diamètre de chaque Duse l'outil forage [in]

Liste des tableaux :

<i>Tableau 1: Jeu entre outil et les parois intérieures de tubage.....</i>	<i>22</i>
<i>Tableau 2: Jeu entre trou et manchon.....</i>	<i>23</i>
<i>Tableau 3 : Tableau récapitulatif.....</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 4 : les dimensions des tubes de sondage.....</i>	<i>51</i>
<i>Tableau 5 : Les dimensions les plus utilisées.....</i>	<i>51</i>
<i>Tableau 6 : Tableau codes des profils.....</i>	<i>85</i>
<i>Tableau 7 : la taille des éléments de coupe et leurs densités.....</i>	<i>85</i>
<i>Tableau 8 : les fabricants d'outils.....</i>	<i>102</i>
<i>Tableau 9 :Prix / mètre et ROP des outils tricônes dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux.....</i>	<i>103</i>
<i>Tableau 10: Prix / mètre et ROP des outils tricônes dans la phase 6" (Cambrien R2) des puits horizontaux :.....</i>	<i>104</i>
<i>Tableau 11: Prix / mètre et ROP des outils PDC dans la phase 6" (Cambrien R2) des puits horizontaux :.....</i>	<i>105</i>
<i>Tableau 12: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase (Cambrien Ra) des puits horizontaux :.....</i>	<i>106</i>
<i>Tableau 13 : Suite du tableau N0 09: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux :.....</i>	<i>107</i>
<i>Tableau 14: Suite du tableau N0 10: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux :.....</i>	<i>108</i>
<i>Tableau 15: Tableau N0 11: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase (Cambrien R2) des puits horizontaux :.....</i>	<i>109</i>
<i>Tableau 16: (Tricône et Imprégné) dans la cambrien Ra.....</i>	<i>110</i>
<i>Tableau 17 : Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés dans la cambrien R₂ :.....</i>	<i>111</i>
<i>Tableau 18 : comparaison entre les outils imprégnés utilisé dans la cambrien Ra :.....</i>	<i>112</i>
<i>Tableau 19 : Comparaison entre les outils PDC utilisé dans la cambrien R₂ :.....</i>	<i>113</i>
<i>Tableau 20: Outil HHD372(7209945).....</i>	<i>115</i>
<i>Tableau 21 :Outil KGR50BCTPX (JW9737) :.....</i>	<i>115</i>
<i>Tableau 22:Outil K505BPX(XD454) :.....</i>	<i>116</i>
<i>Tableau 23:Outil HHD372(7209945).....</i>	<i>116</i>
<i>Tableau 24: Outil KGR50BCTPX (JW9737) :.....</i>	<i>117</i>
<i>Tableau 25:Outil K505BPX(XD454).....</i>	<i>117</i>
<i>Tableau 26 : Comparaison de la rentabilité entre les trois outils utilise.....</i>	<i>118</i>

Liste des figures :

CHAPITRE 1

<i>Figure 1. 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....</i>	<i>5</i>
<i>Figure 1. 2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud</i>	<i>6</i>
<i>Figure 1. 3: Zones de production.....</i>	<i>7</i>
<i>Figure 1. 4: Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud</i>	<i>12</i>
<i>Figure 1. 5 : Drains producteurs à HMD Field.....</i>	<i>15</i>

CHAPITRE 2

<i>figure 2. 1: le système de forage.....</i>	<i>18</i>
<i>figure 2. 2: BOP.....</i>	<i>21</i>
<i>figure 2. 3 : Schéma représentant δ et Δ</i>	<i>24</i>
<i>figure 2. 4: Puits de forage directionnel à plusieurs niveaux.....</i>	<i>29</i>
<i>figure 2. 5: Puits de forage directionnel à plusieurs niveaux.....</i>	<i>30</i>
<i>figure 2. 6: Cas d'application du forage dévié.....</i>	<i>31</i>
<i>figure 2. 7 : Réservoirs fracturés.....</i>	<i>33</i>
<i>figure 2. 8: Réservoirs multi-couches.</i>	<i>33</i>
<i>figure 2. 9: Profil Des Puits Horizontaux.</i>	<i>35</i>
<i>figure 2. 10: Moteur de fond.....</i>	<i>36</i>
<i>figure 2. 11: PDM.....</i>	<i>37</i>
<i>figure 2. 12: Configuration D'un PDM.</i>	<i>38</i>
<i>figure 2. 13: Différents types de stabilisateurs</i>	<i>39</i>
<i>figure 2. 14 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") et Raccord coudé indépendant.</i>	<i>40</i>
<i>figure 2. 15: différentes types des MWD.</i>	<i>42</i>
<i>figure 2. 16 : Classification des fluides de forage</i>	<i>45</i>
<i>figure 2. 17: Circuit de boue.</i>	<i>46</i>
<i>figure 2. 18 : les différentes colonnes de tubage.</i>	<i>49</i>
<i>figure 2. 19: Tête de cimentation.</i>	<i>56</i>

CHAPITRE 3

<i>figure 3. 1: Les outils à molettes (tricône).....</i>	<i>61</i>
<i>figure 3. 2: Nomenclature des tricônes</i>	<i>62</i>
<i>figure 3. 3: Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche.....</i>	<i>63</i>
<i>figure 3. 4: Répartition des éléments de coupe sur un cône.....</i>	<i>64</i>
<i>figure 3. 5: Rechargement et affûtage des dents</i> <i>figure III. 6: Différents types de picots.....</i>	<i>66</i>
<i>figure 3. 7: Numérotation des cônes</i>	<i>67</i>
<i>figure 3. 8 : Offset et inclinaison des cônes</i>	<i>68</i>
<i>figure 3. 9: Structure d'un PDC</i>	<i>73</i>
<i>figure 3. 10: Les TSP</i>	<i>74</i>
<i>figure 3. 11: Fabrication des outils.....</i>	<i>75</i>
<i>figure 3. 12 Les diamants en imprégnation.....</i>	<i>76</i>
<i>figure 3. 13: Mode de destruction de la roche par les outils à diamant.....</i>	<i>77</i>
<i>figure 3. 14: Steel body.</i>	<i>79</i>
<i>figure 3. 15 : Matrix body</i>	<i>80</i>
<i>figure 3. 16: Caractéristique des angles d'attaques.....</i>	<i>82</i>
<i>figure 3. 17: Longueur utile Ledg.....</i>	<i>83</i>
<i>figure 3. 18 :codes des profils.....</i>	<i>84</i>

CHAPITRE 4

<i>figure 4. 1 Avancement commercial de l'outil</i>	<i>96</i>
<i>figure 4 .2: Droite de rentabilité.....</i>	<i>98</i>

CHAPITRE 5

<i>figure 5. 1 : Comparaison entre les outils (Tricône et Imprégné) dans la cambrien Ra</i>	<i>110</i>
<i>figure 5 .2 : Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés dans la cambrien R₂ :</i>	<i>111</i>
<i>figure 5 3 : comparaison entre les outils imprégnés utilisé dans la cambrien Ra :.....</i>	<i>113</i>
<i>figure 5 .4 : Comparaison entre les outils PDC utilisé dans la cambrien R₂ :.....</i>	<i>114</i>
<i>figure 5. 5 : courbe d'avancement de l'outil HHD372</i>	<i>116</i>
<i>figure 5. 6 : Courbe d'avancement de l'outil KGR50BCTPX.....</i>	<i>117</i>
<i>figure 5. 7 : courbe d'avancement de l'outil K505BPX</i>	<i>118</i>
<i>figure 5. 8 : Comparaison de la rentabilité entre les trois outils utilise :.....</i>	<i>119</i>

Méthodologies de l'étude

Notre travail est réparti en 5 chapitres. Le premier chapitre présentera brièvement quelques généralités sur le champ de HMD. Le second chapitre traitera en détaille le système de forage tel que : définitions et différents types de forage et les compositions d'un appareil de forage, la boue de forage, tubage et cimentation. Puis, on précédera aux différents types des outils de forage pétrolier dans le chapitre trois. Dans le chapitre quatre on donnera un aperçu sur le choix des outils de forage, ces quatre chapitres construisent la partie théorique. Le reste de chapitre forme la partie pratique qui comporte un travail consistant en une analyse analytique des performances des outils de forage dans cette étude (HTMS),

En fin, nous terminerons notre étude par une conclusion qui englobera les résultats, et des suggestions pour mener notre travail à terme et atteindre ainsi son objectif

Résumé

Le forage d'un puits de pétrole est une opération très couteuse. le cout du forage dépend en premier lieu du temps mis pour atteindre le réservoir, la plus grande partie des couts du forage est liée aux différents facteurs qui conditionnent la vitesse d'approfondissement du trépan dans le puits. Parmi les facteurs affectant la durée d'un puits est le bon choix de l'outil de forage à utiliser dans les différentes sections.

Cette étude a été basée sur deux paramètres principaux : le prix du mètre foré et la vitesse de l'avancement. Une étude comparative a été réalisée entre différents types d'outils de forage, outils à molette, PDC et des outils imprégnés utilisés dans la phase du réservoir de la région de Hassi Messaoud qui est foré par un outil de diamètre 8 ou 6 inch. D'après les différentes études comparatives, il est conclu qu'il est difficile de choisir l'outil le mieux adapté pour forer une section dans une région donnée. La meilleure façon de procéder pour sélectionner l'outil le mieux adapté à une formation ou à une phase de forage est encore d'établir des corrélations entre les outils utilisés, les paramètres appliqués, l'usure des outils et les caractéristiques des roches à forer.

Abstract

Drilling an oil well is very expensive. Since the cost of drilling depends primarily on the time taken to achieve the objective, the majority of the costs of drilling are linked to the various factors which condition the speed of the bit deepening in the well. Among the factors affecting the life of a well is the correct choice of the drilling tool to be used in the different sections.

This study was based on two main parameters: the price per meter drilled and the rate of penetration. A comparative study was carried out between different types of drilling bits, roller tools, PDC and impregnated bits used in the reservoir phase of the Hassi Messaoud region which is drilled by a 6in diameter bit. Based on various comparative studies, it is concluded that it is difficult to choose the most suitable bit for drilling a section in a given region. The best way to proceed to select the most suitable bit for a formation or a drilling phase is still to establish correlations between different used bits, the parameters applied, the wear of the bits and the characteristics of the rocks to be drilled.

ملخص

الهدف من التنقيب عن النفط هو الوصول الى خزان البترول والغاز في افضل الظروف الممكنة , باقل التكاليف الممكنة مع احترام الجوانب الأمنية .

يعتبر حفر بئر النفط مكلف للغاية. وهذا نظرًا لأنها تعتمد أساسًا على الوقت المستغرق لتحقيقها (الوصول إلى خزان البترول والغاز في عمق البئر)، وغالبية تكاليف الحفر مرتبطة بالعوامل المختلفة التي تحدد سرعة تعميم البئر، والتي من بينها الاختيار الصحيح لأداة الحفر بغرض استخدامها في طبقات الأرض المختلفة.

اعتمدت هاته الدراسة على عاملين رئيسيين: سعر المتر الذي يتم حفره وسرعة الحفر. حيث أجريت دراسة مقارنة بين أنواع مختلفة من أدوات الحفر والأدوات الدوارة المستخدمة في المرحلة النهائية (خزان البترول والغاز) بمنطقة حاسي مسعود والتي يتم حفرها بأداة قطرها 8 او 6 بوصات. وبناء على مختلف الدراسات المقارنة، نستخلص أن من الصعب اختيار الأداة الأكثر تناسبا مع الطبقة المحفورة، . إن أفضل طريقة للمضي قدمًا في اختيار الأداة الأكثر ملائمة هي ربط العلاقة بين أدوات الحفر أو التنقيب، الخصائص المطبقة، وتآكل الأدوات المستعملة وخصائص الصخور التي سيتم حفرها للوصول إلى الغاز أو البترول

Table des matières

Dédicace

Remercîment

Liste des symboles:

Liste des tableaux

Liste des figures

Résumés

INTRODUCTION GENERALE..... 1

Problématique..... 2

CHAPITRE 1 :GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Introduction :..... 4

1- Situation du champ de Hassi Messaoud (HMD) :..... 4

1-1- Situation géographique:..... 4

1-2- Situation géologique :..... 5

2- Zones et numérotation des puits :..... 6

3- Aperçus stratigraphique et structural :..... 8

4- Tectonique Du Champ : 13

4-1- Structuration Anté-Triasique :..... 13

4-2- Structuration Post-Triasique :..... 14

5- Description et caractéristiques du Réservoir : 14

6- Intérêt pétrolier : 16

CHAPITRE 2 :GENERALITE SUR LE FORAGE PETROLIER

1.LE SYSTEME DE FORAGE..... 18

1.1.introduction..... 18

1.2 -Description de l'appareil : TP226..... 19

2. HARMONISATION DES DIAMETRES..... 22

2.1.Introduction :..... 22

2.2. Jeux à respecter : 22

2.3. Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation : 23

2.4. Tableau récapitulatif :..... 27

2.5.LA GARNITURE DE FORAGE..... 27

3. LE FORAGE DIRECTIONNEL 28

3.1 INTRODUCTION..... 28

3.2 LA TRAJECTOIRE 30

3.3 APPLICATION DU FORAGE DIRECTIONNEL 31

3.4. Application du forage horizontal en Algérie :.....	32
3.5. Avantages et inconvénients du forage horizontal :	32
3.6. Inconvénients du forage horizontal :	34
3.7. Les types des puits horizontaux :.....	35
3.8. Les équipements spécifiques au forage dirigé :.....	36
3.9. Les stabilisateurs :.....	38
3.10. Equipements amagnétiques :	39
4. LA BOUE DE FORAGE.....	43
4.1. Introduction :.....	43
4.2. Rôles de la boue (Drilling Mud) :	43
4.3. Classification des fluides de forage :.....	43
5. TUBAGE:.....	47
5.1. Introduction :.....	47
5.2. Rôle des tubages (casings) :	47
5.3. Les différentes colonnes de tubage :	47
5.4. Préparation de la colonne de tubage :.....	49
5.5. Longueur maximum des colonnes de tubes :	50
5.6. Normes des tubes de sondage :.....	50
5.7. Efforts supportés par la colonne du tubage :	51
5.8. Préparation des puits avant la descente du tubage :.....	52
6. CIMENTATION.....	53
6.1. Introduction :.....	53
6.2. Objectifs de la cimentation :.....	53
6.3. Détermination des hauteurs de cimentation :	53
6.4. Utilisation des ciments :	54
6.5. Equipements de cimentation :.....	56
6.6. Préparation du trou avant l'injection :.....	57
6.7. Réalisation de la cimentation :.....	57
CHAPITRE 3 : LES OUTILS DE FORAGE	
I-Introduction :.....	60
2. Les différents types des outils de forage :.....	60
2.1. Les outils à molettes :.....	60
2.1.5. Les outils à éléments de coupe fixes :.....	71
a. Propriétés du diamant :.....	71
2.2. Différents types de diamants utilisés :	72
2.2.1. Les diamants naturels :	72
2.2.2. Les diamants synthétiques :.....	72

2.2.3.Les TSP (Thermally Stable Polycrystalline):	73
2.2.5.Les diamants brasés :	75
2.3.Les diamants en imprégnation :	76
2.4.3.-Les TSP :	77

CHAPITRE 4 :CHOIX DES OUTILS

1.Introduction :	88
2.Choix technique des outils :	88
2.1.Les facteurs de choix technique des outils :	88
2.2.Vitesse de rotation de l'outil :	88
2.2.1.Outils à tête fixe :	88
2.2.2.Tricônes :	88
2.3.Poids sur l'outil :	89
2.4.Tendance des outils à s'écarter de l'axe du puits :	90
2.5.Charges d'impact sur l'outil :	90
2.6.Nettoyage du front de taille :	91
2.7.Pilotabilité des outils :	91
2.8.Motorisation :	91
3.Choix technique de type de l'outil :	92
3.1.Tricônes :	92
3.2.PDC :	93
3.3.Diamant :	94
3.4.imprégnés :	94
4.Choix Economique des outils :	94
4.1.Prix du mètre foré :	94
4.2Avancement commercial :	95
4.3.Choix de l'outil par la méthode de Break Even :	96
4.4.Critères de remontée de l'outil :	98

CHAPITRE 5 :ETUDE DE PERFORMANCE DES OUTILS DE FORAGE

1. Principe de base :	101
2.Résultats pratiques :	101
3.Étude comparative entre les outils de forage :	110
3.1. Étude comparative entre les outils dans la cambrien (Ra et R2) :	110
3-2-Étude comparative entre les outils de même type :	112
3-3- Courbe d'avancement d'un outil :	114
4-Application sur le puits HTMS2 :	115
CONCLUSION GENERALE	121
Bibliographie	123

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont l'Algérie. Dans ces pays pétroliers, leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie.

L'extraction de cette source du sous-sol est considérée comme un grand investissement, nécessitant des grands travaux, complémentaires et successifs.

La forte demande du marché mondial de l'énergie nécessite un développement dans le secteur de forage pétrolier pour satisfaire la demande exigée dans le but d'éviter la perturbation de ce dernier.

Le forage d'un puits pétrolier nécessite un concours de plusieurs compétences, et un suivi rigoureux et quotidien des opérations, sur tout le forage dévié est souvent confronté à des défis critiques d'ordre naturels ou techniques.

Le coût total de l'opération de forage lorsque l'outil au fond est en train de détruire la roche, représente environ 30% du coût global du puits. Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche afin de réduire le coût de puits. Pour cela, nous avons choisi comme thème de notre mémoire de fin d'études *«Etude des paramètres de forage Pétrolier qui influent sur le choix d'un outil de forage dans la région de Hassi Messaoud»*.

Donc l'objectif essentiel de notre petite recherche est de fournir un moyen de compréhension des facteurs qui influent sur le bon choix de l'outil de forage et nous verrons comment les couches (facteurs naturels) affectent la tendance de la trajectoire de forage, et les moyens préventifs mis en jeu afin de minimiser ces genres des problèmes rencontrés lors de la réalisation d'un puits.

Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche, ceci est lié directement au choix de l'outil le mieux adapté aux formations à forer, sans occulter le volet économique dans tel choix. Après le choix de l'outil, il vient le rôle des paramètres de forage qui ont une importance capitale pour que l'outil de forage atteigne sa cible dans des bonnes conditions techniques tout en gardant sa durée de vie la plus longue possible.

Dans ce contexte, le présent travail consiste à mener une étude d'analyse le bon choix de l'outil de forage pour forer les deux dernières phases dans le champ de HMD cas HTMS2. .

Problématique

Le forage d'un puits de pétrole est une opération très coûteuse. Lorsque la décision de faire un forage pétrolier est prise : elle implique deux choix :

1. Le choix d'un programme de forage-tubage c'est-à-dire des diamètres de forage et de tubage que l'on estime nécessaire pour atteindre l'objectif (arriver au réservoir de pétrole) avec un prix minimal.
2. Le choix de l'outil de forage et sa meilleure exploitation durant l'exécution du puits, permettent d'atteindre cet objectif au moindre coût et en moins de temps avec des conditions de sécurité satisfaisantes.

Comme le coût du forage dépend en 1^{er} lieu du temps mis pour atteindre l'objectif, la plus grande partie des coûts du forage est liée aux différents facteurs qui conditionnent la vitesse d'approfondissement du trépan dans le puits. Ces divers facteurs sont appelés **paramètres de forage**.

La connaissance et l'utilisation des paramètres optimaux seront déterminants sur la durée, donc sur le coût du forage et cela d'autant plus que les terrains sont de forabilité différentes et que les difficultés rencontrées dans un puits se multiplient lorsque la durée de forage augmente : reforage, éboulement, coincement,...etc.

Quels sont les paramètres de forage : ils sont très nombreux puisque ce sont tous les facteurs qui influent sur la vitesse d'avancement du forage, citons en quelques-uns :

- Le type de l'outil utilisé pour détruire les roches.
- Le poids et la vitesse de rotation appliqués sur l'outil,
- Les caractéristiques des fluides de forage utilisés pour nettoyer le front de taille,
- L'état mécanique de l'outil (usure des dents et des roulements),
- La nature des terrains (tendres, abrasifs....etc.)

Tous les paramètres de forage ne sont pas forcément connus ou a fortiori choisis comme meilleures paramètres plus en aura des chances d'utiliser l'outil avec le maximum d'efficacité.

CHAPITRE I
GENERALITE SUR LE CHAMP DE
HASSI MESSAOUD

Introduction :

Après la mise en évidence par la sismique-réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN.REPAL pour le champ Sud. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc.).

1- Situation du champ de Hassi Messaoud (HMD) :

1-1- Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz à condensat de Hassi Rmel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Tunisienne (Fig.1). Il s'étend sur une superficie de 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est :

Y = [110.000 - 150.000] Nord :

Il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20'.



Figure I. 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

1-2- Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité par (Fig.2) :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et HaoudBerkaoui) :
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb :
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya :

- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod :
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt :
- Al'Est par les haut-fond de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

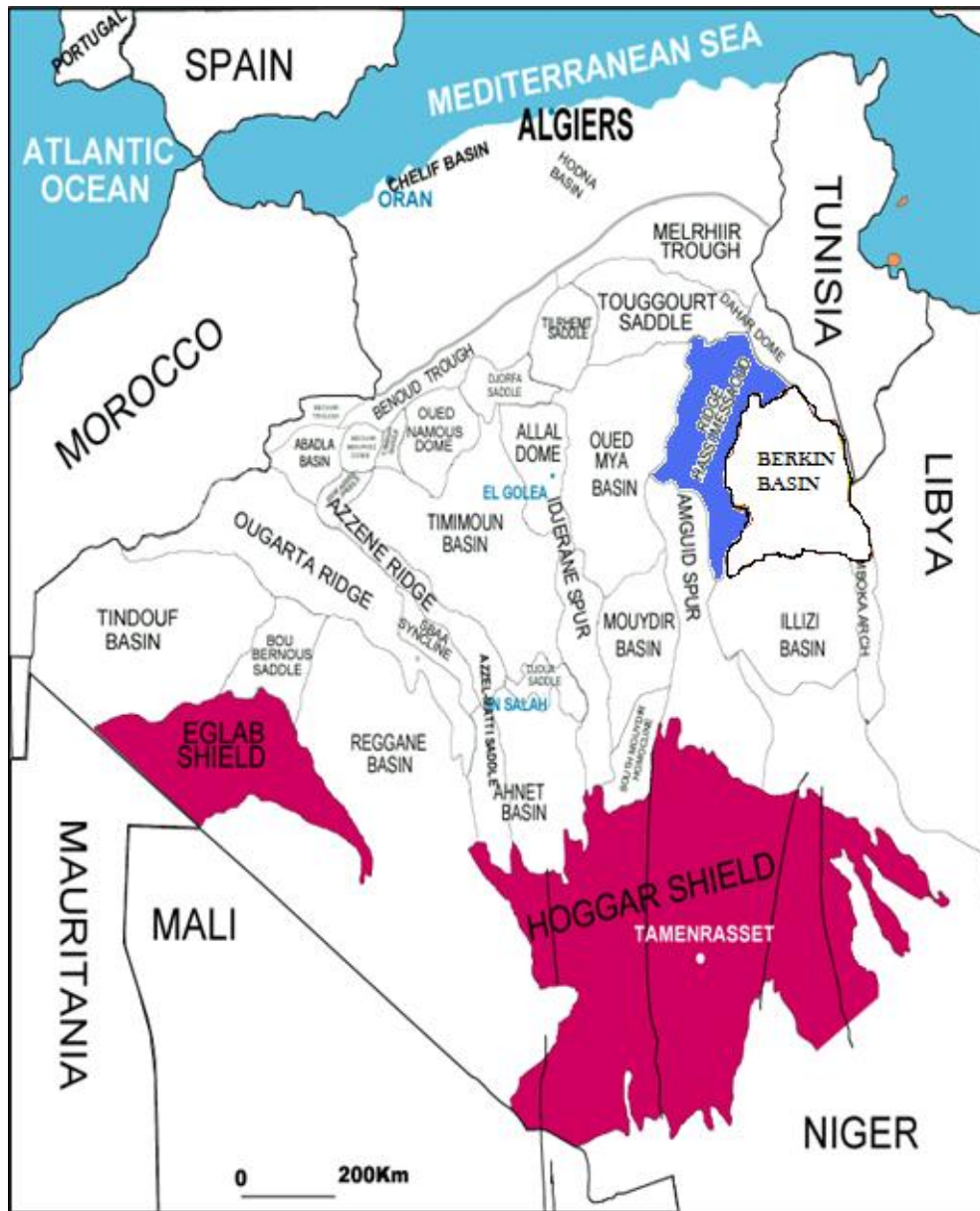


Figure I. 2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

2- Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production (Fig.3), d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du

point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

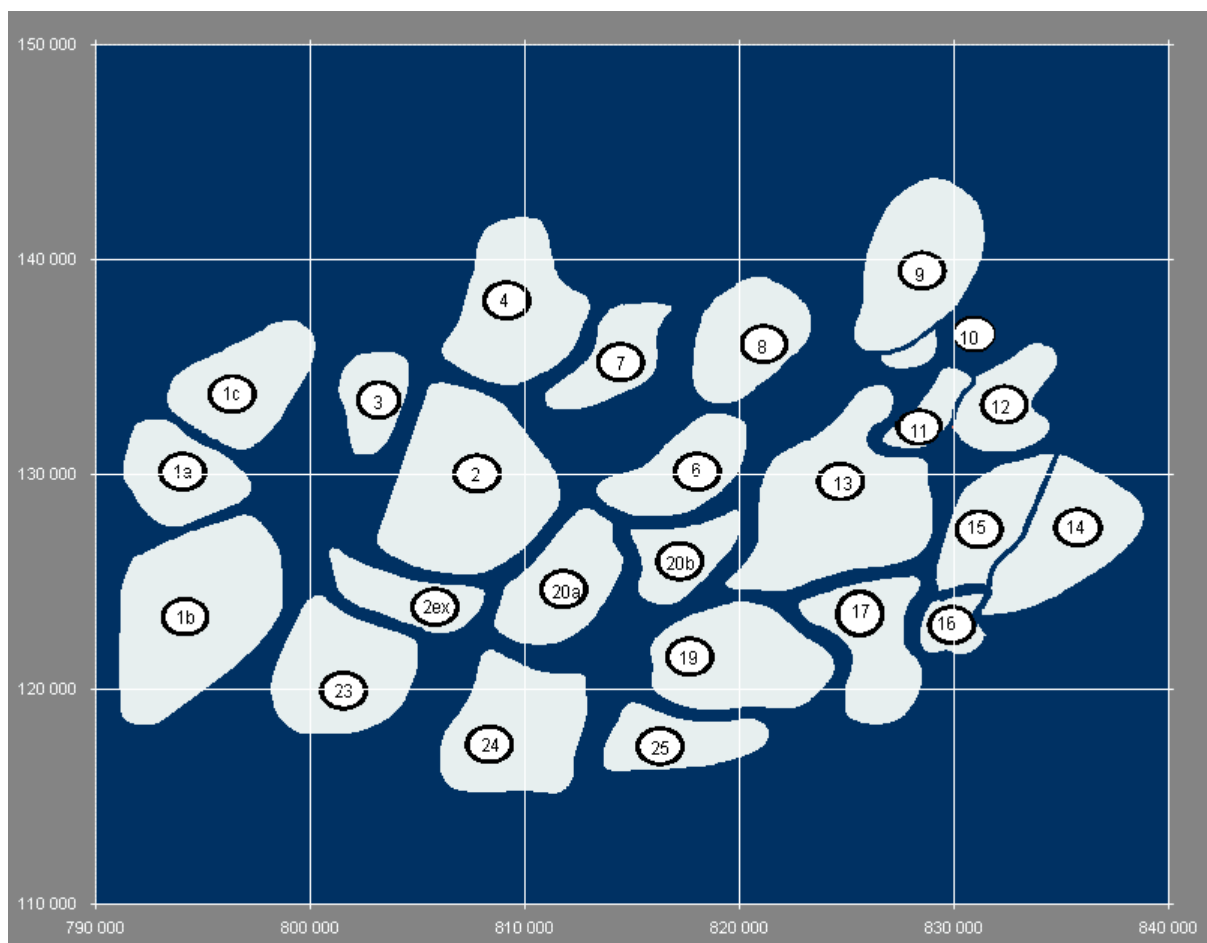


Figure I. 3:Zones de production.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

- *Champ Nord* : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.
- *Champ Sud* : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

3- Aperçus stratigraphique et structural :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète (Fig.4).

a- Le Socle :

Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

b- Le Paléozoïque :

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance: c'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue:

- L'infra-Cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMJ47 à une profondeur de 4092 m, constitué de grès argileux rouge.

- Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3 :

- **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.

Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, elle représente le réservoir principal. Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, cette zone correspond au réservoir isométrique. Elle a été recoupée essentiellement à la périphérie du champ. Elle se compose de grès

quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

c- L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre unités lithologiques.

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Constituée de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.

- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

C'est une argile schisteuse, indurée de couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

C'est un grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux a passées d'argile et de silte.

- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins.

c- Le Mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

- **Le Trias:**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en trois unités:

- **Trias Gréseux**: Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se diffèrent par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.

- **Trias Argileux** : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

- **Trias Salifère** : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

- **Le Jurassique** : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- **Le Lias** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

- **Le Dogger** : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

c- **Le Crétacé** : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien** : Son épaisseur est de 182 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- **Le Cénomanién** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

-**Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux: Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

-Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

d- Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN				
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite		
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
	NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés			
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite		
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		L I A S	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIASSIQUE	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grés, argile		
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0.92		Andésites altérées			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites		
		GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux		
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes		
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites		
	CAMBRIEN	R1	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grés argileux rouges			
	S O C L E				Granite porphyroïde rose	

Figure I. 4: Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud

4- Tectonique du champ :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplatis de direction générale Nord-Est / Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types : Les failles de direction subméridienne Nord-Nord-Est / Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest / Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.

- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont on peut les résumer chronologiquement par :

4-1- Structuration Anté-Triasique :

Le gisement se localise sur le prolongement du môle d'El Biod. Ce dernier, dépassant les 800 kilomètres de longueur, a un aspect caractéristique de la structuration saharienne ("HEVBROEK"). Cette structure a subi plusieurs contraintes orogéniques. D.MASSA M.MUHLAND et J.TOUVENIN ont fait une étude structurale détaillée sur le champ Nord de Hassi Messaoud et on résumé la chronologie structurale comme suit :

a- La phase Eo-Calédonienne précoce (ou phase Anté-Tramadocienne) :

Datée d'environ de 500 MA, cette phase intervient à la fin de dépôts du réservoir anisométrique Ra, elle est prouvée par la transgressivité des grès isométriques connue sur les flancs de la structure prouvant ainsi le début d'une structuration à cette époque plus tard il s'est produit une structuration tardive cambrienne avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est / Sud-Ouest avec des coulées volcaniques non répondues.

b- La phase Calédonienne majeure :

Datée d'environ de 400 Ma, Cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.

c- La phase Hercynienne :

Datée d'environ de 225 à 250 MA, cette phase est d'une importance considérable à l'échelle régionale et particulièrement à Hassi Messaoud, elle est responsable de la direction d'ensemble Sud-Ouest / Nord-Est de la structure actuelle, ceci est prouvé par la série triasique gréseuse avec 150 m d'épaisseur supplémentaire entre les flancs et le top du gisement qui a joué le rôle de série de comblement. L'importance du bombement est soulignée par l'érosion de toute la

couverture paléozoïque et par la disposition radiale des grandes vallées de creusement ou vallées hercyniennes.

4-2- Structuration Post-Triasique :

Les déformations sont suivies d'un basculement d'environ 200 mètres entre la partie Sud / Est et Nord / Ouest du gisement, c'est la phase tectonique compressive de direction Nord-Ouest / Sud-Est qui a engendrée l'élévation de la partie Nord-Est.

a- La phase Autrichienne :

Datée d'environ de 100 MA, cette phase est presque synchrone avec la mise en place des hydrocarbures puisque des études géochimiques réalisées sur la région indiquant que la mise en place des hydrocarbures a commencé au début du Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé. Elle correspond a une phase de raccourcissement Est / Ouest: son influence sur le réservoir se résume à :

- Une accentuation de la fermeture structurale.
- Un jeu en décrochement dextre le long des failles Nord-Est / Sud-Ouest dont l'importance de ces déplacements se manifeste au niveau de la fracturation.

b- La phase Atlasique :

Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

La structure a subi au temps récent un faible réajustement épirogénique ne dépassant pas le mètre "phase villafranchien " compressive à raccourcissement Nord-Sud Quant au résultat final de ces différentes phases est de fait que la structure présente un allongement de direction Nord-Est / Sud-Ouest.(M.Ruhland, J.Thouvenin, 1971).

5- Description et caractéristiques du Réservoir :

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3. Le R1 a été divisé en deux formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140 m.

La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 md, quelques fois supérieure à 500 md. Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains (Fig.5).

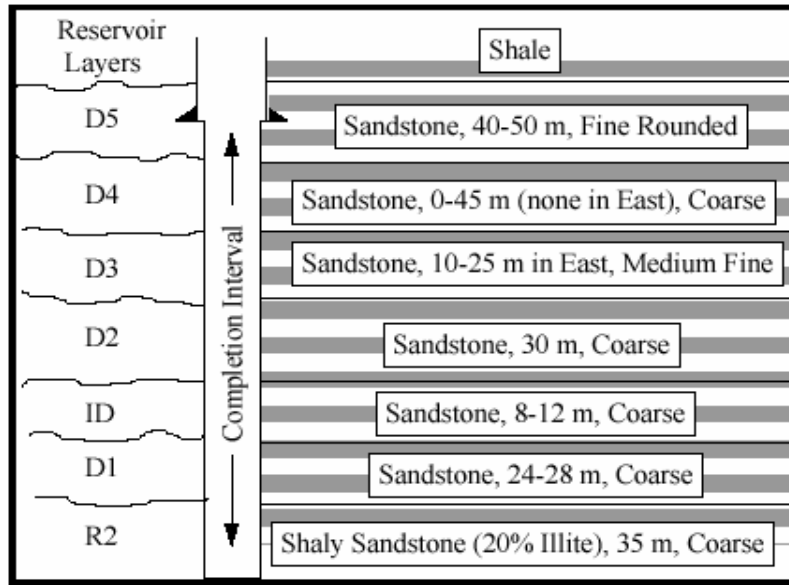


Figure I. 5 : Drains producteurs à HMD Field.

Les drains supérieurs (RD5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15" et l'extension latérale variable de 0 à 1 km) lesquels réduisent fortement la perméabilité verticale (l'anisotropie varie de 1 à 100). Ils sont aussi partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ, où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieure à 1 md.

D2, ID, D1 sont les principaux producteurs, la porosité varie de 5% à 12%, et la perméabilité de 0.1 md à 200 md.

R2 a de bonnes qualités dans le nord, mais il est près du water-oil contact dans les autres parties du champ. La porosité est de 6%, la perméabilité horizontale est de 1md. R3 est une nappe aquifère.

Les données pétrophysiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable. Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes telles que les argiles, anhydrite, pyrite, et bitume. Dans quelques cas, elles sont ouvertes et participent à l'amélioration de taux de récupération.

Caractéristiques du réservoir :

L'huile est légère, sous saturée. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre.

- La densité API varie entre 43,7 à 45°
- La pression de bulle varie entre 155 kgf/cm² (Ouest) à 200 kgf/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température du réservoir : 240 °F.

- Initial Oil -Water Contact: 3380 m.

6- Intérêt pétrolier :

Le champ de HassiMessaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de HassMessaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.

CHAPITRE II

GENERALITE SUR LE

FORAGE PETROLIER

1.LE SYSTEME DE FORAGE

1.1. introduction

Le forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement pour atteindre le gisement réservoir. Le poids sur l'outil (Weight On Bit : *WOB*) est obtenu par gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masses-tiges. Le couple à l'outil nécessaire au forage de la roche est fourni par un système de rotation des tiges en surface et aussi par un moteur de type moineau placé au dessus de l'outil et piloté en surface (Figure 1.1). Le poids sur l'outil et la vitesse de rotation en surface sont contrôlés par le foreur afin de s'assurer du bon fonctionnement de l'outil au fond du trou et de la bonne tenue mécanique des tiges de forage.

Les copeaux (*cuttings*) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage, passe à travers les buses de l'outil et remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits jusqu'à la surface. Ces débris de roche sont étudiés en continu pour reconnaître les formations et les fluides traversés.

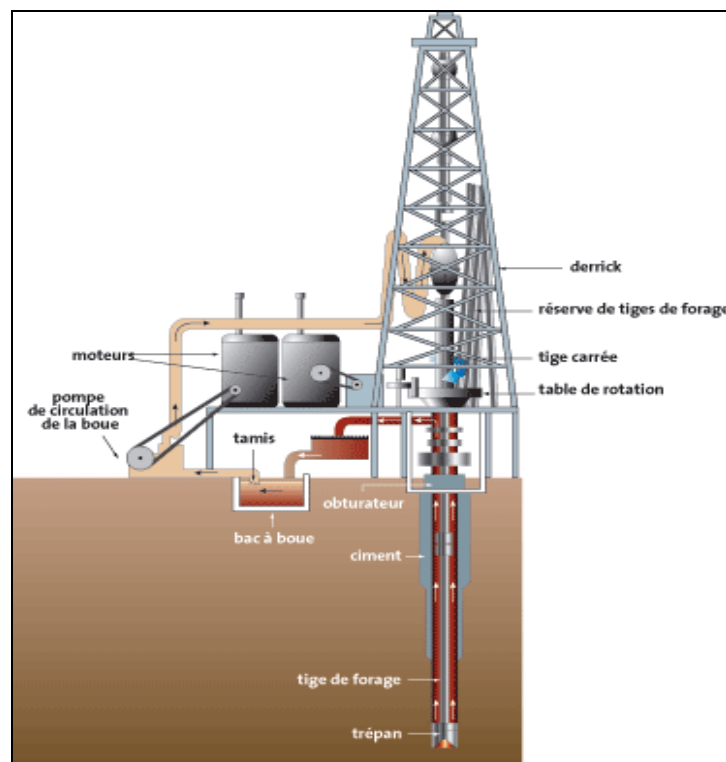


figure II. 1: le système de forage

1.2 -Description de l'appareil : TP226

1- Mat:

Marque: KERUI 2000

Capacité : 7000 m.

Hauteur : 158 ft.

Hauteur du plancher : 10,7 m.

Substructure :

✓ Longueur : 13.235m :

✓ Largeur : 11,644m.

2- Mouflage :(avec 14 brins)

2-a- Moufle fixe :

Marque : PENTEC.

Capacité : 650 tonnes.

Diamètre et nombre des poulies 60" ,8.

2-b- Moufle mobile :

Marque: PENTEC.

Capacité : 650 tonnes.

Diamètre et nombre des poulies 60" ,7.

3- Crochet :

Constructeur BJ.

Capacité : 750 tonnes.

4- Treuil:

Marque KERUI 2000.

Puissance : 2000 HP.

Tonnages :

✓ 14Brins :750 tonnes :

✓ 12Brins :650tonnes :

✓ 10Brins :550 tonnes.

5- Câble de forage :

Diamètre 1''^{1/2} type Union/ Rope.

6- Tête d'injection :

Marque: OilWell.

Capacité statique : 500 tonnes.

Pression maximale: 5000Psi.

7-Top Drive:

Marque: Carninig.

Type: Electrique 1050E.

Capacité: 500 tonnes.

Pression de travail: 5000/7500Psi.

Torque maximale : 33300ft.lb.

Vitesse de rotation maximale : 260RPM.

8- Table de rotation:

Marque national OilWell D375.

Diamètre nominale 37''^{1/2}.

9-Garniture de forage :

Tige de forage :

- ✓ 5''^{1/2}, #21.9, G105, FH, TJ 7''^{1/4} × 3''^{1/2};
- ✓ 3''^{1/2}, #13.3, G105, IF, TJ 4''^{3/4} × 2''^{11/16}.

Pup Joint: (Longueur: 15, 10, 5 ft)

- ✓ 5''^{1/2}, E75, FH, TJ 7''^{1/4} × 3''^{1/2};
- ✓ 3''^{1/2}, E75, IF, TJ 4''^{3/4} × 2''^{11/16}.

Les tiges lourds: (Quantité: 12)

- ✓ 5''^{1/2}, #50.16, G105, FH, TJ 7''^{1/4} × 3''^{1/2};
- ✓ 3''^{1/2}, #26, G105, IF, TJ 4''^{3/4} × 2''^{11/16}.

Les masses tiges:

- ✓ 6 × (9''^{1/2} × 3'', Spirale, connexion 7''^{5/8} reg) :
- ✓ 24 × (8'' × 2''^{13/16}, Spirale, connexion 6''^{5/8} reg) :
- ✓ 24 × (4''^{3/4} × 2''^{1/4}, Lisse, connexion 3''^{1/2} IF).

10- Les pompes à boue (Deux) :

Marque: KERUI.

Type: Triplex.

Modèle: 12 P 160.

Diamètre des chemises 4''-7''^{1/4}.

Course 12''.

Pression maximale : 5000psi.

11-Les groupes de force : Caterpillar 3512C**.12-BOP** : Blow Out Prevented**12-1-Obturateur Annulaire** : (Hydril GK)Diamètre d'alésage : 13^{5/8}.

Pression de service : 5000psi.

12-2-Obturateur à mâchoire :Diamètre d'alésage : 13^{5/8}.

Pression de service : 5000psi.

Camron double U :

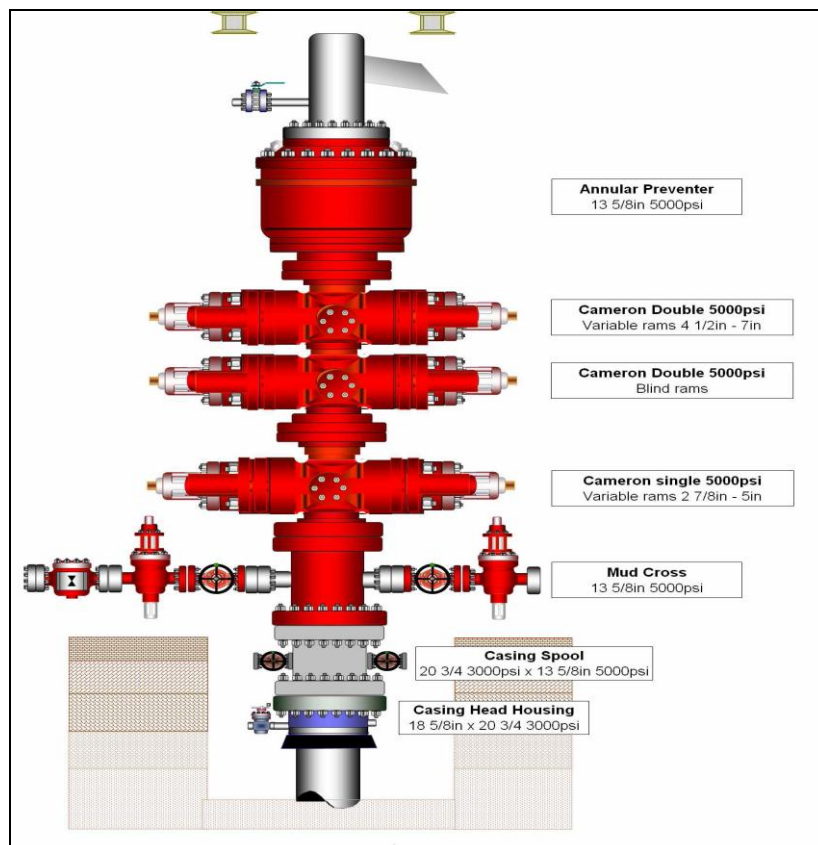
✓ Pipe Rams à mâchoire variable :

Hauteur 6,15m :

✓ Blind Rams : Hauteur 6,55m.

Camron simple :

Pipe Rams : Hauteur 7,35m.

**Figure II. 2: BOP**

2. HARMONISATION DES DIAMETRES

2.1. Introduction :

Un forage est un ouvrage télescopique puisque chaque mis en place de tubage réduit le diamètre du trou qui pourrait être foré ultérieurement. Il convient donc de considérer d'une part le jeu entre l'intérieur d'une colonne de tubes et l'outil qu'on pourra employer pour la suite du forage, et d'autre part, le jeu indispensable entre le trou foré et l'extérieur de la colonne.

L'harmonisation des diamètres permet la détermination de l'architecture du puits qui se calcule du bas vers le haut en partant du diamètre de la colonne de production, insistant sur le fait que la réalisation du puits se fait de haut en bas.

2.2. Jeux à respecter :

2.2-1. Jeu entre outil et l'intérieur du tubage :

Il s'agit de la différence entre le plus petit diamètre intérieur de la colonne de tubes et le diamètre de l'outil à y introduire. Comme les tubes d'une même dimension nominale ont tous pour diamètre extérieur cette dimension nominale, le plus petit diamètre intérieur de la colonne est celui des tubes les plus épais.

On admet pour règle que le jeu ne doit jamais être inférieur à 3/32 de pouce, soit 2,38mm.

Tableau 1: Jeu entre outil et les parois intérieures de tubage.

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

2.2-2. Jeu entre trou foré et extérieur des tubes :

Il y a deux jeux à considérer : celui entre corps de tube et trou, et celui entre diamètre extérieur du manchon et trou.

La considération de ces jeux est très importante car ils gouvernent :

- La facilité avec laquelle la colonne pourra être introduite dans le sondage :
- L'épaisseur de l'anneau de ciment qui constituera l'étanchéité entre le terrain et la colonne.

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

Tableau 2: Jeu entre trou et manchon.

Dext de tubage (in)	ϕ du manchon (mm)	δ (jeu entre trou-manchon) (mm)
4 1/2"	127	10-15
7"	194.5	10-15
9" 5/8	269.5	15-20
13" 3/8	365.1	20-40
18" 5/8	508.0	75-80

2.3. Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation :

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

2.3.1. Calcul de diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

D_t : Diamètre du trou (mm).

D_m : Diamètre du manchon (mm).

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

2.3.2. Calcul du diamètre intérieur de la colonne :

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

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

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

D_t : Diamètre du trou (mm).

2.4. Application du programme sur le puits HTMS # 2 :

5^{ème} Phase :

Diamètre trou : la cinquième phase du puits HTMS # 2 est forée avec un outil de diamètre 6" : elle est en Open Hole.

$$D_t = 6''$$

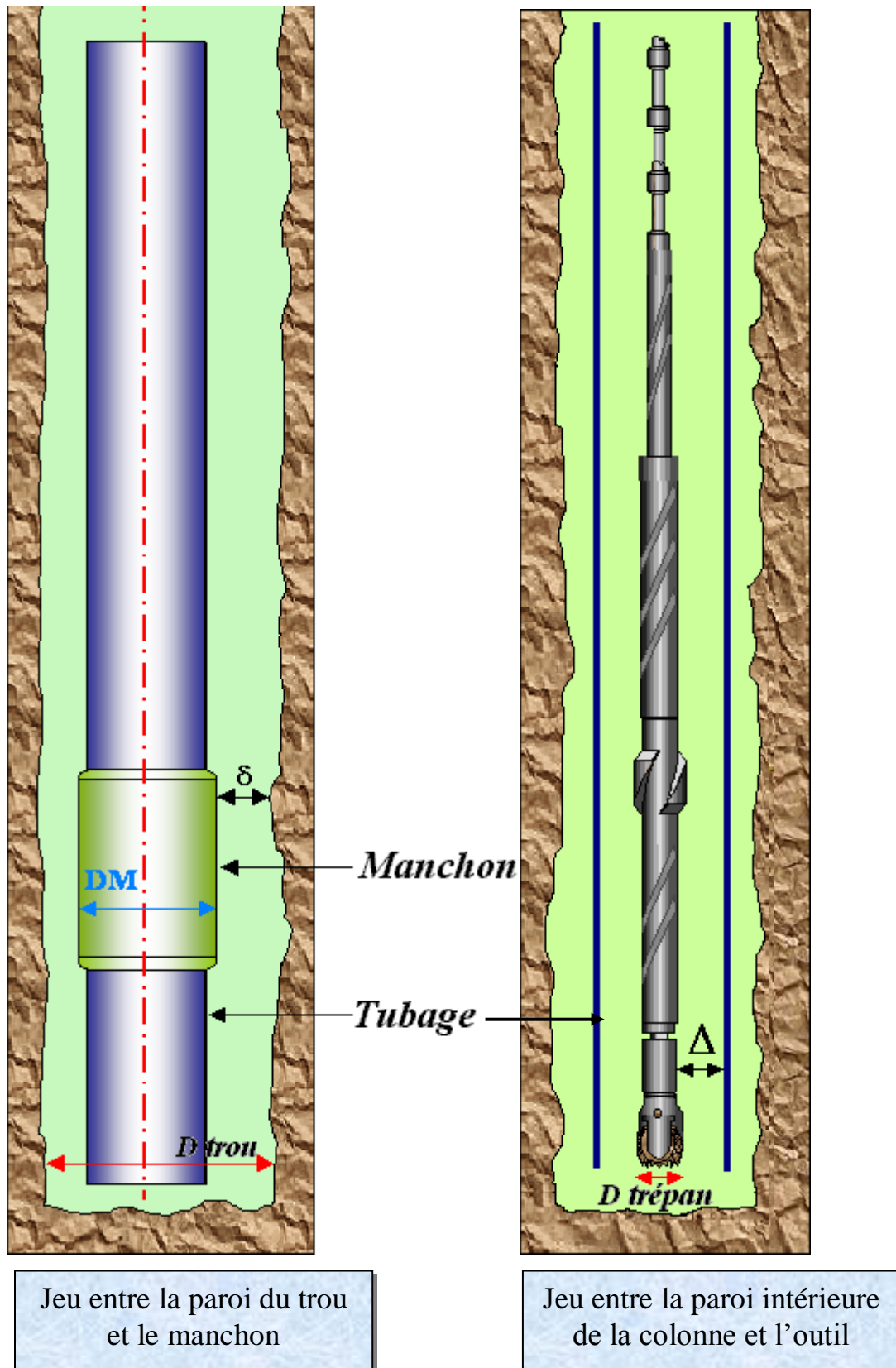


figure II. 3 : Schéma représentant δ et Δ

4^{ème} Phase :*Diamètre intérieur de la colonne :*

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

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

$$\Delta = 4.70 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int}} = 161.80 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé

$$D_{\text{ext}} = 7''$$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

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

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

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

Donc il correspond au diamètre nominalisé

$$D_t = 8''^{3/8}$$

3^{ème} Phase :*Diamètre intérieur de la colonne :*

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

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

$$\Delta = 4.00 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int}} = 220.73 \text{ mm}$$

Il correspond au diamètre nominalisé

$$D_{\text{ext}} = 9''^{5/8}$$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

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

$$\delta = 19.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 307.90 \text{ mm} \approx 12''^{1/4}$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé

$$D_t = 12''^{1/4}$$

2^{ème} Phase :*Diamètre intérieur de la colonne :*

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

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

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

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

Il correspond au diamètre nominalisé

$$D_{\text{ext}} = 13''^{3/8}$$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

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

$$\delta = 21.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 407.5 \text{ mm} \approx 16''$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé

$$D_t = 16''$$

1^{ère} Phase :*Diamètre intérieur de la colonne :*

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

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

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

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

Il correspond au diamètre nominalisé

$$D_{\text{ext}} = 18''^{5/8}$$

Diamètre du trou :

$$D_t = D_m + 2\delta$$

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

$$\delta = 76.00 \text{ mm}$$

$$D_t = 660.00 \text{ mm} \approx 26''$$

Donc il correspond au diamètre nominalisé

$$D_t = 26''$$

2.4. Tableau récapitulatif :

Tableau 3 : Tableau récapitulatif

Phases	Diamètre du trou (in)	Diamètre du casing (in)	Diamètre du liner (in)
1 ^{er} Phase	26	18 ^{5/8}	-
2 ^{eme} Phase	16	13 ^{3/8}	-
3 ^{eme} Phase	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	-
4 ^{eme} Phase	8 ^{3/8}	-	7
5 ^{eme} Phase	6	-	Open Hole

2.5.LA GARNITURE DE FORAGE

De manière générale, une garniture se compose d'une partie basse au fond du trou (BottomHoleAssembly : BHA) (Figure 1.2) et d'un train de tiges jusqu'à la surface.

La BHA est essentiellement composée de :

- **Un outil de forage** : Extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front du trou.
- **Des masses-tiges (Drill Collars, DC)** : Il s'agit d'une série de tubes massifs en acier dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil. Par conséquent, pendant la phase de forage, les masses-tiges sont, en partie ou voire en totalité, en état de compression. On trouve aussi des éléments complémentaires :
- **Des stabilisateurs** : Des tubes dotés, sur leurs circonférences, de lames droites ou spirales et d'un diamètre proche ou égal au diamètre du trou foré. On distingue deux types de stabilisateurs, ceux à diamètre fixe et ceux à diamètre variable, pouvant être actionnés hydrauliquement ou mécaniquement à partir de la surface. Ils servent à stabiliser la BHA et à contrôler la direction de forage en fixant leur nombre, leurs diamètres ainsi que leurs positions.
- **Des moteurs à pression de boue (Positive Displacement Motors)** : Sont incorporés dans la partie inférieure de certaines garnitures afin de permettre la rotation de l'outil de forage indépendamment de la rotation du train de tiges. En plus de l'apport d'une puissance supplémentaire à l'outil de forage, ce procédé est généralement utilisé pour amorcer des déviations ou pour procéder à des corrections de trajectoire.

- **Des appareils de mesures (MWD/LWD) :** Ce sont des appareils embarqués dans la garniture et qui permettent de fournir des mesures de la direction de forage (inclinaison et azimut) ainsi que des propriétés des formations traversées (pression, température, argilosité, porosité, ...).
- **Le train de tiges (Drill Pipes, DP) :** C'est la partie la plus longue de la garniture : elle est constituée de tubes plus minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de transmettre le couple vers l'outil de forage. En conditions normales, on s'arrange pour que le train de tiges soit en traction afin d'éviter son flambement.

3. LE FORAGE DIRECTIONNEL

3.1 INTRODUCTION

Le forage directionnel consiste à piloter le puits à forer suivant une trajectoire qui peut être tridimensionnelle et complexe en vue d'atteindre une cible dans le sous-sol qui est généralement le réservoir (Figure 1.7). La maîtrise de la trajectoire s'avère un enjeu technologique et économique très important vu que la réussite d'un forage directionnel passe par le contrôle d'un nombre important de paramètres. Cette maîtrise passe non seulement par le contrôle et la modification d'une trajectoire au cours du forage, mais aussi par la capacité à prédire le comportement directionnel du système de forage composé de la garniture et de l'outil de forage.

Ce type de forage trouve son apogée dans plusieurs applications comme les puits à grand déport, le forage horizontal et le forage multilatéral à plusieurs niveaux

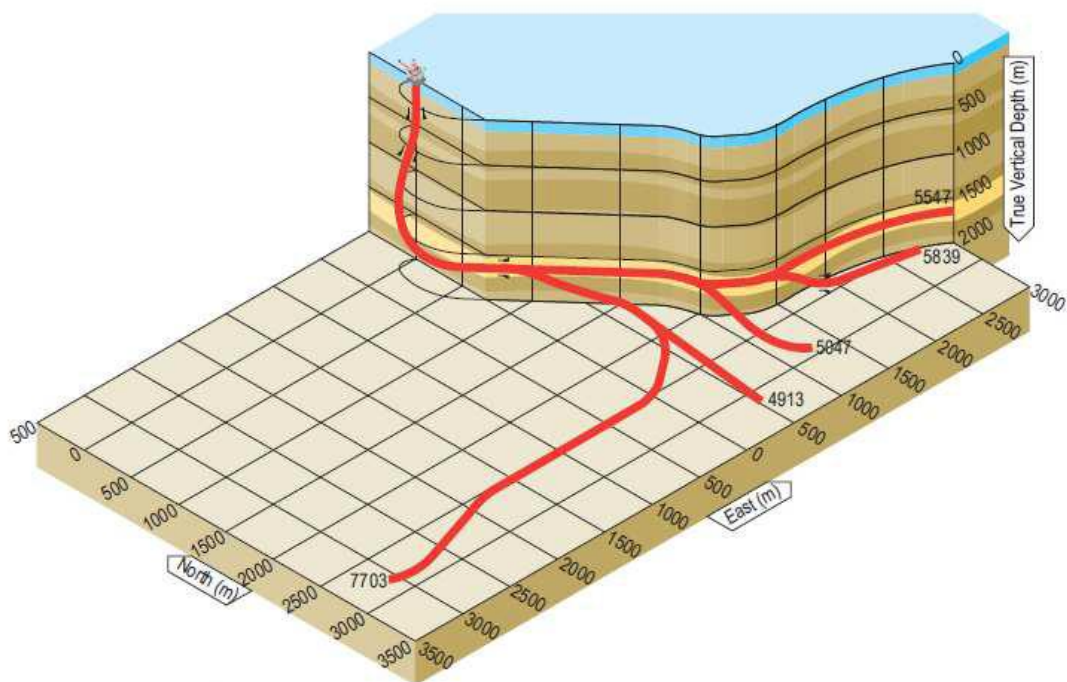
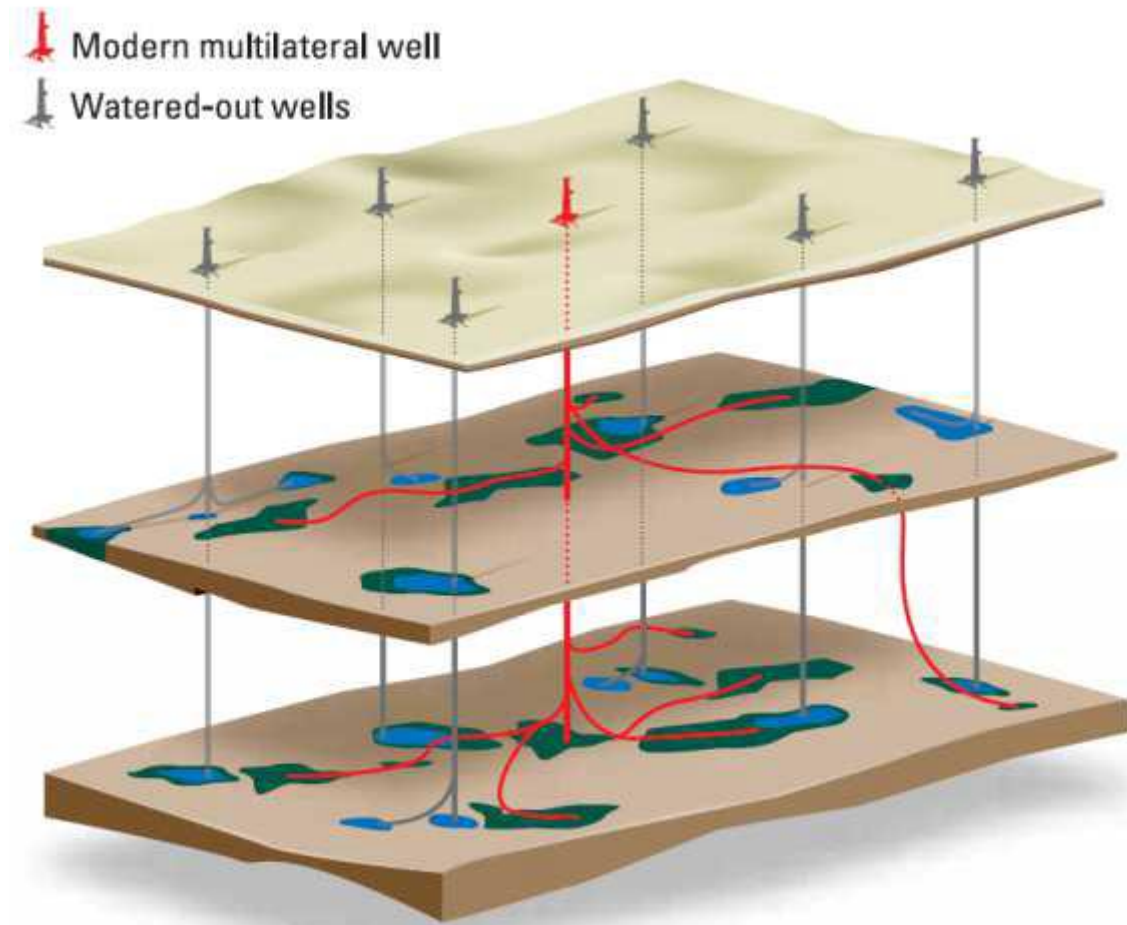


Figure II. 4: Puits de forage directionnel à plusieurs niveaux

3.2 LA TRAJECTOIRE

La trajectoire d'un puits est obtenue à partir des mesures d'inclinaison, d'azimut et de longueur forée:

- ✓ *La profondeur mesurée ("MeasuredDepth": MD)* est la longueur réellement forée, obtenue en additionnant les longueurs de tiges de forage introduites dans le puits.
- ✓ *L'inclinaison de la trajectoire* est l'angle que fait la tangente au puits, au point de mesure, avec la verticale.
- ✓ *L'azimut* est l'angle entre le plan vertical contenant la tangente au puits et le plan contenant une direction horizontale fixe donnée, par convention le Nord magnétique. La mesure de l'inclinaison est réalisée par un pendule ou des accéléromètres et celle de l'azimut est obtenue à l'aide d'une aiguille aimantée ou d'un gyroscope.
- ✓ *Les gradients de déviation* : Les foreurs utilisent généralement la notion de gradient d'inclinaison et d'azimut, qui représente la variation de l'angle sur une longueur forée. Introduction à la problématique du forage directionnel donnée. Ils sont souvent exprimés en degrés par 30 m. Le gradient d'inclinaison est généralement compris entre 1 et 15°/30 m, et le gradient d'azimut est beaucoup plus faible.
- ✓ *Courbure, DLS (DogLegSeverity)* : Le DLS renseigne sur la courbure de la trajectoire (plus cette valeur est élevée plus la déviation est importante) entre deux points de mesures A et B. Il est exprimé en fonction des trois grandeurs mesurées (MD, inclinaison et azimut).

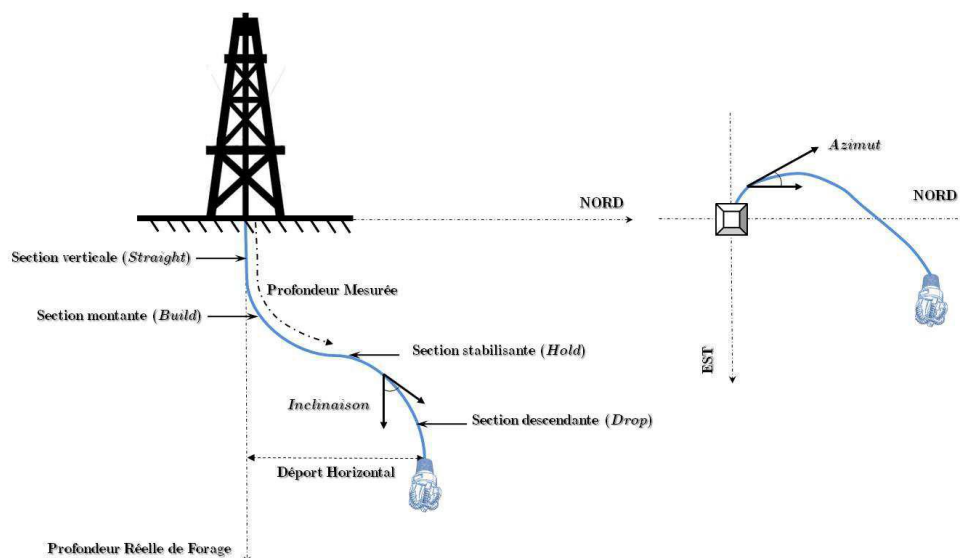


Figure II. 5: Puits de forage directionnel à plusieurs niveaux

3.3 APPLICATION DU FORAGE DIRECTIONNEL

Le forage directionnel trouve de nos jours une grande utilité et ne cesse de résoudre maints problèmes économiques et environnementaux. La maîtrise de cet art de forage s'avère désormais l'unique solution pour une exploitation optimale des réservoirs pétroliers en garantissant l'accessibilité, la productivité et la sécurité. Nous énumérons dans la suite les principales applications du forage directionnel.

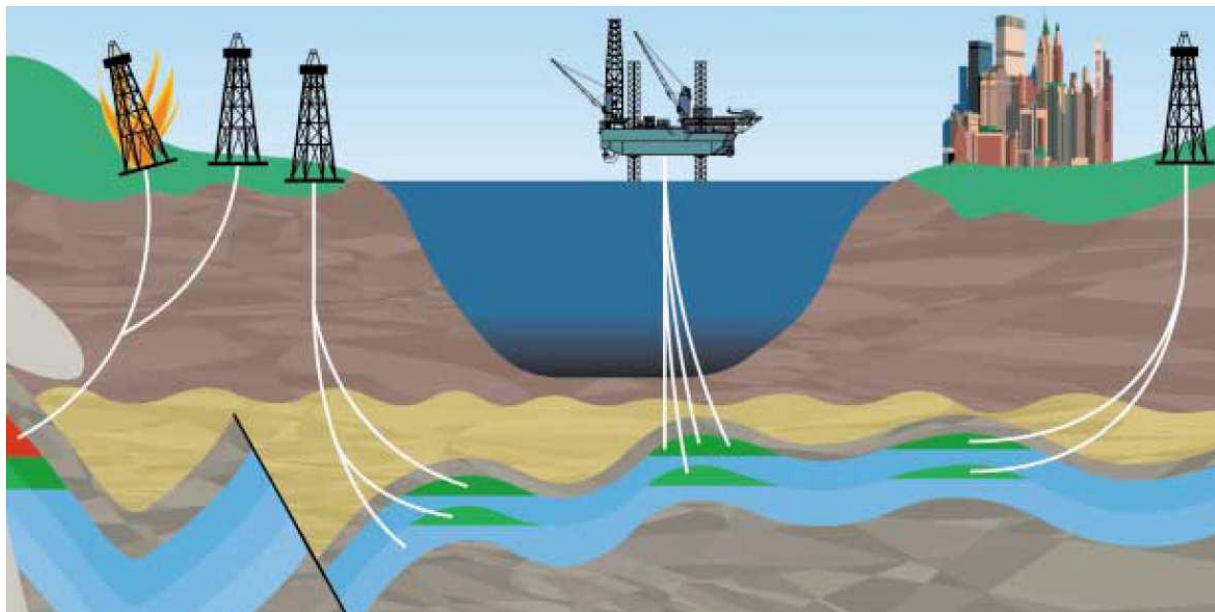


Figure II. 6: Cas d'application du forage dévié

✓ **Sites inaccessibles**

Dans le cas d'un réservoir enfoui sous un lieu difficile d'accès (mer, lac, rivière, montagne, etc.) ou dans une zone urbaine dense, le forage directionnel servira aussi pour contourner des obstacles géologiques comme les dômes de sel et les formations dures.

✓ **L'exploitation de petits réservoirs**

Le forage d'un seul puits accédant à plusieurs petits réservoirs d'hydrocarbure permet une exploitation économique de ces réservoirs.

✓ **Augmentation du taux de récupération du pétrole**

L'utilisation du forage horizontal sert à augmenter la productivité du puits grâce à une plus grande surface de drainage du fluide.

✓ **Multiplicité de puits sur un même emplacement**

Les plateformes en mer exigent le forage de plusieurs puits à partir du même emplacement afin d'éviter le coût élevé d'installation d'autres plateformes de forage.

✓ **Accidents de forage**

Le forage directionnel est aussi utilisé pour remédier à des accidents graves lors du forage d'un puits. Il permet, par exemple, de stopper des éruptions accidentelles (blowouts) ou de diriger le flux de pétrole vers un autre puits de secours en cas d'incendie. Par ailleurs, en cas de rupture de la garniture de forage, les foreurs pratiquent couramment le sidetracking pour abandonner la portion inférieure du forage contenant la partie de la garniture rompue et poursuivre le forage selon une nouvelle trajectoire.

3.4. Application du forage horizontal en Algérie :

Le forage horizontal est une technique relativement nouvelle, c'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZI), ce puits a été réalisé à HassiR'Mel (l'anneau d'huile). Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés, l'un à Hassi-Messaoud, l'autre à TinfouyéTaban-Kort (TFT) en 1993.

3.5. Avantages et inconvénients du forage horizontal :

a. Avantages du forage horizontal :

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous pouvons citer :

- le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement :
- dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau.

On privilégie la réalisation d'un forage horizontal dans les cas suivants :

- Réservoirs fracturés :

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

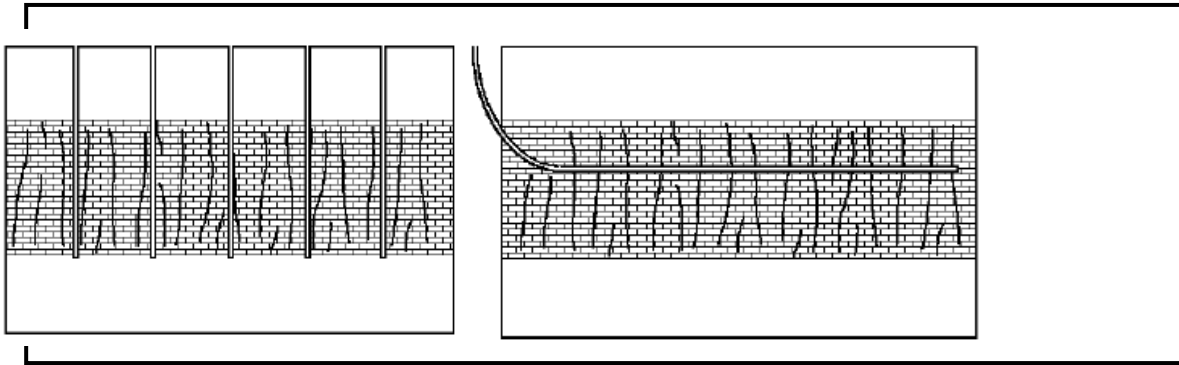


Figure II. 7 : Réservoirs fracturés.

- **Réservoirs multi-couches :**

Dans la plupart des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

La figure ci-dessous illustre un tel cas de réservoir compartimenté où un seul puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le *conning*.

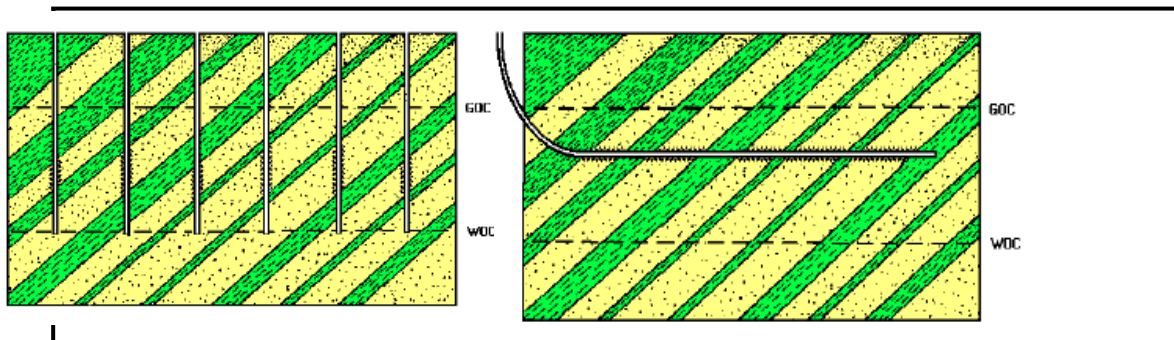


Figure II. 8: Réservoirs multi-couches.

- **Réservoirs à faible épaisseur :**

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain, et le but de forage horizontal est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits.

- **Réservoirs à basse perméabilité :**

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente :
- la direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

- Formations non consolidées - Contrôle des sables :

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits.

Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle même proportionnelle au débit de production.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

- Réservoirs d'huile lourde :

Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe des considérations ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal.

3.6. Inconvénients du forage horizontal :**a-Coûts additionnels :**

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux :

- les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc :
- le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.

b-Risques opératoires :

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés, les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires.

- atteindre la cible :
- Le nettoyage du puits :
- Le comportement des formations :
- L'endommagement des formations :
- L'évaluation du potentiel de production.

3.7. Lestype des puits horizontaux :

Cette terminologie couvre les puits où le réservoir est percé par une section horizontale ou sub-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/m).

Ils peuvent être:

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

Horizontal build-rate comparison

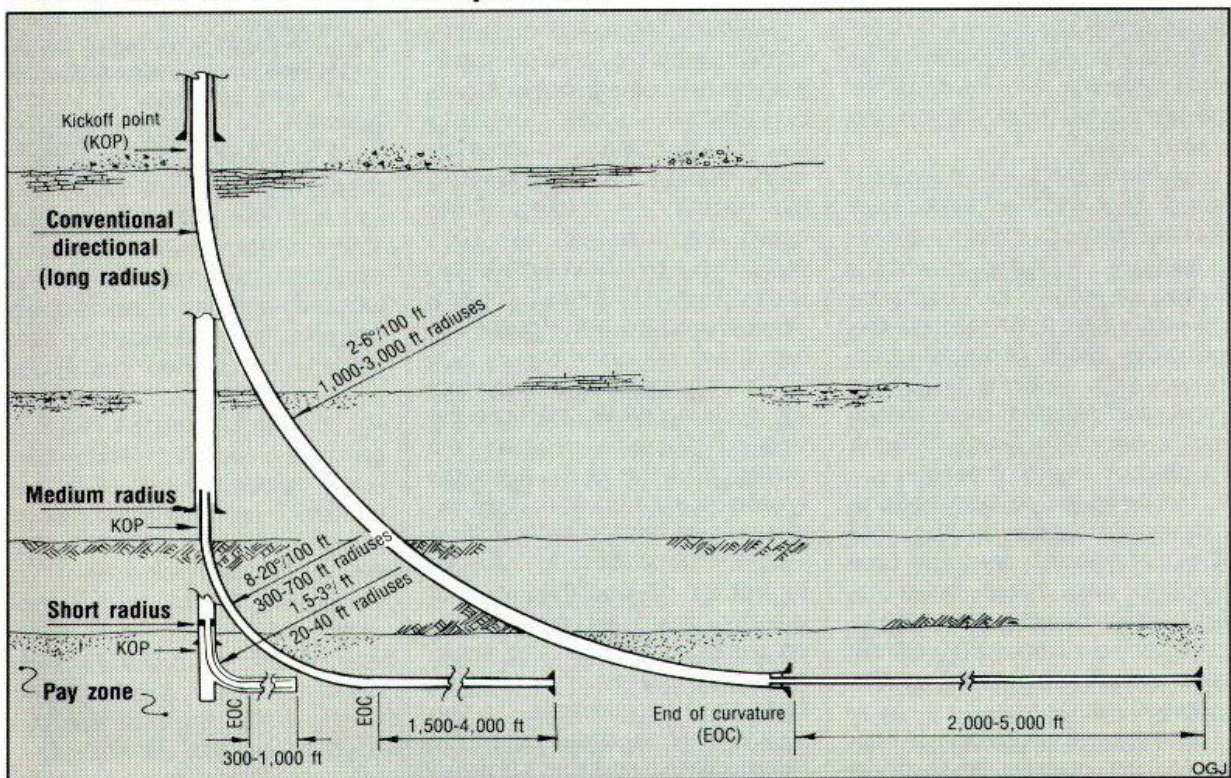


Figure II. 9: Profil Des Puits Horizontaux.

a-Puits à long déplacement (Long reach ou Extended Reach wells)

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

b-Puits inclinés (tilt ou slantwells)

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slantrig) entre autres utilisations cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu profonds.

c-Puits multilatéraux

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

d-Puits en ré-entrée (Re-entry wells)

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.

3.8. Les équipements spécifiques au forage dirigé :

a- Moteurs de fond :

Il y a deux types principaux de moteurs de fond actionnés par l'écoulement de la boue

1) la turbine : qui est fondamentalement une pompe centrifuge ou axiale.

2) les moteurs à déplacements positifs (PDM).

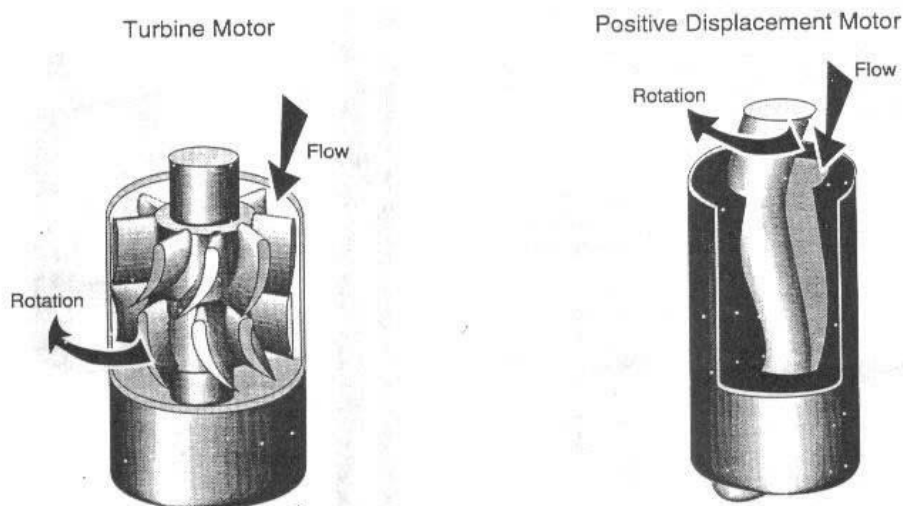


figure II. 10: Moteur de fond.

Les éléments clés d'un PDM 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.

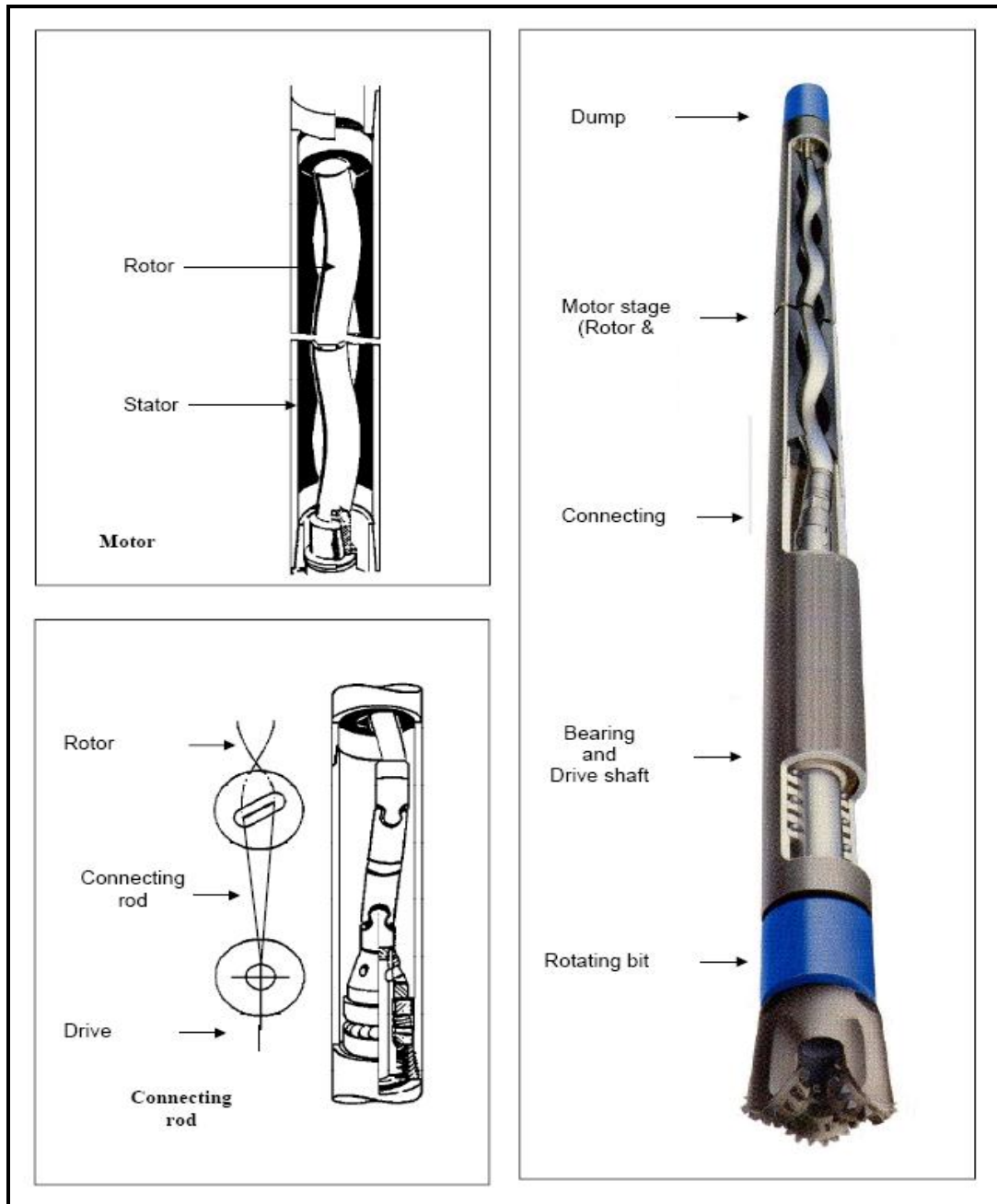


Figure II. 11: PDM

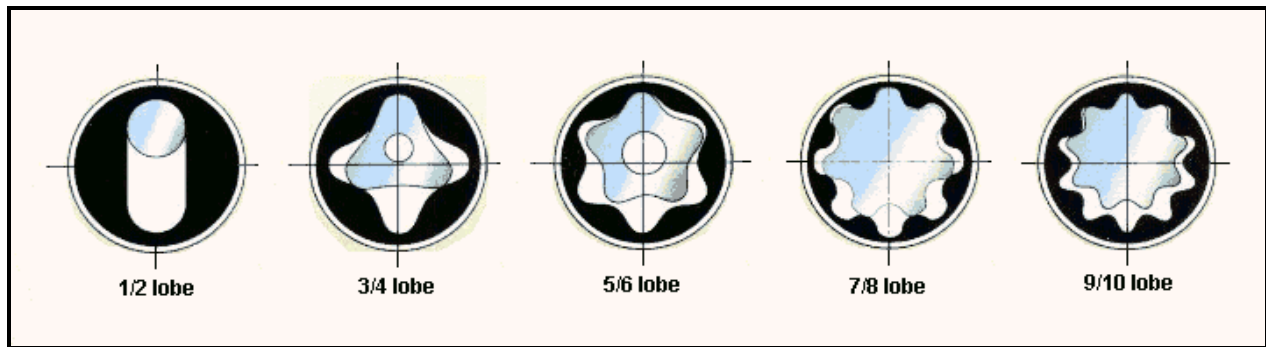


Figure II. 12: Configuration D'un PDM.

Les éléments constitutants d'un PDM sont les suivants :

- **Un étage moteur** : Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes :
- **Un étage de roulements** : Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte :
- **Un joint universel (cardan)** : Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan :
- **Un arbre d'entraînement** : Il apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage.
- **Une valve de détournement (by-pass)** : Les PDM sont protégés par une valve de détournement (*by-pass*) installée à la partie supérieure du corps.

3.9. Les stabilisateurs :

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".

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

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

Les lames sont : droites, spiralées à droite et spiralées à gauche.

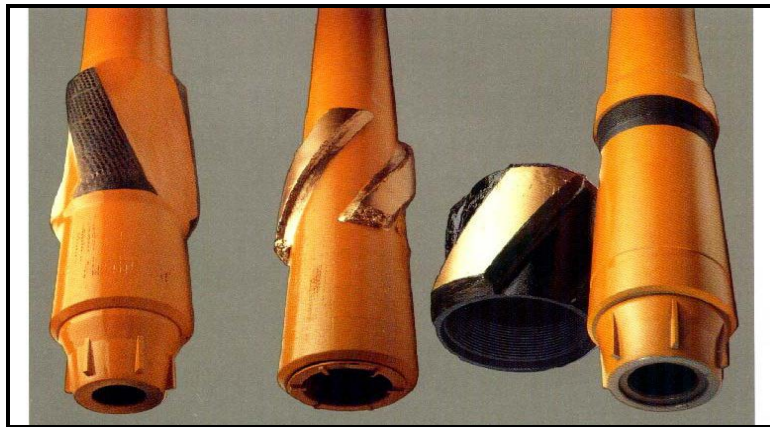


Figure II. 13: Différents types de stabilisateurs

(À lames intégrales - à lames soudées - à chemise)

3.10. 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.

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 tiges de forage :
- des stabilisateurs :
- des raccords :
- MWD :
- Steeringtools.

a-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.

b-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.

Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur.

Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique.

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".

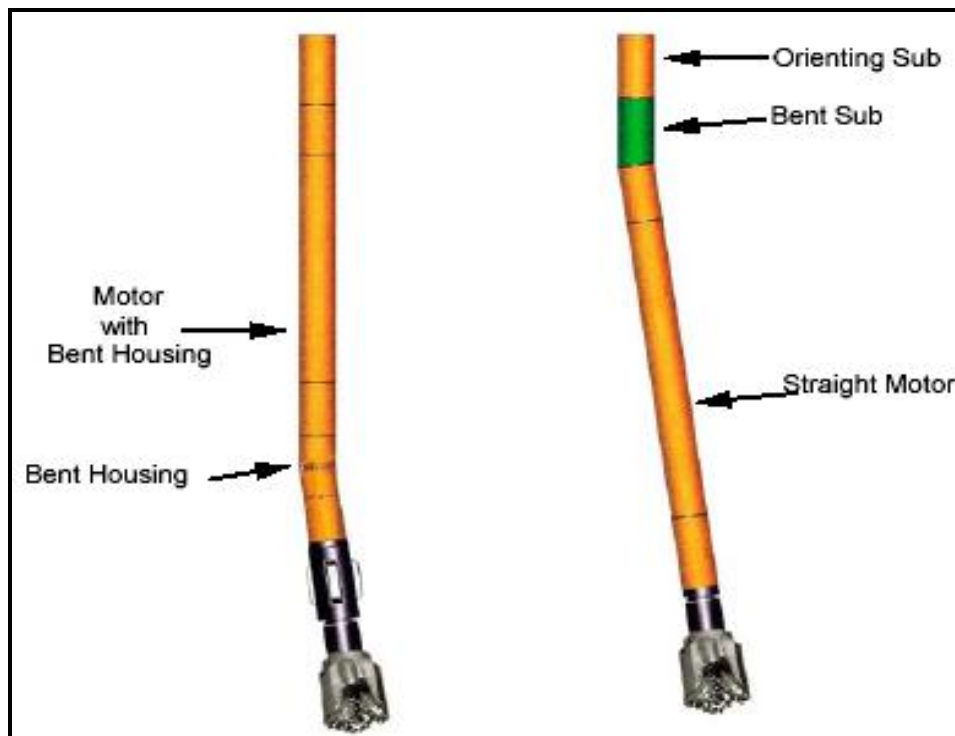


Figure II. 14 : Raccord coudé incorporé ("*Bent-housing*") et Raccord coudé indépendant.

c-Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits.

- **Outils de mesures en temps différé :**

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface.

On distingue les:

- Inclinomètres :
- Single-shots magnétiques :
- Multi-shots magnétiques :
- Gyroscopes.

- **Outils de mesures en temps réel :**

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage de paramètres d'évaluation des formations.

d-Steeringtools :

Les Steeringtools mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face. Sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

e- MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling):

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques.

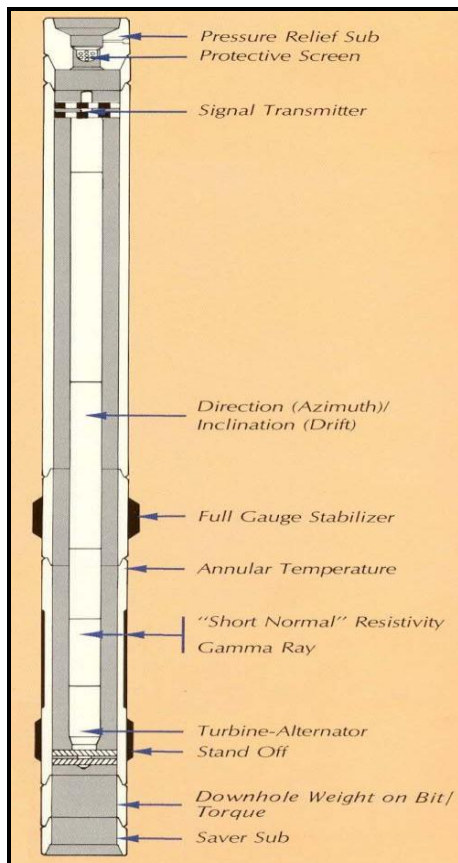
Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire.

Deux systèmes de transmission sont utilisés:

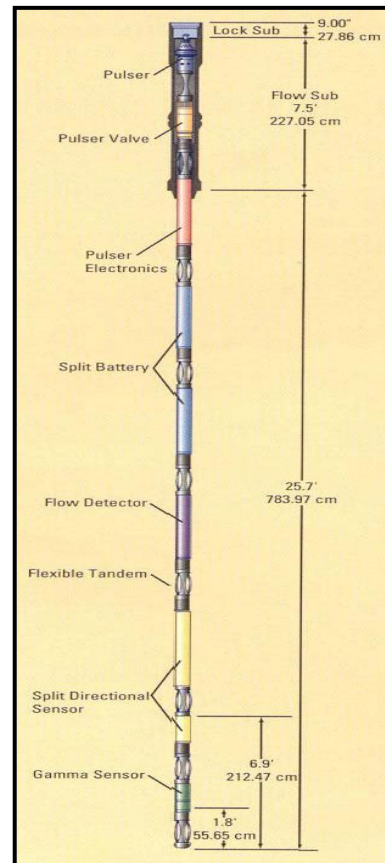
- La transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("mud pulses") :
- La transmission électromagnétique.

Les composants d'un MWD sont:

- L'étage de mesure :
- L'étage de télémétrie :
- L'étage de puissance.



MWD style "tube interne"



SMWD style "drill-collar"

Figure II. 15: différentes types des MWD.

4. LA BOUE DE FORAGE

4.1. Introduction :

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages. Un programme de boue a pour but de déterminer les types de boues offrant des qualités et des techniques adoptées aux exigences du forage considéré et au prix de revient le plus faible possible.

4.2. Rôles de la boue (DrillingMud) :

Les boues de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- ✓ nettoyage du puits :
- ✓ maintien des déblais en suspension :
- ✓ refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde :
- ✓ prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :
- ✓ dépôt d'un cake imperméable dans les zones à pertes (surface) :
- ✓ Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile :
- ✓ augmentation de la vitesse d'avancement :
- ✓ entraînement de l'outil :
- ✓ diminution du poids apparent du matériel de sondage :
- ✓ apport de renseignements sur le sondage.

4.3. Classification des fluides de forage :

On classe habituellement les fluides en fonction de la phase continue et de la phase qui y est dispersée. On distingue:

- Fluide de forage dont la phase continue est l'eau :
- Fluide de forage dont la phase continue est l'huile.

4.3.1 Fluide de forage dont la phase continue est l'eau :

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

- **Phase liquide** : elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, la salinité des fluides de forage dépend de la salinité de l'eau de fabrication :
- **Phase colloïdale** : cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers ont deux fonctions dont une est primaire qui représente la viscosité offerte par l'argile, et l'autre est secondaire telle la réduction de filtrat :

- **Phase solide** : les solides ajoutés au fluide de forage telle que la barytine $Ba\ SO_4$ (connu par le Baryte) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insolubles dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse :

4.3.2. Fluide de forage dont la phase continue est l'huile :

Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases :

- **Phase liquide** : l'huile peut être un huile raffinée ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée :
- **Phase colloïdale** : les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat :
- **Phase solide** : on ajoute le Baryte, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc.

La classification des fluides est représentée dans l'organigramme suivant :

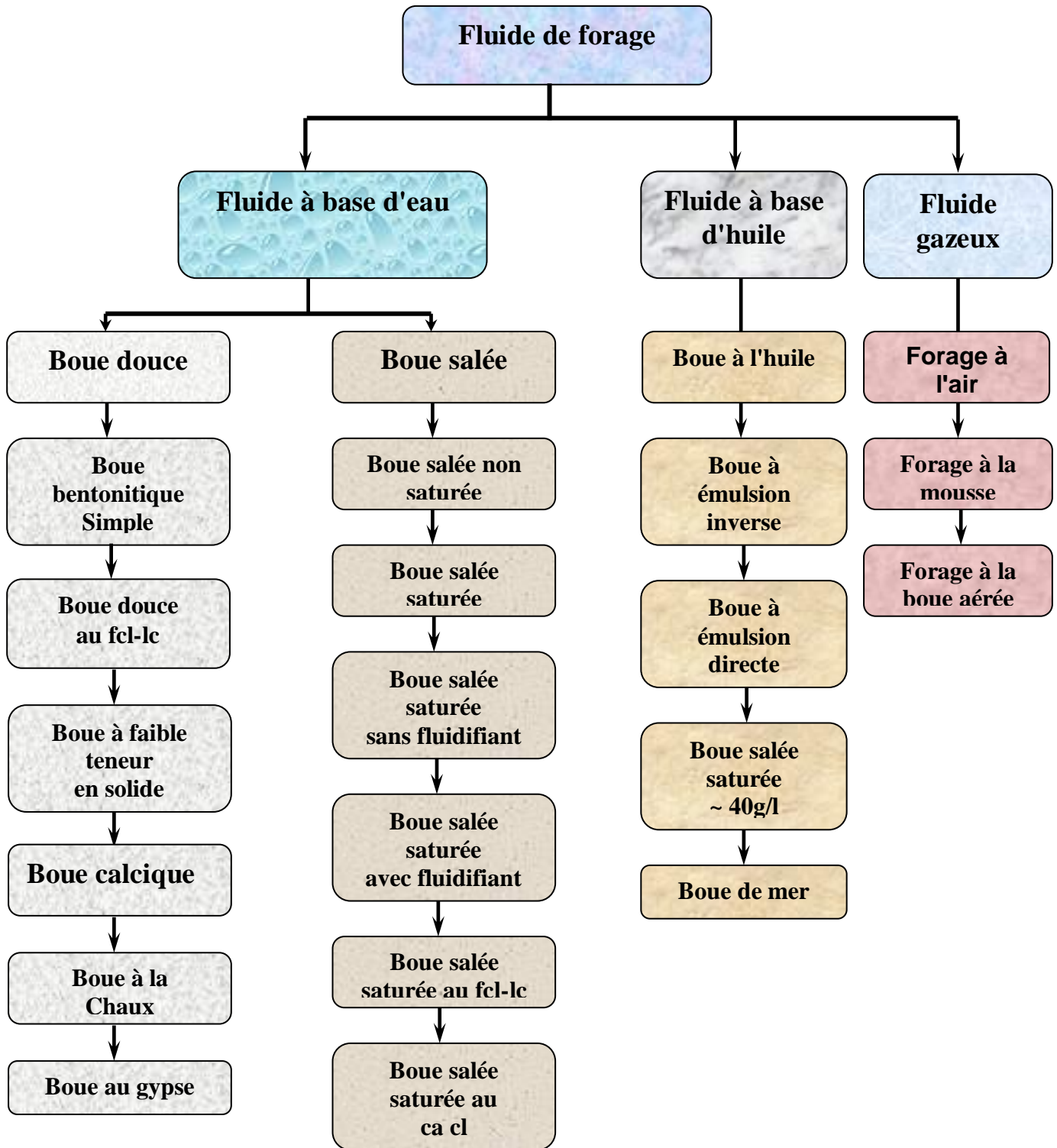


Figure II. 16 : Classification des fluides de forage

4.3.3. Circuit de boue :

Le circuit de boue est illustré par la figure suivante :

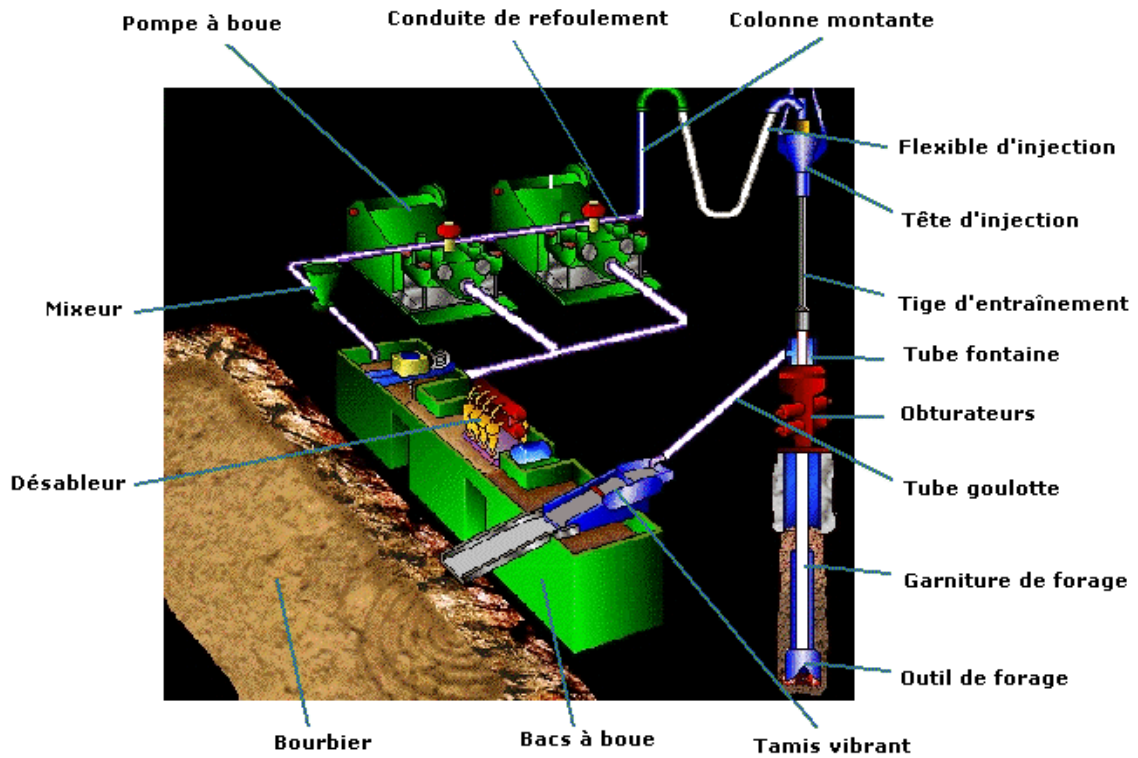


Figure II. 17: Circuit de boue.

5. TUBAGE

5.1. Introduction :

Après avoir foré une profondeur pour une phase donnée, il est indispensable de descendre dans le puits une colonne de tubage : afin de pouvoir continuer le forage des phases suivantes en toute sécurité.

5.2. Rôle des tubages (casings) :

Une fois foré, le puits est couvert par des tubes appelés « tubages » pour empêcher les parois de s'effondrer et pouvoir continuer le forage sans problèmes.

Le choix des tubages, aussi bien en ce qui concerne leur diamètre que leur résistance, est conditionné par plusieurs facteurs, dont les principaux sont :

- ✓ la profondeur prévue :
- ✓ les pressions attendues :
- ✓ le type d'effluent attendu : huile ou gaz :
- ✓ les risques de corrosion.

5.3. Les différentes colonnes de tubage :

Les colonnes de tubage sont :

- tube guide :
- colonne de surface :
- colonne technique :
- colonne de production :
- colonne perdue.

5.3.1. Tube guide :

Installé à une profondeur de 5 à 15 mètres, il permet de :

- maintenir les formations de surface non consolidées (sables) :
- canaliser la boue vers la goulotte :
- guider l'outil en début de forage.

5.3.2. Colonne de surface :

Sert à :

- isoler les eaux contenues dans les couches supérieures :
- maintenir les terrains de surface :
- supporter les têtes de puits avec les colonnes suivantes ancrées dedans :
- supporter les équipements d'obturation du puits.

5.3.3. Colonne technique :

De profondeur variable selon les difficultés rencontrées, elle permet :

- d'éviter de poursuivre un forage dans un découvert présentant des risques (éboulements) :
- d'isoler les formations contenant des fluides sous fortes ou faibles pressions :
- d'éviter la rupture des terrains autour du sabot de la colonne de surface en cas d'éruption.

La profondeur et le nombre des colonnes techniques dépendent, entre autres, des pressions rencontrées dans la phase suivante. La résistance des formations au droit de son sabot doit être suffisante pour résister à ces pressions.

5.3.4. Colonne de production :

Elle est indispensable dans le cas d'un puits producteur. Elle permet de :

- isoler la formation productrice des autres formations :
- mettre en oeuvre le matériel de production.

Elle devra présenter toutes les garanties d'étanchéité et de longévité.

Le choix des tubes et des connexions sera déterminé en fonction du type d'effluent attendu (huile ou gaz).

5.3.5. Colonne perdue (liner) :

Suspendue à la base de la colonne précédente, elle peut jouer le même rôle qu'une colonne technique ou une colonne de production.

La descente de cette colonne est beaucoup plus économique que celle d'une colonne complète, mais cette solution n'est pas réalisable dans tous les cas, en particulier dans les puits à forte pression.

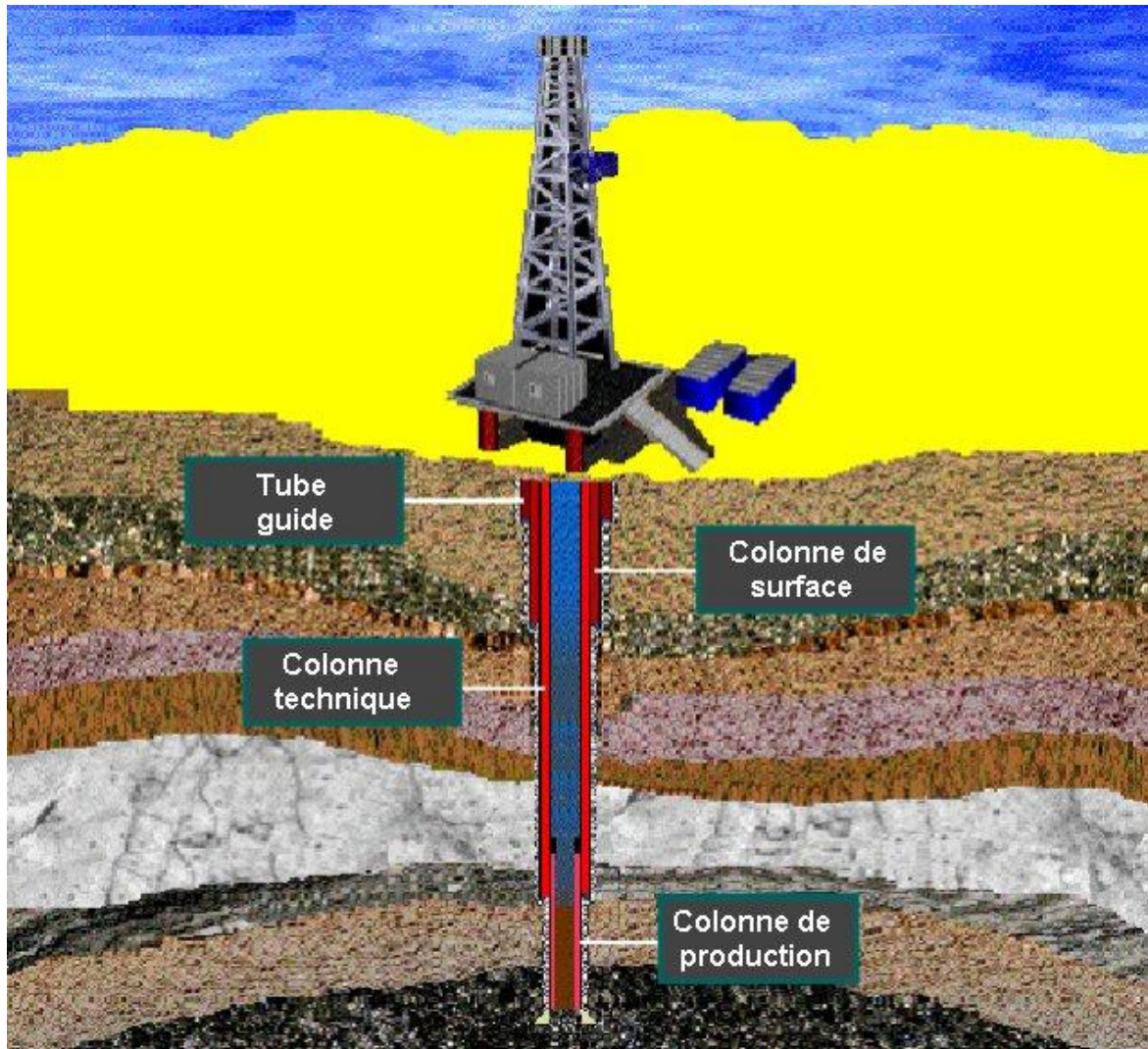


Figure II. 18 : les différentes colonnes de tubage.

5.4. Préparation de la colonne de tubage :

Cette préparation s'effectue généralement pendant les jours de forage qui précèdent l'opération de tubage. Les tubes sont stockés en couches de façon que l'ordre normal de manutention corresponde à la composition prévue pour la colonne. Les tubes sont identifiés (grade d'acier, épaisseur, filetage) et mesurés au décimètre : et ensuite numérotés afin que chacun soit repéré.

La préparation de la colonne comporte la mise en place des accessoires suivants :

5.4.1. Sabot (shoe) : il est de forme arrondie, il facilite le guidage et la descente de la colonne dans le découvert. Il est vissé sur le premier tube à descendre, puis collé pour éviter son dévissage lors du reforage. On distingue trois types de sabot qui sont :

- Sabot à canal avec ou sans événements :
- Sabot avec dispositif anti-retour permanent :
- Sabot avec dispositif anti- retour transformable.

5.4.2 Anneau de retenu (landing collar) : il est placé à 10 à 20 m au-dessus de sabot, il constitue une base pour les bouchons de cimentation.

On distingue deux types d'anneaux :

- Anneau conventionnel : utilisé pour les cimentations à un seul étage :
- Anneau différentiel : utilisé pour la cimentation à deux étages.

5.4.3 Centreurs : Les centreurs sont destinés à empêcher tout contact de tubage avec la paroi du trou et avoir un espace annulaire uniforme. Ils figurent sous deux types :

- Centreurs rigides avec lames en U réservés aux annulaires tubage-tubage :
- Centreurs souples utilisés pour le centrage des colonnes dans le découvert.

5.4.4. Gratteurs (scratcher) : ils sont destinés à l'élimination de cake et favorisent une meilleure adhérence du ciment sur la formation. Ils sont choisis en fonction du mouvement que l'on compte imposer à la colonne pendant la cimentation :

- Rotation : gratteurs rotatifs :
- Va-et-vient : gratteurs alternatifs.

5.4.5. Valve différentielle : utiliser pour les cimentations à deux étages. Elle joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur du casing et l'annulaire afin de pouvoir circuler et chasser le laitier de ciments dans l'annulaire à la profondeur choisie.

5.5. Longueur maximum des colonnes de tubes :

Il existe une limite à la longueur d'une colonne de tubes de dimension nominale donnée. Cette limite est donnée par l'une ou l'autre des caractéristiques mécaniques suivantes :

- Traction maximale admissible sur le tube supérieur :
- Résistance à l'écrasement du tube le plu profond.

La profondeur limite résulte des hypothèses suivantes :

- Puits vide :
- Coefficient de sécurité à l'écrasement : 1.125 sur les propriétés minimales :
- Pression de formation hydrostatique à la profondeur considérée.

5.6. Normes des tubes de sondage :

Les tubes de sondage sont fabriqués suivant les normes de l'API (Standard 5 A) soit dans les dimensions :

Tableau 4 : les dimensions des tubes de sondage

4 ½	6 ^{5/8}	9 ^{5/8}	16
5	7	10 ^{3/4}	18 ^{5/8}
5 ½	7 ^{5/8}	11 ^{3/4}	20
	8 ^{5/8}	13 ^{3/8}	

Les dimensions les plus utilisées sont :

Tableau 5 : Les dimensions les plus utilisées

20	18 5/8	16	13 3/8	11 ¾
10 ¾		9 5/8	7	5

Pour Chaque diamètre, il existe un certain nombre de grades de poids nominaux de manchons, d'utilisation plus courante et donc plus facilement disponibles chez le fabricant, dans une filiale de société, ou même chez un maître d'œuvre.

Là encore, les problèmes d'approvisionnement sont prépondérants et le programme de forage et tubage doit en tenir compte.

5.7. Efforts supportés par la colonne du tubage :

Le choix des caractéristiques mécaniques de la colonne du tubage dépend de :

a-Effort de traction : L'effort de traction en un point donné de la colonne est quotient du poids p de la partie se trouvant en dessus de ce point par la section du tube. Cet effort augmente en allant du bas vers le haut de la colonne, il doit être inférieur à la limite élastique du tubage.

b- Effort d'écrasement : C'est l'effort exercé par les terrains environnant et les fluides sous pression continues dans ces terrains. Sa grandeur correspond à la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue pendant le forage.

c- Effort d'éclatement : Après la mise en production d'une couche sous pression, le puits sera fermé en suite en surface, l'intérieur de la colonne peut être soumis à une pression extérieure élevée. Cette dernière est contre balancée par une pression opposée égale à la pression hydrostatique, dans les conditions les plus défavorables d'une colonne d'eau remontante jusqu'en surface.

L'effort de cette pression extérieur sera donc maximal sur le tube situé à l'extrémité supérieure de la colonne.

5.8. Préparation des puits avant la descente du tubage :

Lorsque le trépan a atteint la cote désignée pour le sabot de la colonne de tubes, le trou n'est généralement pas prêt à la descente immédiate de tubage. Il convient d'abord de réaliser les opérations de diaggraphie pour faciliter la descente des tubes de cuvelage.

Les opérations effectuées les plus fréquentes sont les suivantes :

- ✓ Réaliser un calibrage de puits avec le Caliper :
- ✓ Effectuer un filage du câble :
- ✓ Vérifier le treuil :
- ✓ Homogénéiser la boue :
- ✓ Calibrer les tubes, contrôler leurs filetages et mesurer le tubing.

6. CIMENTATION

6.1. Introduction :

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré.

Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain. Une opération de cimentation nécessite donc de :

- définir les objectifs de la cimentation :
- calculer le volume de laitier de ciment à injecter :
- calculer le volume de chasse :
- préparer le trou avant l'injection :
- utiliser les ciments et les additifs :
- réaliser la cimentation :
- tester la colonne après cimentation.

6.2. Objectifs de la cimentation :

- ✓ Les principaux objectifs de la cimentation sont les suivants :
- ✓ ancrer la colonne au sol :
- ✓ prévenir le dévissage des tubes pendant le forage :
- ✓ canaliser en surface les fluides exploités :
- ✓ éviter la pollution des nappes phréatiques :
- ✓ réaliser la séparation entre les différentes couches productrices pouvant contenir des fluides différents à des pressions différentes :
- ✓ fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption :
- ✓ protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique.

Il faudra donc obtenir la meilleure étanchéité possible derrière la colonne de tubage.

6.3. Détermination des hauteurs de cimentation :

Les hauteurs de cimentation dépendent du rôle et du type des colonnes de tubage.

a- Colonne de surface : Elle est autant que possible cimentée sur toute sa hauteur, pour lui permettre de supporter les dispositifs de sécurité et d'être parfaitement ancrée en surface.

b- Colonne technique : Dans cette colonne il faut que :

- le sabot soit bien cimenté, ce qui nécessite une hauteur de ciment d'au moins 150 mètres :
- l'espace annulaire soit cimenté lorsque des raisons particulières rendent cette opération indispensable :

- zone contenant des fluides corrosifs :
- couche contenant des fluides devant être protégés.

La cimentation de l'espace annulaire des colonnes techniques sera d'ailleurs, suivant le cas, réalisée en un seul étage à partir du sabot ou en deux étages.

c- Colonne de production : L'opération de cimentation est dans ce cas très importante car le ciment doit non seulement ancrer la colonne, mais aussi réaliser une étanchéité aussi parfaite que possible entre le trou et le tubage.

La hauteur de ciment dépendra en plus :

- de la disposition de la colonne par rapport à la couche, au toit ou au mur :
- de la hauteur de la zone productrice :
- de la hauteur de la couverture.

6.4. Utilisation des ciments :

6.4.1. Caractéristiques du ciment – additif :

Pour mener à bien la cimentation d'un puits, le foreur dispose de plusieurs classes de ciment, définies par les normes A.P.I. Le choix de la classe du ciment, tiendra compte essentiellement des facteurs suivants:

- la profondeur, la pression au fond du puits :
- la température au fond du puits :
- et aussi l'éventualité d'un contact laitier eau de formation corrosive (en particulier les eaux sulfatées).

Pour faciliter les problèmes de stockage ou d'approvisionnement, les ciments classe G et H sont de plus en plus utilisés.

Ils peuvent être accélérés (tubage de surface), retardés (tubages profonds), allégés, alourdis...etc , si nécessaire.

Pour que la cimentation soit réussie, il faut que :

- ✓ le laitier soit de bonne qualité et ait un temps de pompabilité permettant l'achèvement de l'opération dans de bonnes conditions de sécurité :
- ✓ le sabot soit parfaitement cimenté :
- ✓ le laitier adhère bien aux parois du trou et au tubage :
- ✓ la pollution du laitier par la boue soit évitée :
- ✓ la chasse soit arrêtée lorsque le laitier est à l'emplacement prévu.

Le remplacement de la boue par le laitier se ferait d'autant mieux que la différence entre densité de laitier et densité de boue sera grande et que les caractéristiques rhéologiques de la boue seront bonnes.

Quand la boue est gelée, le laitier est mal réparti dans l'annulaire, il a tendance à passer par les zones de moindre résistance, on dit qu'il y a phénomène de "channeling".

Les ciments sont choisis en fonction de leur faible, modérée ou haute résistance aux sulfates.

Le temps de pompabilité est le temps pendant lequel le laitier peut être pompé en toute sécurité : l'A.P.I considère que ce temps est celui au bout duquel le laitier atteint une viscosité de 100 poises. L'augmentation de la température et de la pression diminue le temps de pompabilité.

6.4.2. Utilisation des additifs :

On peut ajouter des produits pour faire varier les caractéristiques du laitier, notamment pour augmenter ou retarder le temps de prise du ciment: ces produits sont des additifs.

Les additifs peuvent se présenter sous la forme de pulvérulents mélangée à sec avec du ciment, dans les silos: ces pulvérulents peuvent aussi être ajoutés à l'eau de mixage.

Il existe également des additifs liquides (ajoutés à l'eau de mixage) dont l'emploi est par ce fait même facilité.

On distingue plusieurs types d'additifs :

6.4.3.Accélérateurs : leur rôle est d'accélérer la prise du ciment à basse température. Le plus courant est le chlorure de calcium.

6.4.4.Retardateurs : par leur action, retarder la prise du ciment, ils augmentent le temps de pompabilité dont on peut disposer. Citons les lignosulfonates de calcium...

6.4.5.Allégeants: utilisés dans les ciments de remplissage, ils permettent de réduire la densité du laitier.

Exemples : la bentonite, les pouzzolanes, les terres diatomées, allégeants chimiques...

6.4.6.Alourdissants: servent à augmenter la densité du laitier.

Exemples : baryte, ...

D'autres additifs permettent d'augmenter la résistance du ciment, de contrôler la filtration, réduire la viscosité du laitier, contrôler les pertes.

Il faut remarquer que le plus souvent, les additifs modifient plusieurs propriétés du laitier: c'est la raison pour laquelle le choix et le dosage de chacun des additifs introduits doit être effectué avec le plus grand soin par des spécialistes, qui en plus de leur compétence, utilisent des résultats de tests pratiqués en laboratoire (simulation des conditions du puits).

Le temps d'attente avant la reprise du forage peut être déterminée par la règle de "FARRIS" qui dit que le forage peut être repris lorsque la résistance à la traction du laitier atteint 8 psi. Cette résistance de 8 psi est atteinte dans un temps égal à environ 3 fois celui nécessaire pour atteindre une viscosité de 100 poises.

6.5. Equipements de cimentation :

6.5.1. Les têtes de cimentation (cementinghead) :

Elles sont généralement conçues pour contenir deux bouchons : plusieurs capacités de pression sont disponibles en accord avec les capacités du casing.

Les systèmes de retenue des bouchons sont constitués soit par une tirette de retenue qui est tirée vers l'extérieur pour libérer le bouchon, soit par une demi bague qui est manœuvrée depuis l'extérieur.

Normalement, il existe sur ces têtes un témoin qui permet de voir le départ du bouchon. La mise en place et le verrouillage de bouchons dans la tête doit être fait sérieusement, plusieurs cimentations ont été ratées parce que les bouchons sont partis intempestivement ou qu'ils ne sont pas partis du tout.

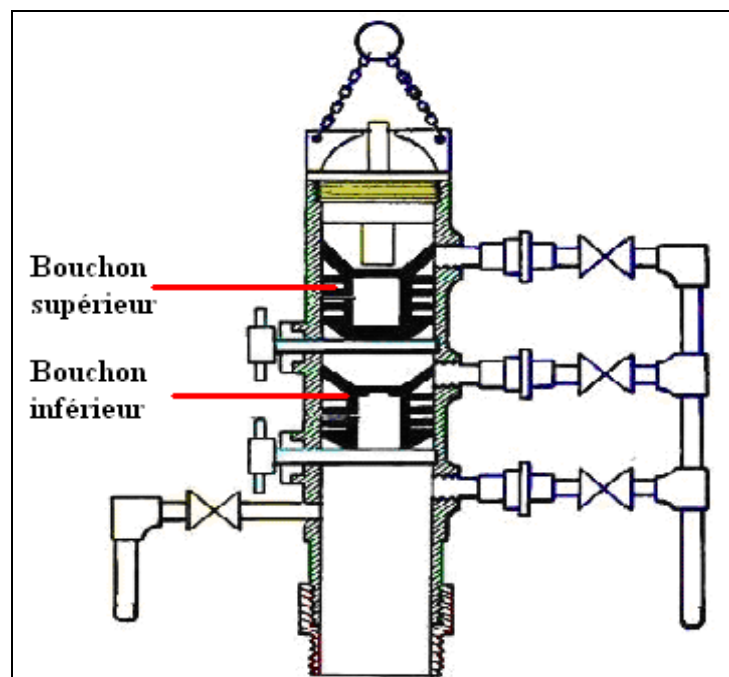


Figure II. 19: Tête de cimentation.

6.5.2. Les unités de cimentation :

Les unités de cimentation permettent d'effectuer simultanément :

- le mixage du ciment et des additifs afin d'obtenir un laitier correspondant aux caractéristiques désirées pour chaque type particulier d'opération :
- le pompage du laitier obtenu avec une grande flexibilité de vitesse et pression de pompage.

Ces unités de pompage sont composées de deux pompes Triplex à grand débit et hautes pressions montées soit sur camion soit sur skid.

6.5.3. Bouchons de cimentation :

Le rôle essentiel des bouchons est de séparer positivement les différents fluides pendant leur déplacement à l'intérieur du tubage afin de retarder leur mélange et les risques de contamination.

Ils sont de deux types :

- bouchon inférieur muni d'un diaphragme destructible sous l'effet d'une légère surpression. Outre qu'il sépare les fluides, il racle les parois du tubage lors de son déplacement, évitant la contamination du laitier qui le pousse :
- bouchon supérieur étanche et résiste aux hautes pressions : il est situé en queue de laitier. En fin de chasse, il se met sur le bouchon inférieur permettant de réaliser un test en pression de la colonne.

6.6. Préparation du trou avant l'injection :

En fin de descente de la colonne de tubage, la circulation est établie au ralenti au démarrage pour ne pas créer des surpressions qui risqueraient de craquer le terrain (augmentation des pertes de charge) et poursuivie jusqu'à élimination complète des déblais, en manœuvrant la colonne si celle-ci est équipée de racleurs.

Pour assurer un nettoyage complet du cake, on fait précéder l'injection du laitier d'un bouchon d'eau (2 à 20 m³), où d'une solution désagrégeant le cake.

Dans certains cas un volume d'eau trop important peut provoquer une éruption si la pression hydrostatique n'est plus adaptée au maintien de la pression du gisement.

Généralement, le forage aura été arrêté 1 à 2 mètres plus bas que la côte demandée du sabot de tubage (par sécurité).

La colonne descendue dans le trou reste suspendue à l'élévateur. Elle est surmontée d'un tube de manœuvre court qui permet l'installation commode de la tête d'injection.

6.7. Réalisation de la cimentation :

Les conduites servant à l'injection du laitier et à la chasse, sont testées à l'eau claire, en fonction de la pression finale de refoulement, et l'on procède ensuite à :

6.7.1. Injection du laitier du ciment :

Aussitôt le tampon d'eau injecté, la pompe est arrêtée, le bouchon de cimentation inférieur est libéré (pour une tête à deux bouchons) par manœuvre de la tirette (ou de la demi-axe sur certains modèles) et en pompant au-dessus après avoir préparé les vannes en conséquence.

Pendant le trajet du laitier dans le tubage, ce bouchon empêchera le contact laitier boue.

6.7.2. Injection d'un bouchon d'eau :

Ce tampon d'eau sert à nettoyer l'intérieur du tubage du ciment qui aurait tendance à rester contre la paroi après passage du bouchon de cimentation.

Cependant ce tampon d'eau est parfois supprimé pour éviter que le bouchon de cimentation ne risque de tourner en même temps que l'outil en cours de reforage s'il n'est pas bien pris dans le ciment (ce qui arrive quelquefois).

6.7.3. Injection de la boue de chasse :

Tout le volume de laitier fabriqué ayant été pompé, il faut chasser le laitier restant en place à l'intérieur du tubage pour l'amener dans l'espace annulaire.

Cette chasse se fera en pompant au-dessus du bouchon de cimentation supérieur un volume de boue qui sera égal au volume intérieur du tubage jusqu'à l'anneau de retenue (diminué du volume du tampon d'eau si l'on en a utilisé un).

L'arrêt de l'injection de la boue de chasse sera déterminé généralement par le coup de pression qui indique l'arrivée du bouchon supérieur au niveau de l'anneau de retenue. Toutefois, il est bon de contrôler le volume de boue pompée par mesure dans les bassins. Ceci permet en outre de ne laisser qu'une pompe vers la fin de la chasse pour ne pas risquer une montée trop brutale en pression (sans danger cependant si la soupape de sécurité de la pompe est tarée convenablement).

La mesure du nombre de coups de piston des pompes est une méthode peu précise et qu'il ne vaut mieux pas utiliser (pompes qui se désamorcent par exemple...).

En cas de cimentation de l'annulaire jusqu'en surface, il faut éviter d'envoyer du laitier dans les bassins à boue et pour cela être prêt à le diriger vers le bourbier. De plus, le tube goulotte devra être vidé en fin d'opération, ainsi que les obturateurs, et rincé à l'eau claire.

6.7.4. Test de la colonne après cimentation :

Dans la mesure du possible on fait le test de la colonne au moment où l'on a l'à-coup de pression en fin de chasse: on continue à monter la pression jusqu'à 60 % de la résistance à l'éclatement de la colonne, la pression est maintenue pendant 10 ou 15 minutes.

Si le bouchon n'est pas étanche le test de la colonne sera fait après le séchage du ciment.

CHAPITRE III

LES OUTILS DE FORAGE

I-Introduction :

L'outil de forage est la pièce la moins volumineuse mais la plus importante pour réaliser un puits de forage. C'est le premier élément à s'attaquer aux terrains.

Le choix d'un outil de forage dépend essentiellement de la nature des terrains à traverser. Les outils de forge se distinguent par le mode de destruction des roches.

Destruction par raclage ou décolletage :

Ce sont les outils adaptés pour les terrains tendres.

Destruction par burinage ou écaillage :

Ce sont les outils adaptés pour les terrains durs.

Destruction par abrasion :

Ce sont les outils au diamant. Ils sont adaptés pour les terrains très durs et abrasifs.

Destruction par broyage :

Ce sont les outils sertis de pastilles de carbure de tungstène. Ils conviennent pour les terrains durs tels que les quartzites, le granite, le basalte...

Différents types sont utilisés :

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

2. Les différents types des outils de forage :

Les outils de forage se classent en deux catégories :

Les outils à molettes : Ils sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (rouleau avec ou sans étanchéité, palier de friction, système de lubrification, etc.). Ces outils travaillent principalement en compression.

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

Les outils ont évolué au cours du temps pour répondre aux problèmes techniques du forage qui s'avèrent de plus en plus complexes.

2.1. Les outils à molettes :

Les outils à molettes ont été introduits dans le forage rotary par H.R. HUGUES en 1909 : ils en constituent aujourd'hui l'outil de base.

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

- les bicônes (2 cônes) :

- les tricônes (3 cônes).

Le bicône utilisé auparavant pour la déviation est aujourd'hui peu utilisé.

Le tricône (outil à trois molettes) est le plus utilisé. Les éléments de coupe font partie de la molette, ce sont :

- Des dents usinées dans le cône :
- Des picots de carbure de tungstène emmanchés en force dans des perçages à la surface du cône.

Les outils à picots ont permis d'améliorer les performances de forage dans les formations dures. Là où les outils à dents ne pouvaient forer que quelques mètres avec une vitesse d'avancement faible. Les picots de carbure et les paliers de friction ont permis d'appliquer des poids de plus en plus importants sur l'outil et d'augmenter la durée de vie des outils dans les formations dures (la durée de vie de ces outils est pratiquement trois fois plus longue que celle des outils à dents et à roulement à rouleaux).



Figure III. 1: Les outils à molettes (tricône)

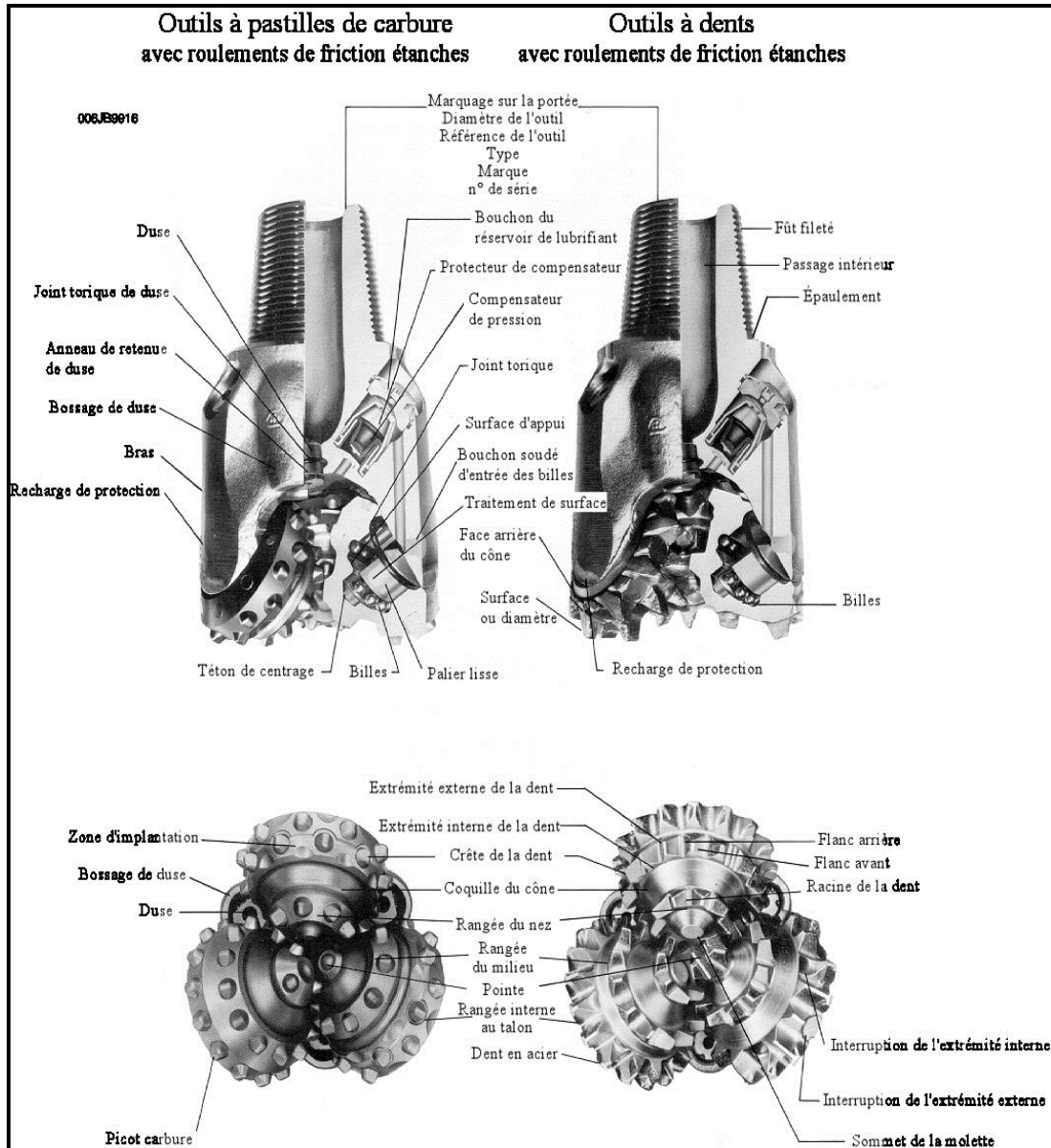


Figure III. 2: Nomenclature des tricônes

2.1.1. Mode de destruction de la roche:

L'efficacité d'un outil à molettes dépend de sa capacité à broyer et évacuer les morceaux de roche. Ces outils travaillent par :

- Compression produisant la pénétration de la dent ou du picot dans la formation et l'éclatement de la roche. Plus le terrain est tendre, plus la dent devra être longue pour produire le meilleur avancement. L'outil produit une série de petits cratères résultant de la pression exercée par chaque dent sur le front de taille. La contrainte de compression appliquée sur la formation induit une fracture :

- Arrachage du copeau de terrain par ripage de la molette sur elle-même.

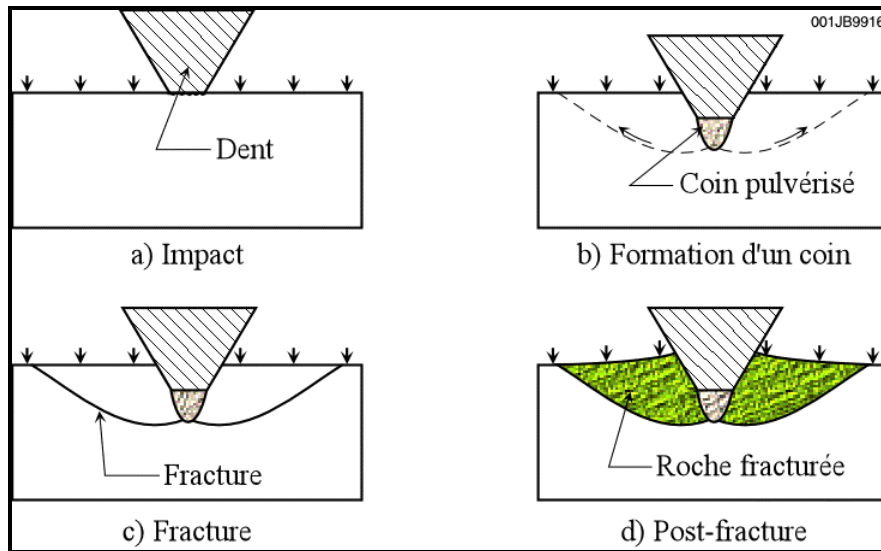


Figure III. 3: Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche

Ces deux effets sont complémentaires. Ils sont privilégiés l'un par rapport à l'autre suivant la dureté de la roche à broyer. Pour un terrain tendre, l'effet de ripage sera prépondérant.

Ces deux effets sont gouvernés par la géométrie des cônes. Pour privilégier l'effet de ripage, la rotation du cône doit s'éloigner de façon significative d'une rotation vraie.

2.1.2. Structure de coupe :

Pour balayer entièrement le front de taille, les rangées de dents et / ou de picots sont décalées sur chaque molette.

La répartition des éléments de coupe sur chaque cône est importante. Un bon arrangement permet d'améliorer le nettoyage de l'outil et de réduire les risques de bourrage.

Les structures de coupe sont réparties en plusieurs rangées (voir figures 24 et 29) :

- la rangée de nez (noserow) la plus au centre de l'outil :
- la rangée médiane (middle row) :
- la rangée de talon (heelrow) la plus extérieure.

Des picots de carbure de tungstène plats sont sertis sur la face extérieure des cônes, ceci afin de renforcer le talon de l'outil et de limiter la perte de diamètre dans les formations abrasives. La tendance actuelle est de renforcer cette face avec des diamants.

Le pas (écartement entre les éléments de coupe d'une même rangée) est également un point important. Si les dents sont régulièrement réparties sur un cercle, elles vont retomber toujours au même endroit sur le front de taille réduisant ainsi la pénétration et la destruction de la roche. Pour éviter cela, la répartition des dents n'est pas régulière (Fig : 26).

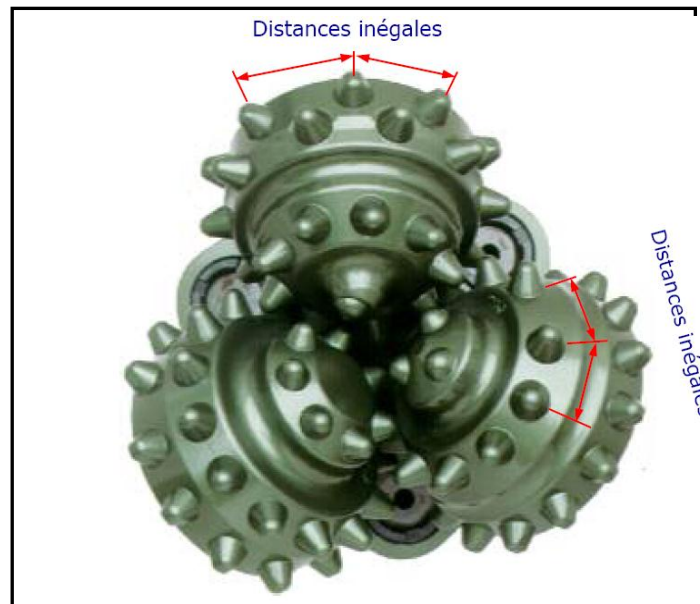


Figure III. 4: Répartition des éléments de coupe sur un cône

a- Les dents :

Les outils à dents en acier sont utilisés en début de trou, dans les formations tendres, avec des grandes vitesses de rotation, ainsi que dans les zones où l'épaisseur des couches rend les outils à picots non économiques.

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

Les outils pour formations tendres sont conçus avec des dents longues, largement espacées, de façon à favoriser la pénétration dans le terrain et l'arrachement de fragments plus importants. Les dents des outils pour ce type de formation peuvent être conçues pour s'auto-affûter en s'usant. Cela est réalisé en rechargeant seulement un côté de la dent (Fig27).

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

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

Les dents pour formations dures ne sont pas rechargées. Elles présentent la même dureté sur les deux faces. Ces dents en s'usant ne s'affûtent pas. Il sera nécessaire d'appliquer un poids de plus en plus important sur l'outil pour obtenir le même avancement au fur et à mesure qu'il s'use

b-Les picots de carbure :

L'outil à picots (insert bit) de carbure de tungstène fut initialement conçu pour forer les formations très dures et abrasives composées de silice ou de quartzite qui, du fait de la durée de vie relativement courte des outils à dents, se révélaient très onéreuses à forer.

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

Grâce aux progrès de la métallurgie, différentes formes de picots sont actuellement disponibles (Fig28), ce qui permet d'utiliser ce type d'outil pratiquement dans tous les types de terrain.

- La forme ovoïde est la plus résistante et est dessinée pour l'action d'écrasement et d'éclatement nécessaire au forage des formations très dures :
- Les ogives présentent un peu plus de proéminence pour forer des formations un peu plus tendres :
- Le cône est également un profil solide convenant parfaitement à une action de forage du type écrasement et éclatement. Il est utilisé avec une action de raclage pour le forage des formations mi-dures :
- Le ciseau est utilisé dans les formations moyennes et tendres pour un avancement maximum grâce à une action de gouge et de raclage. Des formes spécifiques de ciseau sont choisies en fonction de la formation et des propriétés géométriques de l'outil.

Les picots utilisés sur la rangée de talon sont plus courts et plus arrondis que ceux des autres rangées car ils supportent des charges plus importantes (Fig28).

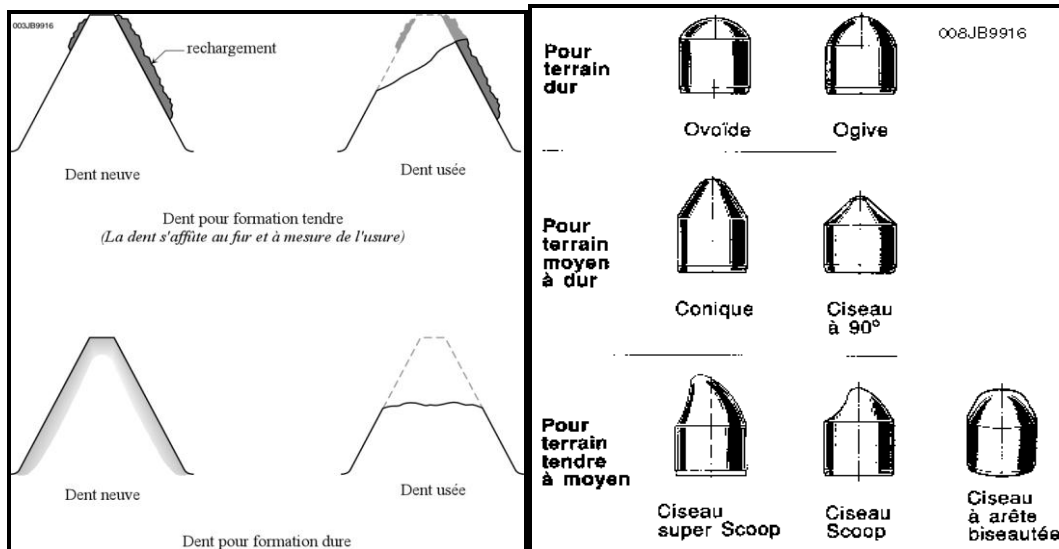


Figure III. 5: Rechargement et affûtage des dents **Figure III. 6: Différents types de picots**

2.1.3. Géométrie des cônes :

De part la disposition des éléments de coupe, les trois cônes d'un outil ne sont pas identiques et sont numérotés de la façon suivante :

- Cône n° 1 : le cône ayant la pointe qui occupe le centre :
- Cônes n° 2 et 3 : ce sont ceux que l'on rencontre successivement en partant du cône n°1, dans le sens des aiguilles d'une montre, en faisant face aux trois cônes.

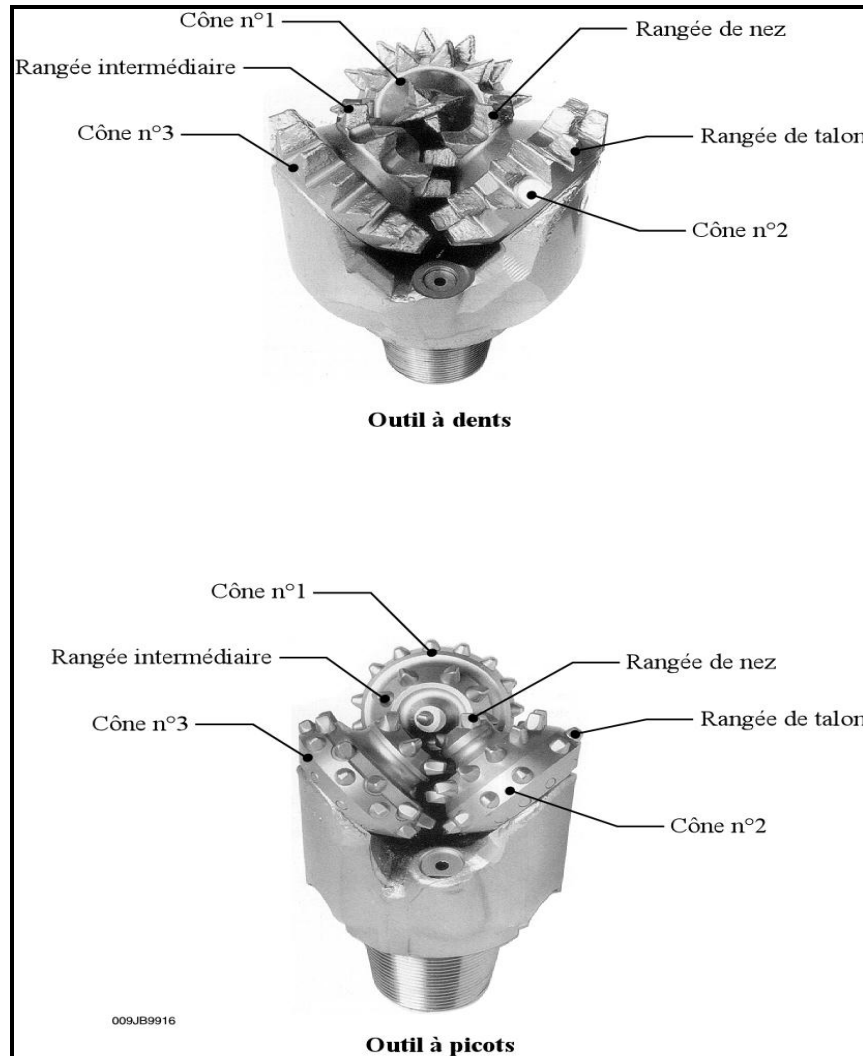


Figure III. 7: Numérotation des cônes

Pour obtenir l'effet de glissement ou ripage, l'axe de chaque molette est décalé et ne passe pas par le centre de l'outil (Fig 30). L'angle entre l'axe du cône et l'axe joignant le centre de l'outil est d'autant plus grand que l'outil est destiné à des formations tendres. Il est nul sur les outils destinés aux formations dures, l'arrachage des copeaux n'est plus possible et l'effet de glissement serait nuisible aux dents de l'outil.

Cet angle est de l'ordre de 5 à 6° sur les outils pour formations tendres, de 3° sur les outils pour formations moyennement dures et de 0 sur les outils pour formations dures.

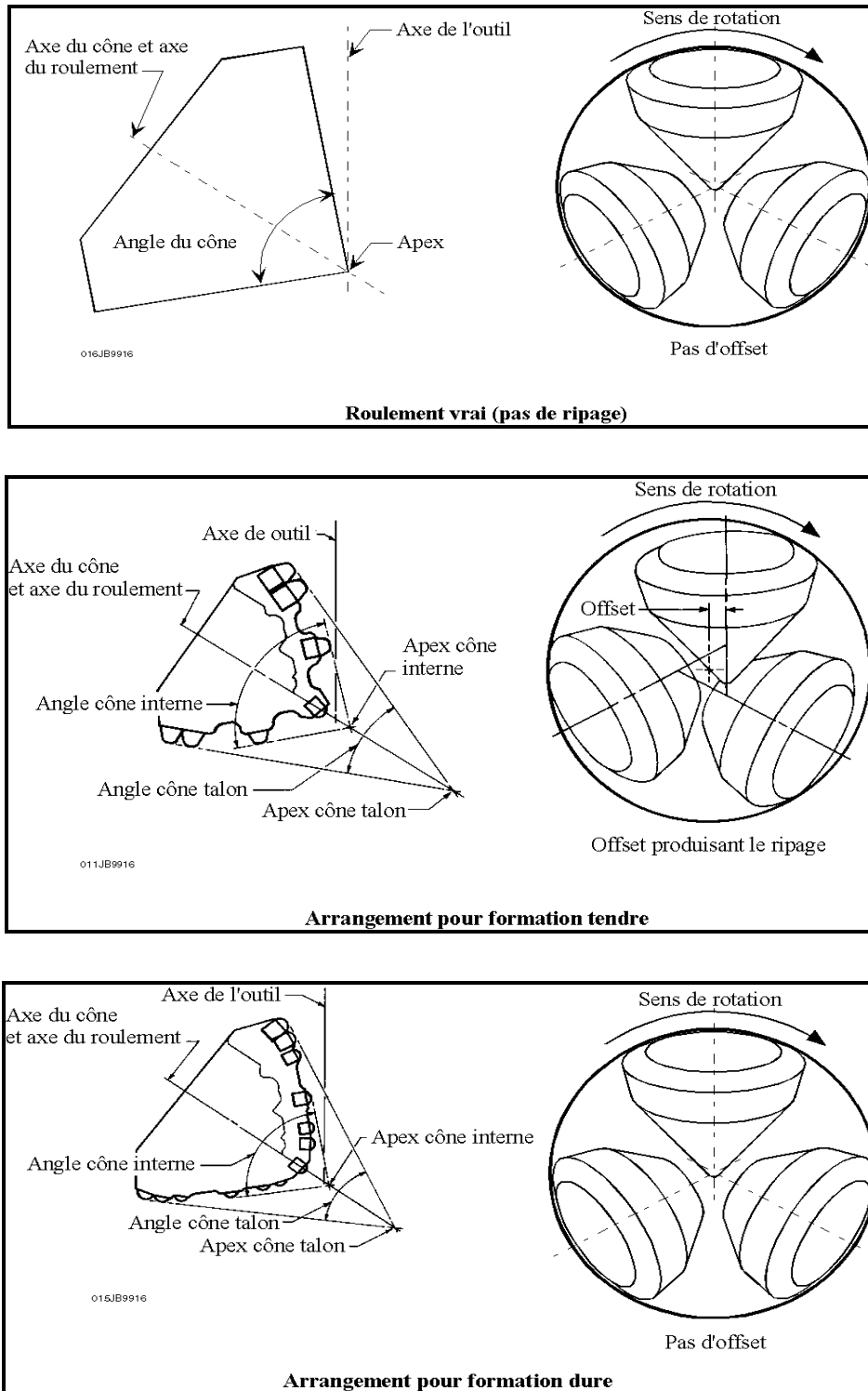


Figure III. 8 : Offset et inclinaison des cônes

L'offset :(distance entre l'axe des cônes et l'axe de l'outil) est d'autant plus grand que la divergence des axes est grande.

Dans les terrains tendres, la divergence des axes aide à détruire la roche et à évacuer les déblais hors de la denture. La forme de la denture joue également un rôle. Plus les dents sont

hautes et espacées et plus il est facile de dégager les éléments de roche détruits par l'action des dents. En outre, le grand espacement des dents diminue le nombre d'arêtes en contact avec le fond du trou et par conséquent, augmente la pénétration dans la roche.

Pour un terrain dur et compact, il n'y a pas intérêt à obtenir une pénétration importante de chaque dent, cela pourrait provoquer, du fait de la grande résistance de la roche, des ruptures de dents. On prévoit donc dans ce cas des molettes munies d'un grand nombre de dents, petites et peu espacées. L'outil travaille surtout par écrasement : il fracture la roche sans qu'il y ait pénétration importante des éléments de coupe.

L'angle que fait l'axe du cône avec le front de taille varie également suivant le type d'outil. La valeur de cet angle va influencer et déterminer la charge que peut supporter le roulement, la résistance du bras, le diamètre et la longueur du roulement principal. Cet angle est de l'ordre de 33° pour les formations tendres, de 36° pour les formations moyennement dures et de 39° pour les formations dures. Plus cet angle est faible, plus la résistance du bras supportant la molette est faible.

On notera également sur (la figure 30) que le sommet de chaque cône enveloppant une rangée d'éléments de coupe est différent. Les sommets sont d'autant plus éloignés de la base du cône que l'outil est conçu pour forer des formations tendres.

En définitive, les cônes pour formations dures ont un mouvement proche du roulement vrai tandis que ceux pour formations tendres glissent en même temps qu'ils tournent et ont une action de gouge et de cisaillement sur la roche.

On notera également que le trou est calibré par le talon des molettes. Plus la formation est abrasive, plus la surface du talon sera importante et renforcée (pastille de carbure de tungstène, imprégnation de diamants).

2.1.4. Classification des outils à molettes :

La grande variété de fabrication des outils à molettes a rendu nécessaire l'établissement d'une normalisation. Cette classification regroupe entre eux l'ensemble des constructeurs et normalise les caractéristiques de chaque outil à molettes.

La première classification a été réalisée en 1972 par l'IADC (International Association of Drilling Contractors) dans le but d'éliminer toute confusion provenant des différents systèmes de codage utilisés par les fabricants.

La classification IADC actuellement en vigueur date de 1987 et comprend quatre caractères, (3 chiffres et une lettre) (Voir Formulaire du Foreur). L'adjonction d'une lettre à l'ancien Code IADC apporte un complément d'information sur les caractéristiques de l'outil.

- **Premier chiffre** : Il renseigne sur la nature des éléments de taille (dents en acier ou picots de carbure), sur la dureté, l'abrasivité et la résistance à la compression des terrains que l'on peut forer avec l'outil.

Les chiffres 1, 2, 3 caractérisent les outils à dents en acier et correspondent à des duretés de terrains croissantes.

Les chiffres 4, 5, 6, 7 et 8 caractérisent les outils à picots en carbure de tungstène et correspondent également à des duretés de terrains croissantes.

- **Deuxième chiffre** :

Les chiffres 1, 2, 3 et 4 définissent une sous-classification de la dureté des formations dans chacune des 8 classes déterminées par le premier chiffre (1 indique une formation tendre tandis que 4 indique une formation dure) .

- **Troisième chiffre** :

Les chiffres 1 à 7 définissent le type de roulement utilisé et précisent la présence ou l'absence de protections par pastilles en carbure de tungstène sur les bords d'attaque des molettes :

1 : Roulements à rouleaux non étanches et sans pastilles de protection :

2 : Roulements à rouleaux non étanches et sans pastilles de protection pour le forage à l'air:

3 : Roulements à rouleaux non étanches avec pastilles de protection des molettes :

4 : Roulements à rouleaux étanches sans pastilles de protection des molettes :

5 : Roulements à rouleaux étanches et avec pastilles de protection des molettes :

6 : Paliers lisses étanches et sans pastilles de protection des molettes :

7 : Paliers lisses étanches avec pastilles de protection des molettes.

Les chiffres 8 et 9 sont réservés pour un usage futur.

- **Lettre additionnelle** :

A : Outils à paliers de friction adaptés pour le forage à l'air :

C : Outils à jet avec duse centrale :

D : Outils spéciaux pour forage en déviation :

E : Outils à jets avec duses rallongées (extendednozzles) :

G : Outils à protections renforcées :

J : Outils à duses inclinées :

R : Outils pour utilisation en percussion :

S : Outils à dents acier standard :

X : Outils à picots en forme de biseau :

Y : Outils à picots coniques :

Z : Outils à picots de forme autre qu'en biseau ou conique.

2.1.5. Les outils à éléments de coupe fixes :

a. Propriétés du diamant :

Le diamant est une substance ayant des propriétés physiques remarquables :

- C'est la substance la plus dure (résistance à l'écrasement la plus élevée) que l'on connaisse. Le diamant est environ 10 fois plus dur que l'acier et 2 fois plus que le carbure de tungstène :
- C'est la substance la plus résistante à l'usure (environ 10 fois plus résistant que le carbure de tungstène) :
- C'est la substance qui a le plus faible coefficient de friction : le diamant est plus glissant que le Téflon :
- C'est le meilleur conducteur de chaleur :
- Son coefficient de dilatation est très faible ce qui pose problème lorsqu'il est associé à d'autres matériaux :
- Son point de fusion est élevé (3650°C), mais il se transforme superficiellement en graphite à partir de 1300 °C et perd sa résistance mécanique.

Grâce à ces qualités remarquables, le diamant est utilisé depuis très longtemps dans l'industrie minière.

Le poids des diamants s'exprime en carats (1 carat = 0.20 g). Un diamant d'un carat a un diamètre d'environ 5 mm. Le plus souvent, la taille des pierres est indiquée en nombre de pierres par carat.

2.2. Différentes types de diamants utilisés :

Les fabricants d'outils utilisent deux catégories de diamants : les diamants naturels et les diamants synthétiques :

2.2.1 Les diamants naturels :

Ils proviennent de mines et les pierres employées pour la fabrication des outils de forage sont des diamants industriels de très bonne qualité. Des pierres de différentes forme et structure sont utilisées.

La taille des pierres utilisées pour les outils de forage varie entre 1 à 15 pierres par carat.

2.2.2. Les diamants synthétiques :

Les PDC (Polycristalline Diamond Compact) :

En 1971, General Electric a réussi à faire la synthèse du diamant en laboratoire à partir d'un mélange de graphite, de nickel et de cobalt soumis à des conditions de pression et de température très élevées (100000 bar et 1500 °C). La fine couche de diamant, grâce à la présence de cobalt, peut être fixée sur un support en carbure de tungstène. Le produit obtenu est appelé stratapax ou compact .

Les diamants obtenus par synthèse sont polycristallins (d'où le nom de PDC : Poly-cristalline Diamond Compact) : la couche de diamant ainsi formée est constituée de petits cristaux qui se sont développés dans des directions aléatoires (structure comparable à celle du carbonado).

Le cobalt, utilisé pour catalyser la synthèse, sert également de liant entre les cristaux. Cette structure polycristalline confère au diamant synthétique une résistance à la compression et à l'usure plus élevée que celle du diamant naturel.

La couche de diamant s'use par micro-écaillage, ce qui entraîne un auto-affûtage du PDC qui maintient l'efficacité de l'arrête de coupe. Les performances du taillant seront donc peu ou pas diminuées au cours de la vie de l'outil.

Cependant, les coefficients de dilatation thermique du liant et du diamant sont très différents (coefficient du liant beaucoup plus élevé). A partir de 400°C, la dilatation différentielle des différents constituants produit la rupture des liaisons entre cristaux et le PDC perd progressivement sa résistance, la structure n'est plus stable aux environs de 750 °C. Il est donc essentiel de maintenir le PDC à une température la plus faible possible.

Les premiers compacts à être synthétisés avaient un diamètre de 8 mm, actuellement on sait fabriquer des compacts de 2 pouces. Les diamètres les plus couramment utilisés sont 0.5", 0.75" et 1 pouce. Les compacts peuvent être brasés sur le corps de l'outil ou peuvent être fixés sur des supports cylindriques de carbure de tungstène (Fig. 31) emmanchés en force à chaud dans le corps de l'outil.

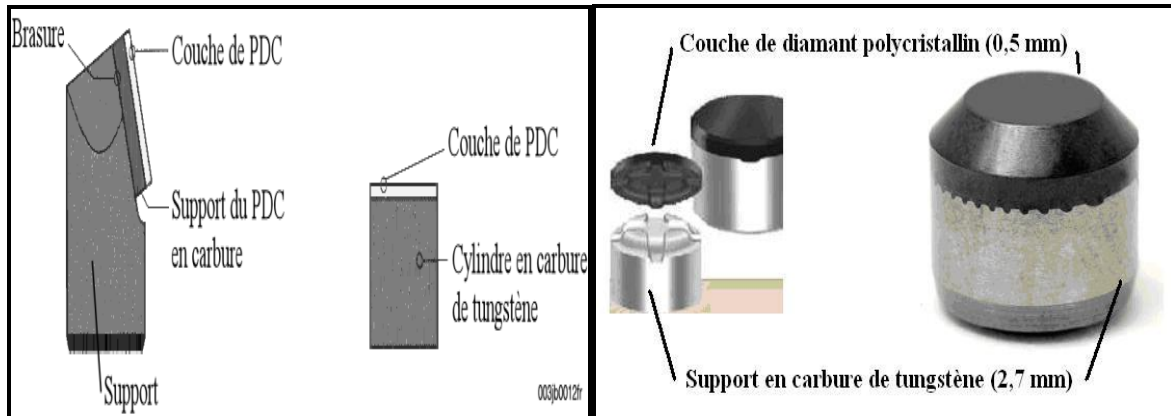


Figure III. 9: Structure d'un PDC

2.2.3. Les TSP (Thermally Stable Polycrystalline):

Pour pallier à l'instabilité thermique des PDC, General Electric a mis au point un diamant synthétique où le catalyseur est éliminé par acidification. Le produit obtenu est stable jusqu'à des températures de l'ordre de 1 200 °C. Cependant l'élimination du cobalt fait qu'il n'est pas possible de fixer le diamant obtenu sur un support quelconque. Le TSP devra être maintenu en place mécaniquement comme le diamant naturel.

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

Les TSP sont disponibles sous plusieurs formes :

- Triangulaire dont la taille est de l'ordre de 3 pierres par carat. Il est utilisé pour forer des formations moyennement dures.
- Disque dont la taille est de l'ordre d'une pierre par carat. Il est utilisé pour forer le même type de formation mais est plus performant dans les situations où une plus grande résistance à l'usure et au choc est demandée. Cette forme permet d'avoir une vitesse d'avancement et une durée de vie plus élevées dans des formations dures et abrasives ou fracturées.

Les TSP peuvent être regroupés pour former des structures en mosaïque de la dimension des PDC. Cette structure a permis d'augmenter la vitesse d'avancement et d'allonger la durée de vie de l'outil dans des formations tendres, abrasives et dans les intercalations d'argiles et de roche plus dures, là où les PDC n'étaient pas rentables.



figure III. 10:Les TSP

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

- Il résiste mieux à la température que le PDC :
- Grâce à sa structure polycristalline, il résiste mieux au choc que le diamant naturel (à l'exception du carbonado qui est également polycristalline) :
- Son usure irrégulière produit des faces tranchantes alors que le diamant naturel s'émousse. De ce fait, les performances des TSP diminuent peu ou pas au cours de la vie de l'outil.

En définitive, le TSP a l'efficacité du PDC et la résistance à la température du diamant naturel

2.2.4. Fabrication des outils :

1-Les outils à diamants naturels : On procède d'abord à la fabrication d'un moule en graphite où la position de chaque diamant et des lignes d'eau (canaux d'irrigation des diamants) est prévue.

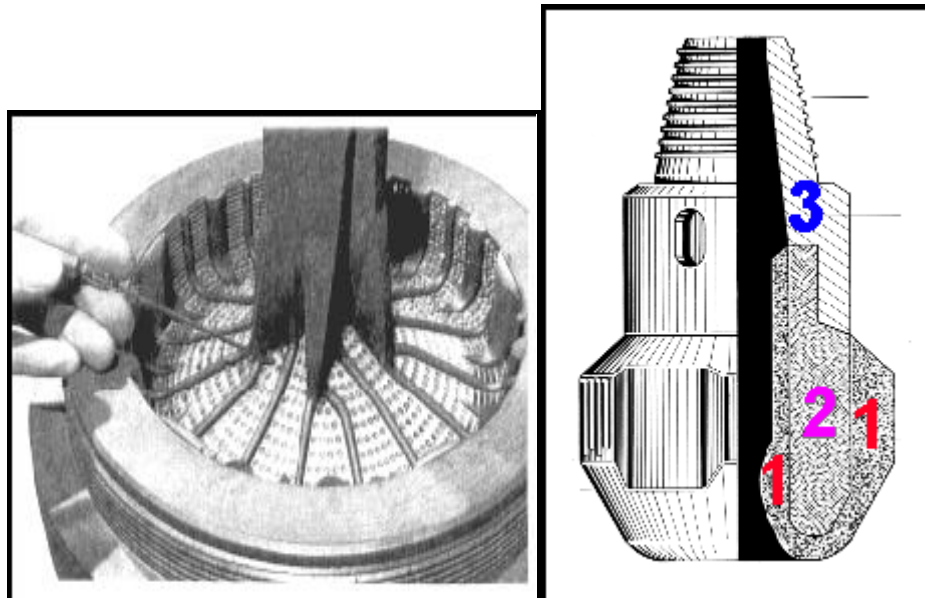


Figure III. 11: Fabrication des outils

Le moule est rempli de carbure de tungstène en poudre (1), au-dessus duquel on ajoute un liant à base de cuivre et de nickel, après mise en place de la monture en acier (2). Le point de fusion du liant se situe entre 900 et 1 080 °C suivant sa composition et selon la dureté de la matrice que l'on veut obtenir, l'ensemble est mis au four parfois pendant plusieurs heures (le temps dépend de la taille de l'outil) afin de permettre une pénétration parfaite du liant entre les grains de carbure et autour des diamants. Le raccord fileté (3) en acier au carbone (A.P.I.) est rapporté par soudure sur la monture en acier qui est-elle en acier doux (pour éviter la trempe et la carbonisation dans le moule en graphite lors du passage au four).

2.2.5. Les diamants brasés :

A cause de leur faible résistance thermique, il n'est pas possible de mettre en place les PDC dans le moule et ensuite de passer l'ensemble au four.

Le procédé de fabrication de la matrice est identique à celui utilisé pour les diamants naturels. Pour le passage au four, les PDC sont remplacés par des pastilles de graphite. Lorsque la matrice est terminée, ces pastilles sont enlevées et les taillants sont ensuite brasés. La brasure engendre des contraintes thermiques sur les taillants réduisant leurs capacités.

Les moules sont actuellement conçus par ordinateur et fabriqués en résine : cela permet de faire de nouveaux profils d'outil en un temps très court (de l'ordre de quelques jours) et permet également d'obtenir un dessin du moule plus précis.

2.3. Les diamants en imprégnation :

Pour l'imprégnation, on utilise des diamants de très petite taille (150 pierres par carat, ce qui correspond à un diamètre de l'ordre de 0.8 mm).

L'imprégnation se fait :

- Soit dans la masse de la matrice sur une épaisseur de l'ordre du cm. Au fond du moule, on place un mélange de diamants et de poudre servant à la fabrication de la matrice et l'ensemble est passé au four :



Figure III. 12 Les diamants en imprégnation

- Soit l'on fabrique des segments de carbure de tungstène imprégnés de diamants. Ces segments sont soit brasés, soit emmanchés en force dans le corps de l'outil.

Ces outils sont utilisés pour forer des formations très dures et abrasives ou pour augmenter la durée de vie de l'outil. Au fur et à mesure de l'usure de la matrice, les diamants exposés se déchaussent et de nouveaux taillants apparaissent.

2.4. Mode de destruction de la roche par les différents types de diamants :

2.4.1. Les diamants naturels :

Il agit par abrasion en creusant un sillon autant par fracturation que cisaillement, il laboure la roche (voir figure 35). L'effort d'écrasement a autant d'importance que l'effort tangent. Il sera nécessaire d'appliquer un poids et une vitesse de rotation relativement élevés pour forer.

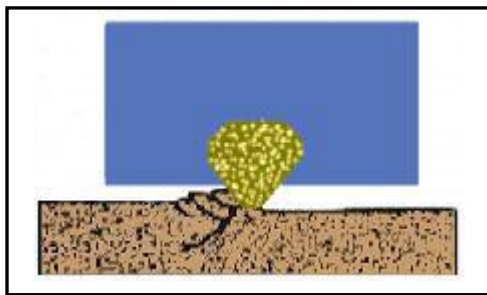
Le handicap du diamant naturel est la faible dimension des pierres utilisées. La profondeur de l'entaille produite dans la roche est très faible (de l'ordre de 0.1 mm). Cela limite l'utilisation du diamant naturel aux terrains les plus durs et abrasifs. Les vitesses d'avancement obtenues seront donc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

2.4.2. Les PDC :

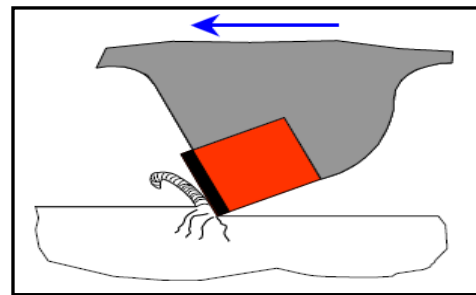
Ils travaillent à la façon de l'outil d'une machine en cisillant la roche. La mise en action de l'élément de coupe nécessite en premier un effort d'écrasement entraînant la pénétration dans la formation.

Les taillants soulèvent les copeaux de roche formés (voir fig 35) ce qui contribue à un meilleur nettoyage du front de taille, donc évite le bourrage de l'outil et permet d'obtenir une vitesse d'avancement maximale (dans les formations plastiques, l'avancement est plus limité par le nettoyage du front de taille que par la destruction de la roche).

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



Action d'un outil à diamant naturel



Action d'un PDC

Figure III. 13: Mode de destruction de la roche par les outils à diamant

2.4.3.-Les TSP :

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

Quel que soit le type de diamant utilisé, la friction entre les taillants et la formation produit beaucoup de chaleur : le débit de circulation doit être important pour refroidir correctement l'outil et éviter de détruire les diamants.

2.4.5. Principe de fonctionnement :

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

Tous les points de l'outil PDC décrivent dans son mouvement des cercles concentriques, en particulier chacun des éléments de l'outil, qui est maintenu enfoncé dans la roche sous l'effet de la charge verticale, repousse dans ce mouvement de rotation un élément de roche, dont l'épaisseur est

égale à la profondeur dont il s'est enfoncé, et à chaque instant il écrase un élément nouveau de roche vierge.

Si la vitesse de rotation de l'outil et la résistance de la roche sont uniformes, chaque élément d'outil, en contact avec le fond du trou, aura une trajectoire hélicoïdale dont le pas sera égal à l'avancement de l'outil par tour.

2.4.6. Les efforts appliqués sur le cutter :

- La force de coupe F_c (force horizontal) :
- La force normale F_n (poids sur l'outil) :
- La force latérale F_L .

Lorsque un cutter PDC coupe une roche à une profondeur de passe h , elle est soumise à un effort résultant R , dont la composante normale à la face de la pastille appelée effort de coupe F_c est responsable de la rupture de la roche par cisaillement. Cet effort résultant présente également une composante latérale F_L .

Les efforts latéraux de chaque pastille sont équilibrés entre eux de sorte que l'effort latéral est nul.

2.4.7. Désignation d'un outil PDC :

On désigne un outil par :

- 1- *Le corps de l'outil :*
- 2- *Le profil :*
- 3- *Densité des cutters :*
- 4- *Angles caractéristiques de pastilles :*
- 5- *Longueur utile (L_{edge}).*

a-Le corps de l'outil :

Le corps de l'outil (bit body) fournit les fonctions suivantes pendant la durée de vie de l'outil:

- 1- servir de support pour les dents et les duses et la fixation de ceux-ci :
- 2- accepter les contraintes mécaniques sous les conditions d'opérations de fond :
- 3- diriger et contrôler le courant de boue pour le nettoyage et le refroidissement des dents :
- 4- Permettre la connexion à la garniture de forage.

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

- Corps en acier (steel body):
- Corps en carbure de tungstène (Matrix body).

b-Steel body :

Les outils utilisent des cutters PDC type périscope qui est sertis directement dans le corps en acier sans aucun brassage.

La protection du diamètre de l'outil se fait en sortant des studs en carbure de tungstène sur toute la hauteur du gage extérieur.

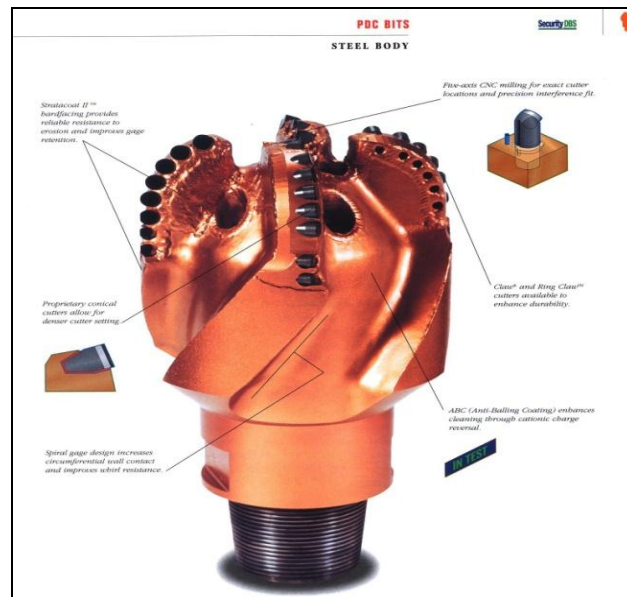


Figure III. 14: Steel body.

b-1) Les avantages de steel body:

- possibilité de remplacer les cutters périscope après utilisation de l'outil si toute fois il n'y a pas érosion du corps :
- possibilité de pouvoir utiliser toute la surface du cutter étant donné que ce type de cutter est entièrement exposé.

b-2) Les inconvénients du steel body :

- Une usure par "Wash out" très rapide du corps acier ce qui limite considérablement sa durée de vie. Cette durée de vie est directement proportionnelle à la quantité de solides contenus dans la boue, toute fois cette usure par "Wash out" peut être réduite en apportant une métallisation dure sur la surface d'attaque de l'outil :
- Le type de cutter périscope se casse parfois à la base du corps sous l'effet d'un impact trop peu important.

c) Matrix body :

Les outils sont équipés de cutters cylindriques qui sont directement brasés dans un évidage qui a été aménagé dans le corps d'outil.

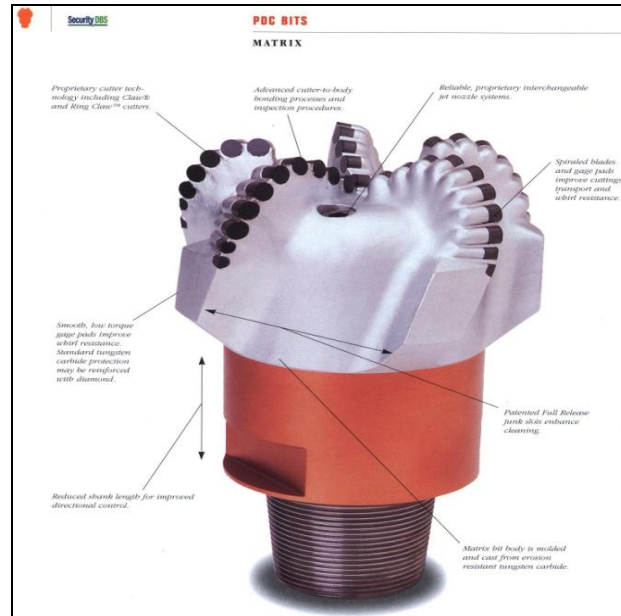


Figure III. 15: Matrix body

c-1) Les avantages du Matrix body :

- La très haute résistance à l'abrasion du corps qui est en carbure de tungstène, ce qui donne une durée de vie toujours supérieure à la durée de vie de cutter lui-même :
- L'évidage aménagé dans le corps de l'outil pour recevoir le cutter donne une protection contre les chocs que l'outil neuf peut avoir (c'est-à-dire qui peut travailler avec des torques très importants sans endommager le cutter).

c-2) Les inconvénients de Matrix body :

- son prix qui est sensiblement plus élevé que le steel body :
- une fois utilisé, cet outil ne peut pas être réparé (réutilisé) :
- toute la surface de cutter ne peut pas être utilisée du fait de sa position dans la matrice.

d- Le profil :

Il existe principalement trois types de profils :

- profil plat ou avec un faible cône intérieur :
- profil double cône (cône intérieur très prononcé) :
- profil parabolique.

Le profil plat :

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

-

Le profil double cône :

Ce type de profil utilisé généralement pour les formations plus dures, le nombre de cutters plus important. De plus l'usure des cutters est plus homogène pour les profils en pointe de cône que dans les autres types de profils.

-

Le profil parabolique :

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

e- Densité des cutters :

Il est possible d'effectuer des mesurés qualitative de la performance d'un outil sur les différentes densités de distribution des cutters.

En général, lorsque la densité des cutters augmente, la vitesse de pénétration diminue, on réduit donc la charge effective par cutter. Sa durée de vie est prolongée car son temps de travail et son degré d'usure diminue.

Actuellement le nombre et le positionnement de cutters sur la face de l'outil sont généralement donnés par calcul informatique afin de s'assurer que chaque cutter fournisse la même quantité de travail.

$$\text{Contrainte par cutter} = \frac{WOB_{total} / \text{nombre de cutter}}{\text{La surface de coupe}}$$

f-Angles caractéristiques des pastilles PDC :

On définit trois angles caractéristiques sur les pastilles PDC :

- 1- L'angle de coupe W_c (back rake angle) : c'est l'angle entre la face de coupe de la pastille et la normale à la surface de l'outil :
- 2- L'angle de dépouille W_d (clearance angle) : c'est l'angle entre la face arrière de la pastille et le fond de la saignée creusée :
- 3- L'angle latéral W_s (Siderake angle) : c'est l'angle déterminant l'inclinaison de la pastille par rapport à la trajectoire de coupe.

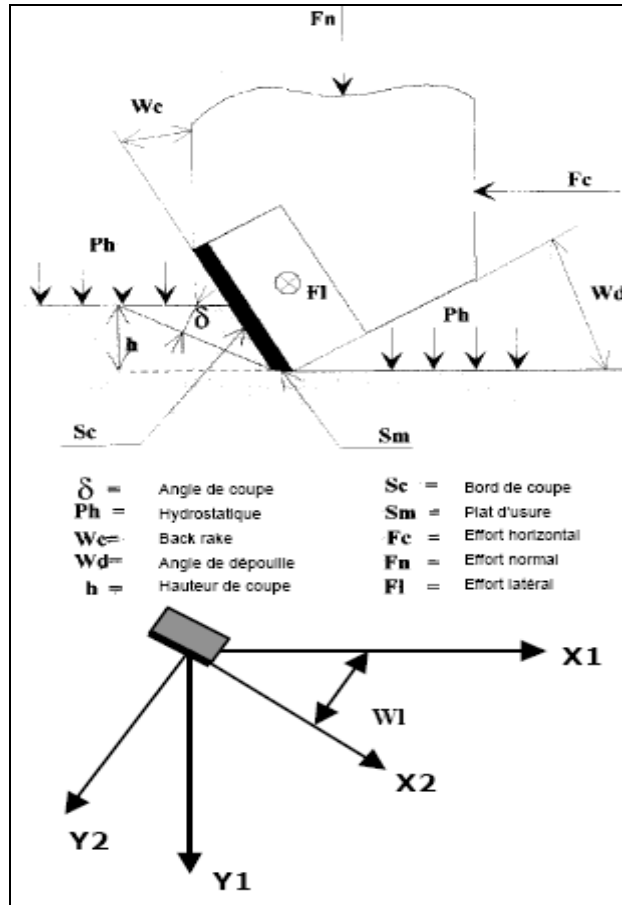


Figure III. 16: Caractéristique des angles d'attaques

g-Longueur utile L_{edge} :

La distance entre la matrice du trépan et le fond de la saignée creusée par le PDC est appelé "Longueur utile" (exposure).

Si L_d est la distance mesurée suivant la verticale entre la matrice du trépan et le centre de la pastille de diamètre D . Alors le rapport L_d/D est appelé Ledge.

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

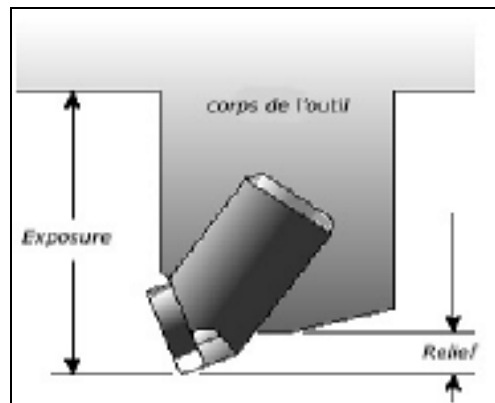


Figure III. 17: Longueur utile Ledg

2.4.8. Classification des outils à éléments de coupe fixes :

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

La classification facilite également la sélection du produit.

Sept critères de classement sont employés pour identifier un outil à éléments de coupe fixes :

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

Classification IADC des outils à éléments de coupe fixes :

La classification IADC (établie en 1987) remplace celle de 1981 qui ne s'appliquait qu'aux outils à diamants naturels. Cette classification se fait à l'aide de quatre caractères. Elle est cohérente avec la classification des tricônes.

- **Premier caractère :**

C'est une lettre : elle définit le type de diamant utilisé comme élément de coupe et le matériau constituant le corps de l'outil :

D : pour les outils diamant naturel à corps fritté :

M : pour les PDC à corps fritté (alliage à base de carbure de tungstène) :

S : pour les PDC à corps acier :

T : pour les TSP à corps fritté (alliage à base de carbure de tungstène) :

O : pour les autres types.

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

- **Deuxième caractère** : Un chiffre définit le profil de l'outil. (Tableau codes des profils)

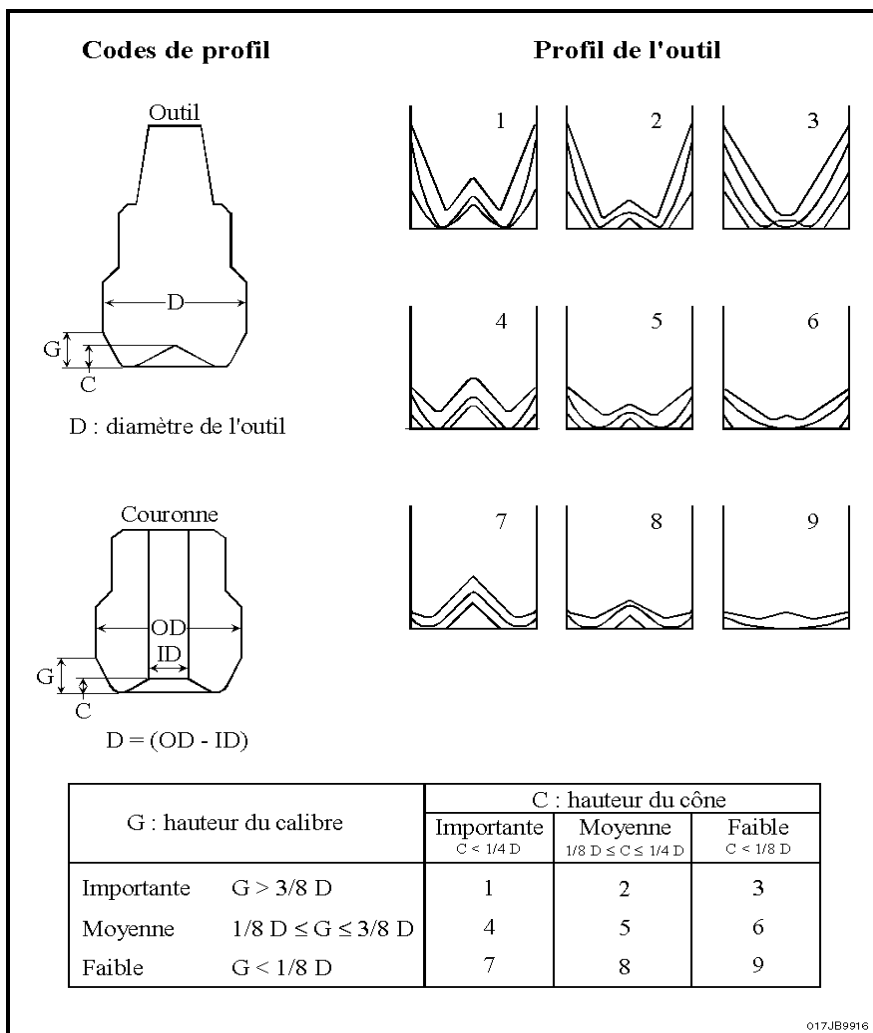


Figure III. 18 : codes des profils

- *Troisième caractère* : Un chiffre ou une lettre définissent l'hydraulique de l'outil.

Tableau 6 : Tableau codes des profils

Placement des éléments de coupe	Type de usage		
	Duse interchangeable	Duses fixes	Conventionnel
Lames	1	2	3
Nervures	4	5	6
A plat	7	8	9

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

Les lettres R (écoulement radial), x (écoulement transversal), O (autres) remplacent généralement les codes 6 et 9 pour les outils diamants et les TSP.

- *Quatrième caractère* : Un chiffre définit la taille des éléments de coupe et leurs densités.

Tableau 7 : la taille des éléments de coupe et leurs densités

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

Taille des éléments de coupe	Diamants naturels pierres par carat	Diamants synthétiques hauteur utile de l'élément de coupe
Grande	<3	>5/8
Moyenne	3 - 7	3/8 – 5/8
Faible	>7	<3/8

Cette classification se limite à une description de l'outil. Contrairement à celle des outils à molettes elle n'indique pas directement le type de formation (nature, dureté, abrasivité, etc.) que l'on peut forer avec l'outil.

Cependant, la dimension des éléments de coupe, leur densité et le profil de l'outil donnent une indication sur le type de formation que l'on forer :

- Les éléments de coupe de petite taille sont utilisés pour des formations plutôt dures tandis que les éléments de grande taille sont utilisés pour des formations plutôt tendres :
- Les profils de type 1, 2 et 3 sont plutôt destinés aux formations tendres tandis que les profils 7, 8, et 9 sont plutôt destinés aux formations dures.

On peut trouver des outils chez des fabricants différents ayant les mêmes codes IADC mais destinés au forage de formations assez différentes ou au contraire des outils codes différents capables de forer le même type de formation. En définitive, cette classification a un intérêt limité. Dans tous les cas, il sera nécessaire de consulter les données du constructeur pour connaître les possibilités des outils

CHAPITRE IV

CHOIX DES OUTILS

1. Introduction :

Le but de cette sélection est de choisir l'outil qui donnera le prix de revient du mètre foré le plus faible tout en tenant compte des corrections de trajectoire et des passes de reforage ou d'alésage induites par l'outil. Des critères techniques et économiques vont donc intervenir dans cette sélection.

2. Choix technique des outils :

2.1. Les facteurs de choix technique des outils :

Nous allons donc passer en revue les facteurs à prendre en considération lors de la sélection des outils pour un puits horizontal. Ces facteurs sont :

- 1- La vitesse de rotation de l'outil (RPM) :
- 2- Le poids sur l'outil (WOB) :
- 3- La tendance de l'outil à s'écarter de l'axe du puits (walktendency) :
- 4- Les charges d'impact sur l'outil :
- 5- Le nettoyage du front de taille :
- 6- La pilotabilité de l'outil (steerability) :
- 7- La motorisation.

2.2. Vitesse de rotation de l'outil :

Dans la vaste majorité des cas, on utilise des moteurs de fond pour le forage des puits horizontaux. Par conséquent la vitesse de rotation des outils dans ces puits est différente de la gamme des vitesses classiques.

Selon le type de moteur de fond et le diamètre de forage, la vitesse de l'outil pourra varier de 100 à 600 rpm avec un PDM, et de 300 à 1500 rpm avec une turbine de déviation.

2.2.1. Outils à tête fixe :

Les outils à tête fixe (PDC, diamant) conviennent parfaitement au forage de longues sections avec une vitesse de rotation élevée. La structure de coupe, le profil et la protection du diamètre doivent être sélectionnés en vue le longs runs avec des moteurs. Eventuellement la structure de coupe et la gauge de protection seront modifiés afin d'augmenter la longévité et la résistance à l'abrasion. Ces outils ont l'avantage de n'avoir aucune partie mobile, ce qui contribue à leur fiabilité et réduit grandement les risques de destruction de l'outil dans le trou qui pourrait conduire à un repêchage coûteux.

2.2.2. Tricônes :

Les tricônes offrent une performance et un bon contrôle directionnel, et ils peuvent être également utilisés à des vitesses de rotation élevées (jusqu'à 450 rpm) avec succès.

a) Etanchéité des roulements :

La durée de vie des roulements étanches peut limiter la durée du run. Ces roulements sont à billes (roller bearing) ou/et à paliers (journal bearing).

Les roulements évoluent dans un bain de graisse qui est scellé

- soit par un joint en métal (métal face seal) : solution proposée par Hughes sur certains outils (MAX, ATM) et par Sécurité :
- soit par un joint élastomère traité (nitrile hydrogéné) de façon à être moins vulnérable à la température et à l'environnement (solides de la boue) : solution proposée par Smith et Reed (EHP, MEHP).

Les étanchéités métal métal sont probablement les plus fiables aux vitesses de rotation et températures élevées.

b) la structure de coupe:

Rappelons que c'est la structure de coupe de l'outil, et non le roulement lui-même, qui limite la vitesse de rotation à appliquer à l'outil. Il faut donc choisir un outil dont la structure de coupe soit conçue pour des RPM élevés. Le code IADC indique clairement si l'outil peut être utilisé ou pas avec un moteur de fond, en d'autres termes si l'outil peut ou ne peut pas être utilisé pour un puits horizontal.

Amélioration de la structure de coupe :

Les vitesses de rotation étant beaucoup plus élevées qu'en forage rotary conventionnel, et les conditions de travail différentes, en vue d'une application dans un puits horizontal la structure de coupe peut être améliorée de la façon suivante :

- inserts de carbure de tungstène (TCI) recouverts d'une couche diamantée (PDC coating) sur toute la structure de coupe ou bien seulement sur la structure périphérique :
- protection du pourtour des molettes avec des pastilles TCI - PDC coated.

2.3. Poids sur l'outil :

Contrairement aux puits verticaux où appliquer du poids sur l'outil n'est pas un problème, dans les puits horizontaux spécialement ceux à grands déports, la quantité de poids réellement appliquée sur l'outil est très faible. A mesure que l'inclinaison et le déplacement latéral augmentent, le couple et les frottements ne permettent plus que la transmission à l'outil d'un poids de plus en plus faible. Il en résulte une vitesse d'avancement faible, et éventuellement la fin du forage si le poids à l'outil devient insuffisant pour détruire la roche.

Aussi faut-il sélectionner des outils capables de bien forer avec des poids modestes.

- Tricônes :

Les tricônes capables de forer avec des WOB faibles ont peu de dents et un offset important des molettes (code IADC débutant par 1 ou 4).

- Outils à tête fixe :

Les outils PDC/ diamant requièrent généralement moins de poids que les tricônes.

Les outils à tête fixe présentant une structure de coupe de faible densité et une grande exposition des éléments de coupe, assurent une charge maximale à chaque élément de coupe et donc une plus grande pénétration dans la formation.

La vitesse de rotation très élevée délivrée par les moteurs de fond (PDM s, turbines) compense en quelque sorte la diminution de poids disponible sur l'outil.

2.4. Tendances des outils à s'écarter de l'axe du puits :

Lorsqu'un outil est soumis à une charge latérale, il a tendance à essayer de pivoter autour de son point d'engagement dans la paroi du trou. Ce phénomène pousse l'outil à suivre une course dictée par l'amplitude et la direction de la charge latérale, ainsi que par la direction de la rotation. Les anglo-saxons appellent cette tendance des outils à s'écarter de l'axe du puits "bit walk".

2.5. Charges d'impact sur l'outil :

Les charges d'impact peuvent être causées par des vides, cassures, fractures et changements de formation. Chacune de ces causes, individuellement ou en combinaison, peut rendre difficile le maintien d'un effort uniformément réparti sur l'outil, sans oublier les frictions à la paroi. Il en découle vibrations, pilonnement de l'outil, déséquilibre des charges sur les roulements et les structures de coupe, avec pour résultat un avancement erratique et une vie abrégée de l'outil. Comme beaucoup de drains horizontaux sont réalisés dans des réservoirs fracturés verticalement, les effets des charges d'impact sur la face de l'outil doivent être pris en considération.

Les journaux bearings sont beaucoup plus aptes à supporter les charges d'impact que les rollers bearings puisqu'ils offrent une meilleure répartition des charges.

Les outils à dents sont plus résistants aux cassures et à l'écaillage causés par les impacts de toutes parts, et de fait doivent être utilisés si les formations ne sont pas trop dures ou abrasives. Autrement il faut utiliser des outils à picots de faible offset, ayant un nombre élevé de picots.

En ce qui concerne les outils à tête fixe, les profils plats offrent une meilleure résistance aux charges d'impact.

2.6. Nettoyage du front de taille :

Il est un phénomène spécifique aux puits horizontaux, c'est l'accumulation de cuttings sur la paroi basse du puits. Cette situation aggrave l'usure du diamètre de l'outil et des étanchéités (tricônes).

L'accumulation de cuttings autour de l'outil peut être minimisée en augmentant la turbulence, et en choisissant une géométrie d'outil et/ou un arrangement des duses qui favorise le cross-flow.

La turbulence est obtenue grâce à des débits élevés et une rhéologie appropriée (YP et PV faibles), ainsi qu'à l'agitation de la garniture.

2.7. Pilotabilité des outils :

La pilotabilité (steerability) est définie comme la facilité avec laquelle la course ou la direction d'un puits peut être changée. Avec l'avènement des méthodes de forage medium/ short/ ultra short radius, le concept de pilotabilité a atteint un tout nouveau degré de technicité.

Pendant des années les foreurs ont poussé les fabricants à concevoir des outils ayant des caractéristiques qui les maintenaient dans l'axe du trou, et donc limitaient la possibilité de forer sur le pourtour et de s'écarter de l'axe du puits. Aujourd'hui des conceptions nouvelles permettent et améliorent la pilotabilité.

Les pads de protection du diamètre des outils à tête fixe ont été sensiblement modifiés. Des cutters PDC et TSP ont été placés en quantité le long de toute la jupe calibrée, celle-ci raccourcie pour les moteurs PDM, et les profils aplatis, de façon à accroître l'agressivité et l'efficacité de la taille sur le pourtour.

Pour un outil, la pilotabilité signifie :

- Sa capacité intrinsèque de build up :
- Sa facilité à permettre le contrôle du tool face.

Moins l'outil est agressif, plus le tool face est stable.

2.8. Motorisation :

L'utilisation de moteurs de fond améliore la performance des outils de deux façons :

- en délivrant à l'outil un couple élevé et continu, avec une vitesse qui peut être modulée pour le type d'outil sélectionné et la nature de la formation :
- en isolant l'outil des effets les plus négatifs des vibrations en torsion du train de tiges, désignés par conditions de "stick slip" : couple et vitesse de rotation erratiques, périodes de non rotation suivies de rotation à l'envers.

3. Choix technique de type de l'outil :

La raison d'un programme est fondamentale. L'efficacité de l'ensemble des opérations de forage repose sur ce facteur de base : le type de l'outil utilisé. Quelle que soit la puissance disponible d'un appareil de forage (pour la rotation, l'énergie hydraulique, etc.), seul le type de l'outil choisi fera que cette puissance sera utilisée avec le maximum d'efficacité ou non.

Les points suivants sont le fruit de l'expérience pour le choix des différents types des outils :

3.1. Tricônes :

3.1.1. Couple réactif :

Quand on touche le fond avec un tricône, l'augmentation du couple réactif (déplacement du toolface) se montre à la fois lente, progressive, et cohérente. La variation du tool face est généralement comprise entre 0° et 180°. Pendant le forage, la variation du tool face avec un tricône est faible, correspondant en général à un supplément de 0° à 90°.

C'est pourquoi ce type d'outil convient parfaitement pour les opérations où la fréquence des données directionnelles MWD est faible.

3.1.2. Durée de vie des roulements :

La perte possible de molette est l'inconvénient majeur des tricônes. En l'absence d'informations MWD concernant les paramètres de forage réellement appliqués à l'outil (DWOB, DTOR), l'expérience montre qu'avec les roulements à friction il est possible de déterminer à quel moment une molette commence à prendre du jeu.

En effet en mode sliding, un moteur PDM aura tendance à caler si les molettes de l'outil ont du jeu, car la pression de calage diminue. Le calage répété sans raison apparente (c'est-à-dire sans augmentation du WOB et à débit constant) peut indiquer le blocage d'une molette.

Cependant en mode rotary, il n'est généralement pas possible de détecter la détérioration des roulements.

3.1.3 Protection du diamètre :

La protection du diamètre de l'outil dans la section horizontale est la même que pour tout run en mode orienté : éventuellement elle peut être renforcée si la formation est abrasive.

C'est le cas des outils Smith F57DDPD, Reed EHP83DLD et EHP83DHL utilisés en phase 6" à Hassi Messaoud pour le forage du drain sub-horizontal dans le réservoir Cambrien:

- le pourtour (heel) des molettes est garni d'inserts de carbure de tungstène recouverts de diamant (PDC coated) :
- les bras disposent d'une triple protection : épaisseur de métal dur (hardfacing) en arc de cercle sur le bord d'attaque, pastilles de carbure de tungstène serties derrière l'épaisseur de

métal dur, renfort de pastilles diamantées alignées sur le bord d'attaque et de pastilles de carbure sur le bord opposé.

3.2. PDC :

3.2.1. Couple réactif :

Les outils PDC ont tendance à se montrer plus difficiles à contrôler directionnellement que les tricônes. D'une part ces outils ont un mode de taille de la roche beaucoup plus agressive, et d'autre part ils sont généralement capables de vitesse d'avancement élevée.

En conséquence le tool face peut varier rapidement et de façon importante. Ceci impose d'avoir les informations directionnelles MWD à une fréquence élevée (fast update), et d'être extrêmement vigilant.

3.2.2. Anti-whirl :

On pourra éventuellement considérer un outil anti-whirl si on veut réduire les vibrations au niveau de l'outil : du fait de l'auto stabilisation de l'outil, les cutters travaillent dans de meilleures conditions et sont moins sujets à l'effritement ou à la cassure.

3.2.3. Critères de désignation :

Lors du choix du PDC, il faut prendre en considérations les critères de désignation suivants :

a- Dimension des cutters :

Plus les cutters sont larges, plus l'outil est agressif.

b- Densité des cutters sur la face de l'outil :

Plus le nombre de cutters sur la face de l'outil est grand, plus l'outil est agressif.

Plus la densité de cutters est grande, plus la durée de vie potentielle de l'outil est longue.

c- Densité des cutters sur le périmètre de l'outil :

Plus le nombre de cutters sur les épaulements de l'outil est grand, plus la capacité de build up est grande.

d- Angle d'attaque (inclinaison) des cutters :

Plus le back rake est élevé, moins l'outil est agressif.

e- Longueur de la jupe de stabilisation :

Plus la jupe est longue, plus le couple exigé à l'outil est grand.

Avec un PDM cela signifie un contrôle directionnel plus difficile et un trou spiralé.

Avec une turbine de déviation cela signifie un meilleur contrôle directionnel et un trou de qualité.

f- Profil du nez et cône :

Pour des raisons de navigation, un profil arrondi est préférable à un profil pointu.

g- Angle des flancs :

Pour des raisons de navigation, éviter les profils balistiques. Les flancs doivent être au plus à 45° par rapport à la face de l'outil.

h- Hauteur d'exposition des cutters :

Plus l'exposition des cutters est grande, plus l'outil est agressif, et plus la variation du tool-face est importante.

3.3. Diamant :

Associés à des turbines de déviation, ces outils destinés aux formations dures et abrasives donnent d'excellents résultats dans les sections horizontales. A l'instar des outils PDC, ces outils nécessitent une longue jupe de stabilisation afin d'augmenter tant la maîtrise de l'orientation que la qualité du trou.

3.4. Imprégnés :

Ces outils sont utilisés pour forer des formations très dures et abrasives ou pour augmenter la durée de vie de l'outil. Au fur et à mesure de l'usure de la matrice, les diamants exposés se déchaussent et de nouveaux taillants apparaissent.

4. Choix Economique des outils :

Choisir le bon outil est un problème qui se répète mainte fois au cours de forage d'un puits. Ce caractère répétitif ne doit pas faire sous-estimer l'importance du choix de chaque outil. Le prix de l'outil lui-même et la maintenance nécessaire pour l'amener en position de travail engageant déjà plusieurs milliers de dinars. Puis, la performance de l'outil elle-même va augmenter considérablement la valeur de la décision prise lors du choix de l'outil.

4.1. Prix du mètre foré :

Le seul critère permet de comparer les performances de deux outils est le prix du mètre foré, deux cas présente :

- ✓ Sans utilisation d'un moteur de fond :

$$P_m = \frac{P_0 + P_h (T_m + T_f)}{M}$$

- ✓ Utilisation d'un moteur de fond :

$$P_m = \frac{P_0 + P_h (T_m + T_f)}{M} + P_{MF}$$

P_m : le prix de mètre foré (\$/m) :

P_0 : le prix de l'outil (\$) :

P_h : le prix de l'heure de l'appareil (\$/h) :

T_m : le temps de manœuvre nécessaire pour descendre et remonter l'outil (h) :

T_f : le temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage M, (h) :

P_{MF} : le prix de location du moteur de fond par mètre (\$/m).

4.2 Avancement commercial :

Considérons l'inverse du prix du mètre, tel qu'il vient d'être défini :

$$\frac{1}{P_m} = \frac{M}{P_o + P_h (T_m + T_f)}$$

Chaque terme de cette égalité par le prix de l'heure de sonde P_h qui est constant, il vient :

$$\frac{P_h}{P_m} = \frac{M}{\frac{P_o}{P_h} + (T_m + T_f)}$$

Cette valeur est inversement proportionnelle au prix du mètre, qui sera minimal lorsque l'avancement commercial sera maximal.

Application :

Le poids et la vitesse de rotation permettant d'obtenir d'un outil le prix minimal ayant été calculé, ces paramètres devront être appliqués rigoureusement sur le chantier dans la mesure où les conditions rencontrées dans le forage le permettent.

Traçons sur un diagramme la courbe représentant l'avancement cumulé en fonction du temps de rotation (voir figure). Sur ce diagramme, en abscisse négative, portons un segment OA égal au temps de manœuvre et un segment AB égal au prix de l'outil divisé par le prix de l'heure de l'appareil de forage : $\frac{P_o}{P_h}$ (prix de l'outil en heure de sonde). Après un temps de rotation OT,

l'outil a effectué un métrage M représenté par le point m sur la courbe. La pente de la droite Bm représente l'avancement commercial de l'outil. En effet, nous avons :

$$\text{Pente de } Bm = \frac{Tm}{BA + AO + OT}$$

Que l'on peut écrire: $B_m = \frac{M}{\frac{P_o}{P_h} + T_m + T_f}$, ce qui est bien l'avancement commercial de l'outil.

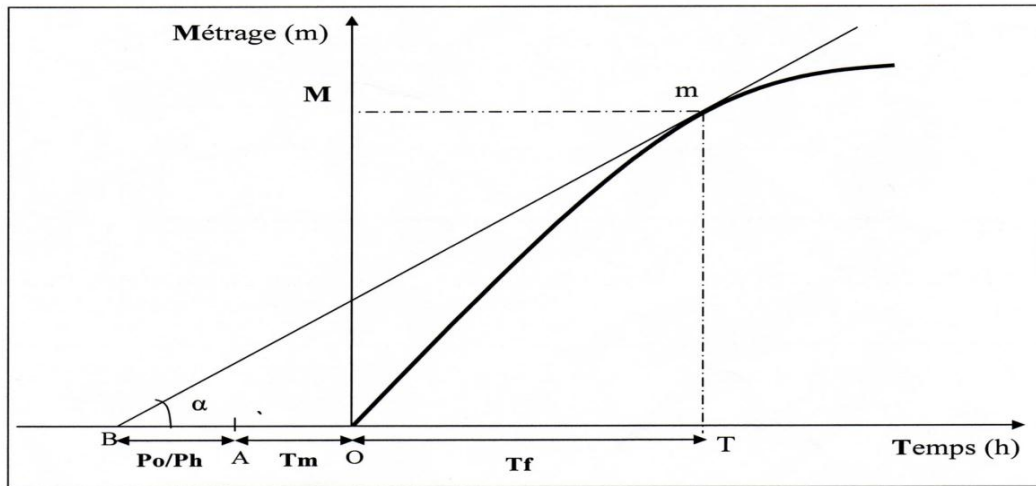


Figure IV 1 Avancement commercial de l'outil

Par conséquent, le prix du mètre sera minimal ou l'avancement commercial maximal lorsque la pente de la droite Bm sera maximale, c'est-à-dire lorsque cette droite sera tangente à la courbe d'avancement.

4.3. Choix de l'outil par la méthode de Break Even :

Avant de décider de l'usage d'un nouvel outil de forage, il est nécessaire de faire une étude économique pour déterminer la performance qu'il faut atteindre, en vue d'améliorer le prix de revient au mètre foré, par rapport à l'outil que l'on connaît.

Le Break Even est une méthode qui permet d'évaluer la rentabilité d'un ou plusieurs outils par rapport à un ou plusieurs autres outils dont la performance est connue. Elle est particulièrement intéressante sur site, en cours de forage, où il est possible à chaque instant d'avoir une idée de la rentabilité de l'outil qui fore.

Principe :

La formule couramment employée pour calculer le prix d'un mètre foré par un outil est la suivante :

$$P_m = \frac{P_o + P_h (T_m + T_f)}{M}$$

Avec :

P_m = prix du mètre foré :

P_o = prix de l'outil :

P_h = prix horaire de l'appareil :

T_f = temps de forage :

T_m = temps de manœuvre (descente et remontée) :

M = longueur forée.

Cette formule ne tient pas compte de certains facteurs qui peuvent influencer sur le prix du mètre foré (traitement de la boue, modification de la BHA, etc...), néanmoins elle donne des chiffres très proches des valeurs exactes. Le cas le plus simple est de comparer deux outils, descendus à la même profondeur, dans des formations identiques, sur deux puits voisins.

Le premier outil A à effectué une performance, dont tous les éléments sont connus. Quelle devra être celle d'un second outil B pour que celui-ci soit plus économique ?

L'outil B sera plus rentable que l'outil A dès lors que $P_{mB} < P_{mA}$.

Pour B, le seuil de rentabilité sera atteint lorsque $P_{mB} = P_{mA}$, donc :

$$P_{mA} = \frac{P_{oB} + P_h(T_{mB} + T_{fB})}{M_B} \Leftrightarrow M_B = \frac{P_{oB} + P_h(T_{mB} + T_{fB})}{P_{mA}}$$

$$\Rightarrow M_B = \frac{P_h}{P_{mA}} T_{fB} + \frac{(P_{oB} + P_h T_{mB})}{P_{mA}}$$

Il s'agit ici d'une équation du type $Y = a \times X + b$,

avec : $Y = M_B$: longueur forée par l'outil B au seuil de rentabilité.

$$a = \frac{P_h}{P_{mA}}$$

$X = T_f$: temps du forage de l'outil B au seuil de rentabilité.

$$b = \frac{P_{oB} + P_h T_{mB}}{P_{mA}}$$

Dans un repère cartésien où figurent en ordonnée la longueur forée (M) et en abscisse le temps de forage (T_f), le seuil de rentabilité d'un outil par rapport à un autre est donc une droite.

Pour définir une droite, deux points suffisant :

$$\text{Point X : } Y = 0 \Rightarrow X = -b/a = -\frac{P_{oB} + P_h T_{mB}}{P_h}$$

$$\text{Point Y : } X = 0 \Rightarrow Y = b = \frac{P_{oB} + P_h T_{mB}}{P_{mA}}$$

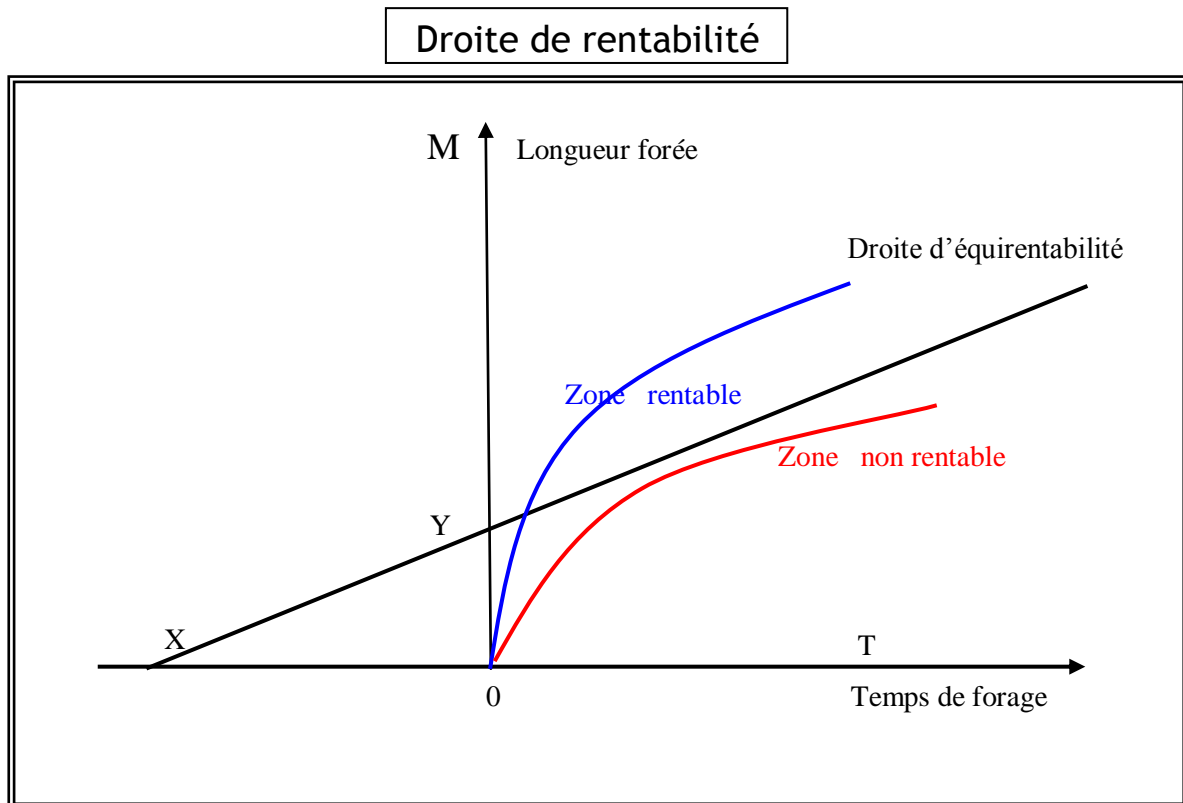


Figure IV 2: Droite de rentabilité

Conclusion :

Chaque point de la droite (XY) représente une performance à réaliser par l'outil B pour que son coût au mètre foré soit égal au coût du mètre foré par l'outil A.

L'ensemble des points du graphe, situés au-dessus de la droite (XY) représente les performances à réaliser par l'outil B pour que son coût du mètre soit inférieur à celui de l'outil A. Ceux situés sous la droite (XY) représentent l'ensemble des performances pour lesquelles l'outil B ne sera pas rentable par rapport à l'outil de référence.

Résumé de la méthode

Dans un repère cartésien portant en abscisse le temps de forage et en ordonnée la longueur forée, il faut tracer la droite qui représente l'ensemble des performances que doivent réaliser le ou les outils à évaluer, pour être au minimum rentables par rapport à l'outil ou aux outils de référence. Cette droite sépare le plan en deux portions. La partie supérieure représente l'ensemble des performances économiques, et la partie inférieure l'ensemble des performances non-économiques. Elle coupe les axes en deux points X et Y.

4.4. Critères de remontée de l'outil :

La décision de remonter un outil ne doit pas être arbitraire : les critères sont :

- la chute de la vitesse d'avancement qui peut être due à une usure des éléments de coupe ou à un bourrage de l'outil (la chute d'avancement peut s'accompagner d'une augmentation de la pression de refoulement lorsqu'il y a bourrage) :
- l'augmentation du couple de rotation qui peut être progressive ou au contraire brutale (coup de torque) :
- le nombre d'heures de rotation :
- le prix de revient du mètre foré.

Remarque :

Avec ces différents critères, l'outil remonté ne sera pas nécessairement utilisé.

Le prix de revient du mètre foré est un critère utilisé pour déterminer à quel moment il est le plus économique de remonter l'outil, mais il permet également de comparer les performances de différents outils et de déterminer pour un type d'outil donné, les performances qu'il doit réaliser pour être compétitif.

CHAPITRE V

ETUDE DE PERFORMANCE DES

OUTILS DE FORAGE

1. Principe de base :

Dans cette étude nous avons basé sur deux facteurs importants pour choisir l'outil de forage le plus rentable tel que :

- ✓ **Le prix du mètre foré :** (le plus faible)

Qui est définit :
$$P_m = \frac{P_0 + P_h (T_m + T_f)}{M} + P_{MF}$$

Avec :

P_m : le prix de mètre foré (\$/m) :

P_0 : le prix de l'outil (\$) :

P_h : le prix de l'heure de l'appareil (\$/h) :

T_m : le temps de manœuvre nécessaire pour descendre et remonter l'outil (h) :

T_f : le temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage M , (h) :

P_{MF} : le prix de location du moteur de fond par mètre (\$/m).

- ✓ **La meilleure vitesse d'avancement (ROP) :**

Qui est lié aux paramètres de forage suivant :

- ♦ La vitesse de rotation (RPM) :
- ♦ Le poids sur l'outil (WOB) :
- ♦ Le nettoyage du front de taille etc....

2. Résultats pratiques :

Données :

Prix de location de l'appareil : $P_h=88,84$ \$/h :

Prix de location du moteur de fond :

- PDM : $P_{MF}=217$ \$/m :
- Turbine : $PMF= 875$ \$/m.

Les résultats pratiques sont représentés dans les tableaux suivants :

Les essais des outils :

Dans le cadre des développements d'outils sur le champ de Hassi Messaoud, pour la phase 6", les différents essais ont été réalisés par les fabricants d'outils suivants :

Tableau 8 : les fabricants d'outils

Type	Outil	Fabricant	Code IADC	Prix (DA)	Prix (\$US)
Tricône	XR50YODPD	SMITH	637	1235000	13000
	XR40YOPDP	SMITH	637	1235000	13000
	EP4732	HUGHES	637	1235000	13000
	EP4872	HUGHES	747	1235000	13000
	EHP83D	HYCALOG	837	1425000	15000
	F57DDPD	SMITH		1425000	15000
	MF150DPD	SMITH		1425000	15000
	MF570DPD	SMITH		1710000	18000
PDC	MO9PX	SMITH	M442	2185000	23000
	SE3833ii	SDBS		3362905	36399
	FM2941	SDBS		2100070	22106
	DS143D	HYCALOG		2193550	23090
Imprégnés	KGR50BCTPX	SMITH	M844	1995000	21000
	DPO585	HUGHES	M841	3040000	32000
	HHD372	HUGHES		3990000	42000
	HH352G8	HUGHES		3990000	42000
	472GFPTX	HYCALOG		1995000	21000
	472GFDT	HYCALOG		1995000	21000
	472GFPT	HYCALOG		1995000	21000
	Ti3085B	SDBS	M844	3040000	32000
	Ti3085D	SDBS	M623	3040000	32000
	DMS50DX3	SDBS		3040000	32000

Tableau 9 :Prix / mètre et ROP des outils tricônes dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
EP5051	OMPZ261	3455	3505	50	2,5	20	17,4	13000	992,25
EHP83D	MDZ534	3610	3645	35	4,5	7,78	16,18	15000	1065,69
	OMPZ812	3471	3802	61	2,07	29,5	19,01	15000	981,18
		3844	3979	135	3,15	42,75	39,43	15000	734,10
		4000	4237	237	4,01	59	41,88	15000	573,49
	MDZ501	3448	3497	49	2,97	16,5	17,49	15000	1000,95
	OMLZ402	3428	3579	151	1,85	88	70,43	15000	1039,07
		3608	3630	22	1	22	18,15	15000	2155,95
	OMOZ64	3822	3856	34	2,06	16,5	20,16	15000	1400,90
		3856	3909	53	2,14	24,75	20,39	15000	1086,70
F57DDPD	OMOZ64	3452	3581	129	2,8	46	52,96	15000	861,71
		3672	3822	130	2,09	62	38,36	15000	864,16
		3909	3932	23	1,61	14,25	20,83	15000	1919,34
MF150DPD	OMOZ64	3581	3653	72	3	24	18,27	15000	829,73
		3653	3692	39	1,6	24	18,46	15000	1351,56
	OMPZ812	3499,5	3650	151	3,7	40,75	54,19	15000	749,44
		4237	4445	208	5,3	39,25	78,02	15000	677,48
MF570DPD	OMLZ402	3579	3608	29	1,33	21,75	18,04	18000	1782,82
		4115	4197	82	1,81	45,25	41,75	18000	1167,35

Tableau 10: Prix / mètre et ROP des outils tricônes dans la phase 6" (Cambrien R2) des puits horizontaux :

Outil	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _f (h)	T _m (h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)
		de	à						
EHP83DHLK	OMPZ173	4153	4177	24	2,51	9,56	20,83	15000	1714,24
	OMLZ512	3469	3489	20	1,83	10,93	17,40	15000	1942,74
EP4872	OMOZ632	3375	3411	36	1,93	18,65	16,97	13000	1259,68
		3411	3452	41	1,82	22,53	17,16	13000	1200,9
	OMPZ261	3417	3456	39	3	13,00	17,18	13000	1083,39
		3456	3490	34	2,69	12,64	17,37	13000	1207,35

Tableau 11: Prix / mètre et ROP des outils PDC dans la phase 6" (Cambrien R2) des puits horizontaux :

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
FM2941	OMNZ842	3606,5	3803	196,5	5,67	34,66	17,75	22106	513,22
		4003	4200	197	6,66	29,58	20,93	22106	505,82
	OMLZ512	4262	4333	71	5,16	13,76	20,27	22106	658,51
	OMPZ34	3858	4017	159	5,04	31,54	19,19	22106	575,81
		4147	4287	140	6,75	20,74	21,43	22106	582,38
SE3833	OMNZ842	3803	3887	84	3,19	26,33	18,88	36399	1021,06
		3887	4003	116	4,87	23,82	19,68	36399	789,09
DS143D	OMPZ34	3722	3858	136	3,88	35,05	18,01	23090	655,53
		4017	4147	130	6,05	21,49	20,35	23090	616,31
	OMNZ842	4200	4423	223	7,21	30,93	21,61	23090	485,92
MO9PX	OMLZ512	4333	4395	62	4,35	14,25	20,8	23000	977,38
	OMPZ34	4287	4438	151	7,02	21,51	22,59	23000	570,50

Tableau 12: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase (Cambrien Ra) des puits horizontaux :

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
HH352G8	OMKZ121	3401	3695	294	2,17	135,48	17,75	42000	718,87
		3695	3755	60	2,64	22,73	18,62	42000	1391,72
		3755	3795	40	3,49	11,46	18,87	42000	1789,31
	OMKZ 202	3516	3916	400	2,94	136,05	18,58	42000	588,28
KGR50BCTPX	OMKZ121	3871	3898	27	2,84	9,51	19,42	42000	2510,69
		4000	4026	26	3,80	6,84	20,06	42000	2545,06
		4194	4240	91	4	22,75	20,97	42000	1009,48
	OMKZ221	3632	4134	502	3,06	164,05	19,41	42000	552,40
	OMKZ831	3418	3559	141	8,74	16,12	17,44	42000	678,82
		3559	3942	383	4,8	79,78	18,75	42000	503,87
DPO585	OMKZ212	3378	3420	42	1,2	53	16,99	32000	2126,80
Ti3085B	OMKZ212	3455	3688	233	2,25	103,56	17,85	32000	713,27
		3688	4049	361	4,02	82,8	19,34	32000	500,54
		4049	4135	86	5,12	16,80	20,46	32000	887,53
	OMKZ221	3468	3602	134	1,42	94,37	17,77	32000	941,05

Tableau 13 : Suite du tableau N0 09: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux :

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
Ti3085B	OMKZ221	4168	4286	118	4,32	26,31	21,13	32000	765,12
		4286	4373	87	4,74	18,35	21,64	32000	898,27
	OMKZ232	3456	3602	146	3,08	47,4	17,64	32000	742,19
		3602	3636	34	2,16	15,7	18,09	32000	1842,76
		3636	3771	135	1,59	84,9	18,51	32000	981,62
		3771	3888	117	2,19	53,4	19,14	32000	917,58
		3888	4090	202	2,38	84,9	19,94	32000	732,93
		4090	4175	85	1,45	58,6	20,66	32000	1235,79
		4175	4355	180	4,52	39,8	21,32	32000	628,67
	OMLZ321	3554	3774	220	3,88	56,7	18,32	32000	597,34
		3774	3940	166	2,76	60,14	19,28	32000	739,08
		3940	4124	184	5,35	34,39	20,16	32000	595,13
		4124	4234	110	4,42	24,89	20,89	32000	794,59
	Ti3085D	OMKZ221	3328	3386	58	1,32	58	16,78	32000
3436			3554	118	2,48	47,58	17,47	32000	867,92
DMS50DX3	OMKZ702	3587	3654	67	4,26	15,7	18,10	32000	1042,11

Tableau 14: Suite du tableau N0 10: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase 6" (Cambrien Ra) des puits horizontaux :

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
472GFPTX	OMKZ702	3654	3733	79	4,08	19,4	18,46	21000	812,94
		3776	3931	155	3	51,7	19,26	21000	667,83
		3931	4137	206	3,57	57,7	20,17	21000	579,32
		4137	4288	151	2,48	60,9	21,06	21000	512,96
		4288	4517	229	3,79	60,4	22,01	21000	556,59
		4517	4624	107	2,88	37,2	22,58	21000	798,11
	OMOZ64	3932	4032	100	2,53	39,5	21,38	21000	846,36
		4032	4078	46	2	23	21,72	21000	1343,19
HHD372G8	OMKZ811	3332	4081	749	4,03	185,8	18,53	42000	460,99
		4081	4400	319	4,25	74,9	21,20	42000	556,17

Tableau 15: Tableau N0 11: Prix / mètre et ROP des outils imprégnés dans la phase (Cambrien R2) des puits horizontaux :

Outils	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Po (\$)	Pm ((\$)
		De	à						
HH352G8	OMLZ322	3394	3749	355	4,37	81,23	16,50	42000	524,94
		3882	4216	334	4,74	70,46	20,32	42000	529,97
		4216	4290	74	3,37	21,96	21,96	42000	1193,04
		4290	4442	152	6,44	23,60	22,86	42000	807,46
472GFPT	OMLZ512	3830	3928	98	3,26	30,05	18,70	21000	773,95
		4076	4192	116	2,97	39,06	20,74	21000	753,14
		4401	4456	55	2,75	20	23,09	21000	1138,49
472GFDT	OMLZ512	3928	4076	148	2,62	56,49	19,68	21000	713,41

3. Étude comparative entre les outils de forage :

3.1. Étude comparative entre les outils dans le cambrien (Ra et R2) :

3-1-1-Comparaison entre les outils (Tricône et Imprégné) dans le cambrien Ra :

Tableau 16: (Tricône et Imprégné) dans la cambrien Ra

Type d'outil	ROP _{moy} (m/h)	Pm _{moy} (\$/m)
Tricônes	2,83	1074,94
Imprégnés	3,21	965,10

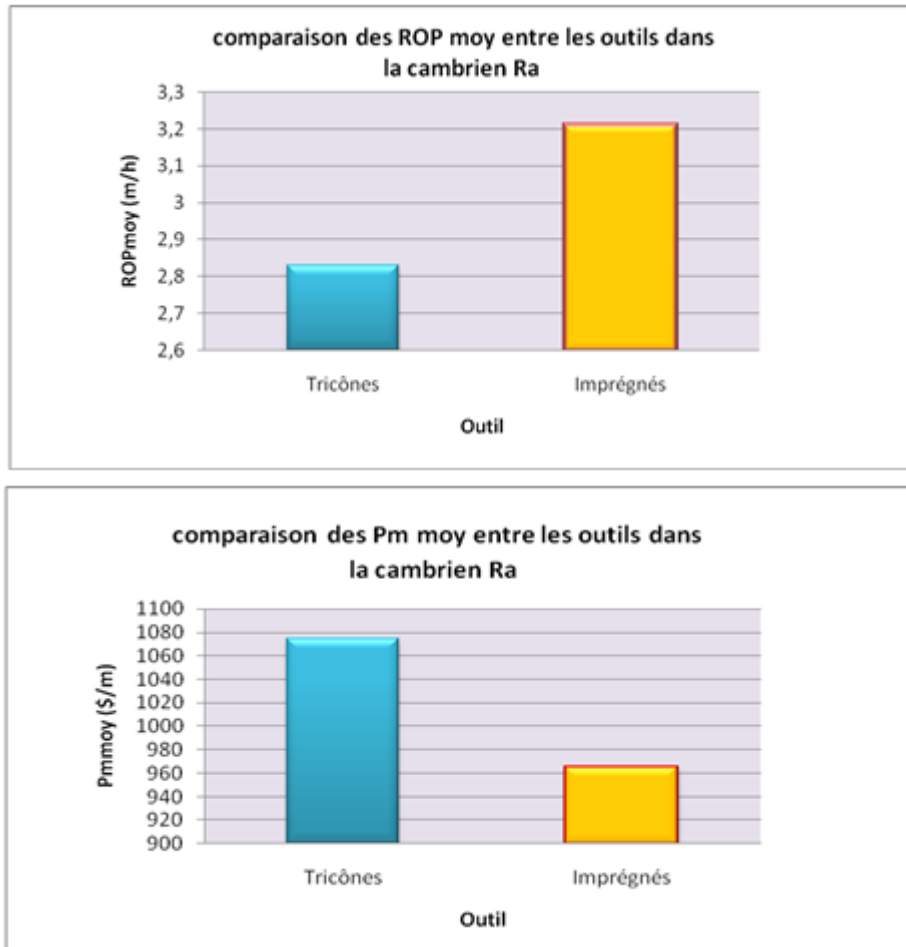


figure V 1 : Comparaison entre les outils (Tricône et Imprégné) dans la cambrien Ra

D'après les deux graphes précédents on voit que les outils **imprégnés** dans le drain horizontal (**cambrien Ra**) sont plus performants de point de vue avancement (**ROP = 3,21 m/h**), ce qui engendre une réduction du prix du mètre foré (**P_m = 965,10 \$/m**) par rapport aux outils tricônes.

3-1-2-Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés dans la cambrien R₂ :

Tableau 17 : Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés dans la cambrien R₂ :

Type d'outil	ROP _{moy} (m/h)	P _m _{moy} (\$/m)
Tricônes	2,29	1401,38
PDC	5,48	662,65
Imprégnés	3,77	804,29

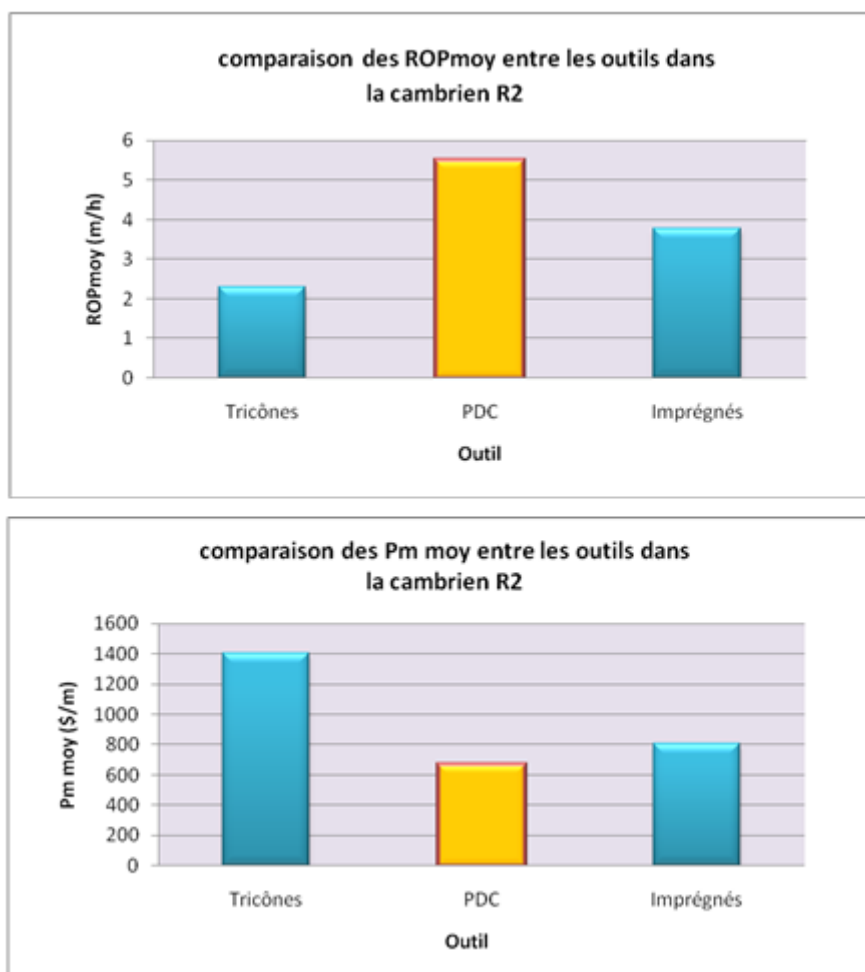


Figure V 2 : Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés dans la cambrien R₂ :

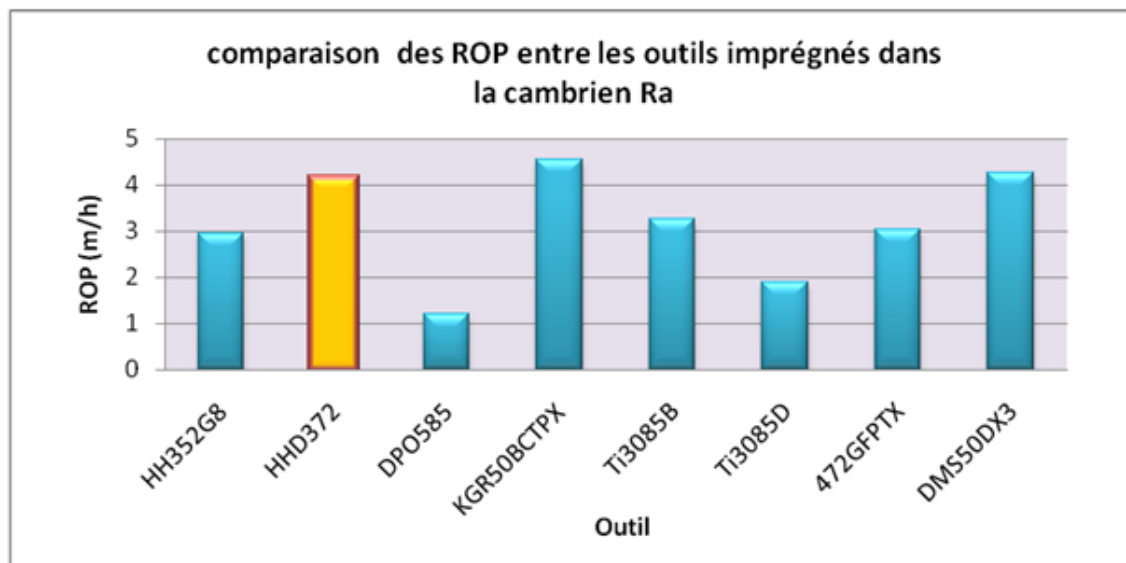
D'après les deux graphes précédents on voit que les outils **PDC** dans le drain horizontal sont plus performants de point de vue avancement (**ROP = 5,48 m/h**), ce qui engendre une réduction du prix du mètre foré (**P_m = 662,65 \$/m**) par rapport aux autres types d'outils.

3-2-Étude comparative entre les outils de même type :

3-2-1- comparaison entre les outils imprégnés utilisé dans la cambrien Ra :

Tableau 18 : comparaison entre les outils imprégnés utilisé dans la cambrien Ra :

Outils	Fabricant	ROP (m/h)	Pm (s/m)
HH352G8	HUGHES	2,94	1122,04
HHD372		4,14	508,58
DPO585		1,2	2126,80
KGR50BCTPX	SMITH	4,54	1300,05
Ti3085B	SDBS	3,27	850,19
Ti3085D		1,9	1262,38
472GFPTX	HYCALOG	3,04	764,66
DMS50DX3		4,26	1042,11



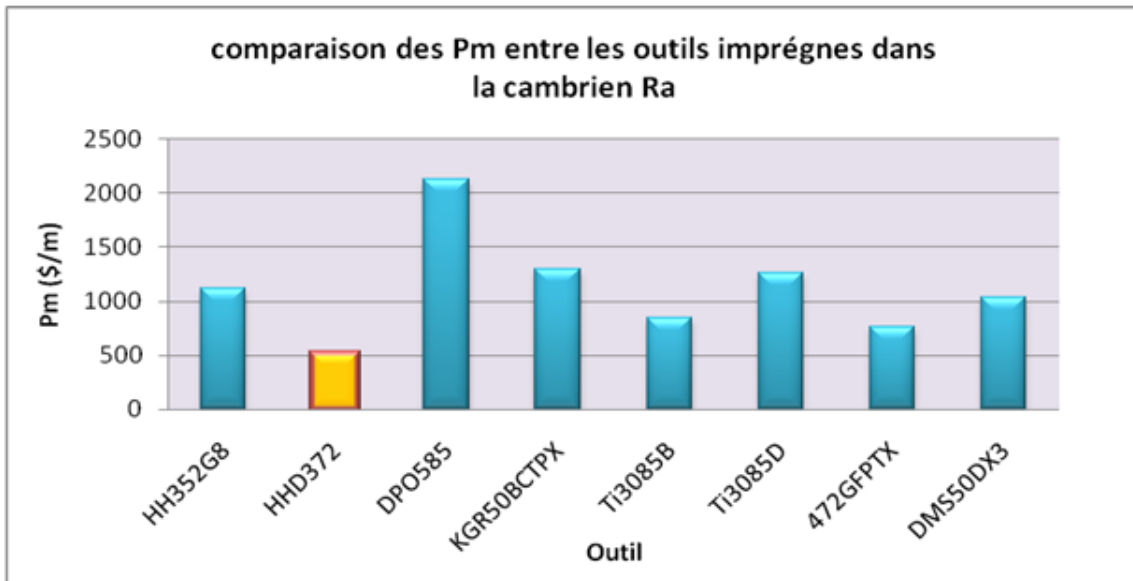


Figure V 3 : comparaison entre les outils imprégnés utilisé dans la cambrien Ra :

D'après les deux graphes précédents, on constate que l'outil **HHD372** de la compagnie **HUGHES** est plus performant de point de vue avancement (**ROP = 4,14m/h**), ce qui engendre une réduction du prix du métrage foré (**P_m = 508,58 \$/m**) par rapport aux autres types d'outils Imprégnés.

3-2-2-Comparaison entre les outils PDC utilisé dans la cambrien R2 :

Tableau 19 :Comparaison entre les outils PDC utilisé dans la cambrien R2 :

Outils	Fabricant	ROP (m/h)	Pm (s/m)
FM2941	SDBS	5,85	567,23
SE3833		4,03	905,06
DS143D	HYCALOG	5,42	585,92
MOPX	SMITH	5,68	773,94

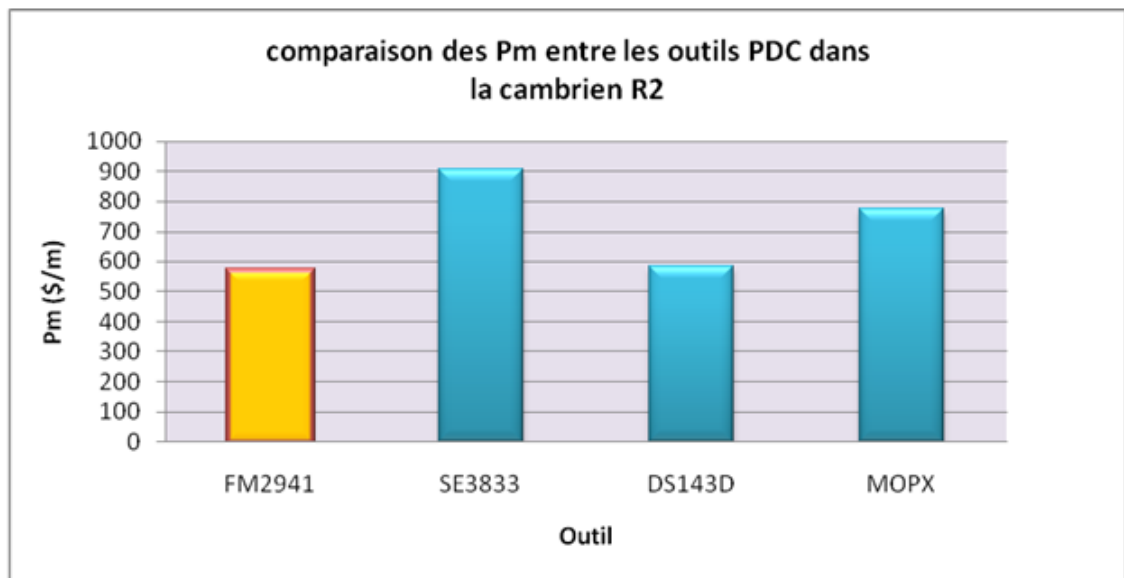
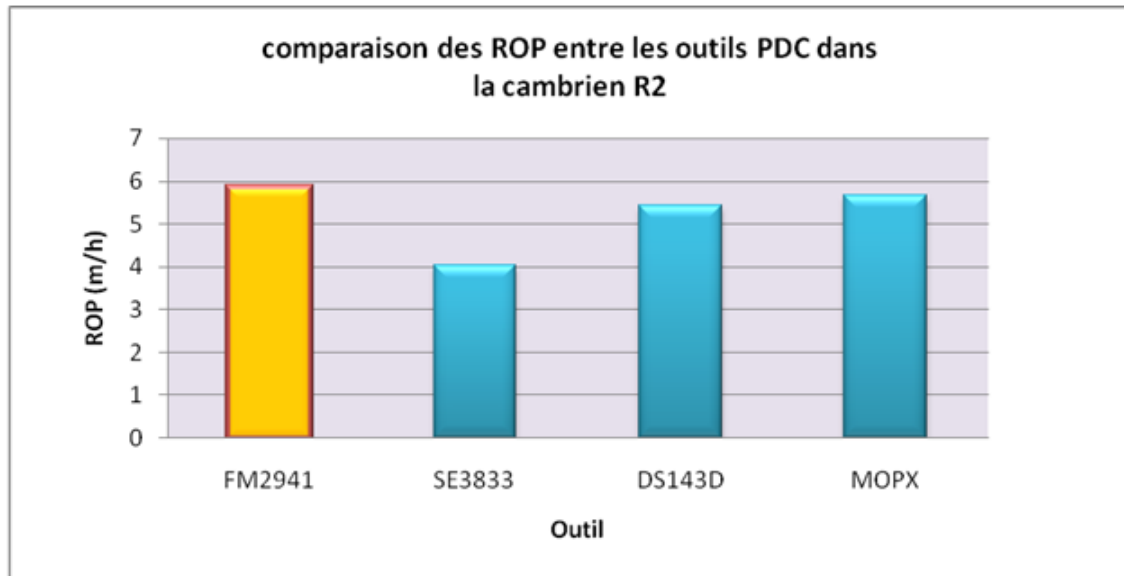


Figure V 4 : Comparaison entre les outils PDC utilisé dans la cambrien R2 :

D'après les deux graphes précédents, on constate que l'outil **FM2941** de la compagnie **SDBS** est plus performant de point de vue avancement (**ROP =5,85 m/h**), ce qui engendre une réduction du prix du métrage foré (**P_m =567,23 \$/m**) par rapport aux autres types d'outils PDC.

3-3- Courbe d'avancement d'un outil :

Démarche du calcul pour tracer la courbe de rentabilité :

Le prix de mètre foré est :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_f + T_m)}{M} + P_{MF} \Rightarrow M = \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} T_f + \left(\frac{P_o}{P_m - P_{MF}} + \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} T_m \right)$$

$$\text{D'où : } M = \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} T_f + \left(\frac{P_o}{P_m - P_{MF}} + \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} T_m \right)$$

C'est une équation de la forme, $y = A x + B$ qui représente une droite ne passant pas par l'origine, avec :

$$A = \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} \quad , \quad B = \frac{P_o}{P_m - P_{MF}} + \frac{P_h}{P_m - P_{MF}} T_m$$

Calcul de l'abscisse et de l'ordonnée :

a- L'abscisse :

$$y = 0 \Rightarrow X = -\frac{B}{A} \quad \text{D'où : } X = -T_m - \frac{P_o}{P_h} X$$

b- L'ordonnée :

$$X = 0 \Rightarrow y = B \quad \text{D'où : } y = \frac{P_o + P_h T_m}{P_m - P_{MF}}$$

4-Application sur le puits HTMS2 :

Dans ce puits on a utilisé trois (3) outils de type imprégné dans la zone lithologique Ra.

L'avancement de chaque outil est représenté dans les tableaux suivants :

Tableau 20:Outil HHD372(7209945)

M (m)	52	52	76	70	39	20	22
Tf (h)	24	24	24	24	15	6	11,75
ROP (m/h)	2,16	2,16	3,16	2,91	2,6	3,33	1,87
M _{cum} (m)	52	104	180	250	289	309	331
Tf _{cum} (h)	24	48	72	96	111	117	128,75

Tableau 21 :Outil KGR50BCTPX (JW9737) :

M (m)	2	12	6	27	30	45	49	58	46
Tf (h)	7,5	20,5	3,5	13,25	10,5	24	24	24	23
ROP (m/h)	0,26	0,58	1,71	2,03	2,85	1,87	2,04	2,41	2
M _{cum} (m)	2	14	20	47	77	122	171	229	275
Tf _{cum} (h)	7,5	28	31,5	44,75	55,25	79,25	103,25	127,25	150,25

Tableau 22:Outil K505BPX(XD454) :

M (m)	20	57	60	46	47	6
Tf (h)	9,5	24	24	24	24	3,25
ROP (m/h)	2,10	2,37	2,5	1,91	1,95	1,85
M _{cum} (m)	20	77	80	126	173	179
Tf _{cum} (h)	9,5	33,5	57,5	81,5	105,5	108,75

4-1-Les courbes d'avancement des outils :♦ **Outil HHD372(7209945) :**

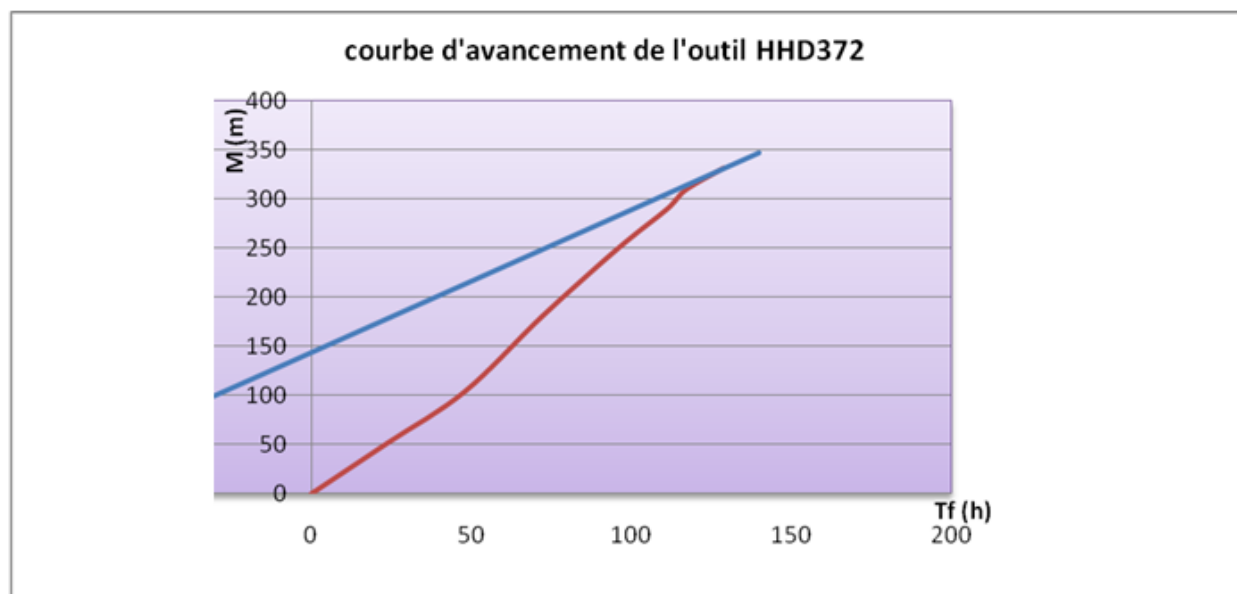
Les données sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau 23:Outil HHD372(7209945)

M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Ph (\$/h)	Po (\$)	Po/Ph (h)	Pm (\$/m)	Pm-P _{MF} (\$/m)
331	2,57	128,75	37	688,84	42562,31	61,73	690,54	473,54

L'équation de la droite de rentabilité de cet outil s'écrit :

$$M=1,455T_f+143,761$$

**Figure V 5 : courbe d'avancement de l'outil HHD372**

Le graphe ci-dessus montre que l'outil **HHD372** a réalisé un métrage de **M=331m**, pendant un temps de forage **Tf=128,75h**, avec un **ROP moy =2,57m/h**.

La remontée de cet outil est due à la pénétration dans une couche andésitique (roche volcanique).

♦ **Outil KGR50BCTPX (JW9737) :**

Les données sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau 24: Outil KGR50BCTPX (JW9737) :

M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Ph (\$/h)	Po (\$)	Po/Ph (h)	Pm (\$/m)	Pm-P _{MF} (\$/m)
275	1,83	150,25	31	688,84	41567,41	37,34	822,16	605,16

L'équation de la droite de rentabilité de cet outil s'écrit :

$$M=1,138T_f+103,974$$

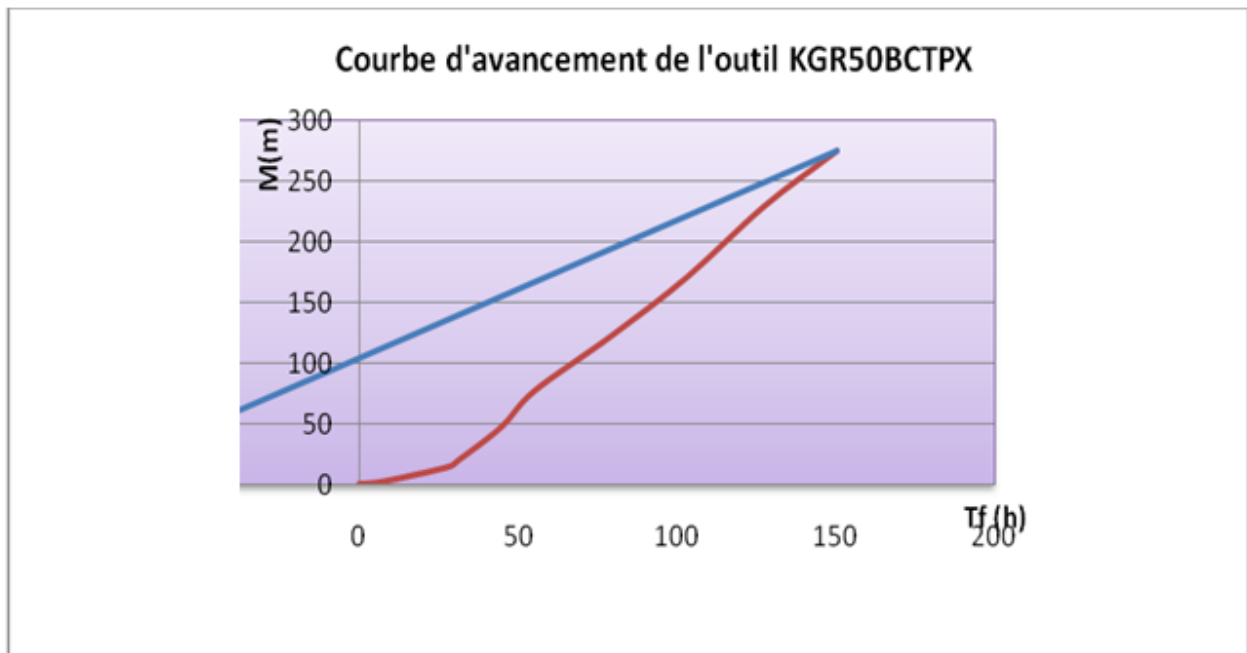


Figure V 6 : Courbe d'avancement de l'outil KGR50BCTPX

Le graphe ci-dessus montre que l'outil **KGR50BCTPX** a réalisé un métrage de **M=275m** pendant un temps de forage **Tf=150,25h**, avec un **ROP moy =1,83m/h**.

La remontée de cet outil est due à la fin de nombre d'heure de rotation (l'outil atteint le prix de revient du mètre foré le plus faible)

• **Outil K505BPX(XD454) :**

Les données sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau 25:Outil K505BPX(XD454)

M (m)	ROP (m/h)	Tf (h)	Tm (h)	Ph (\$/h)	Po (\$)	Po/Ph (h)	Pm (\$/m)	Pm-P _{MF} (\$/m)
179	1,64	108,75	26,75	688,84	42000	30,56	973,07	756,07

L'équation de la droite de rentabilité de cet outil s'écrit :

$$M=0,911T_f+79,921$$

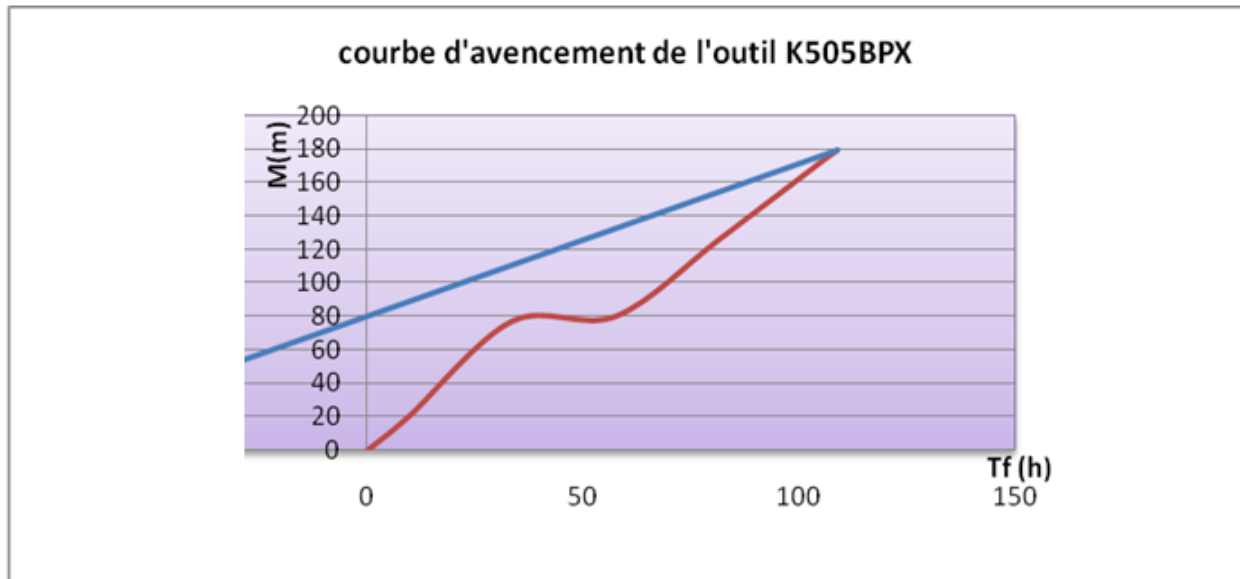


Figure V 7 : courbe d'avancement de l'outil K505BPX

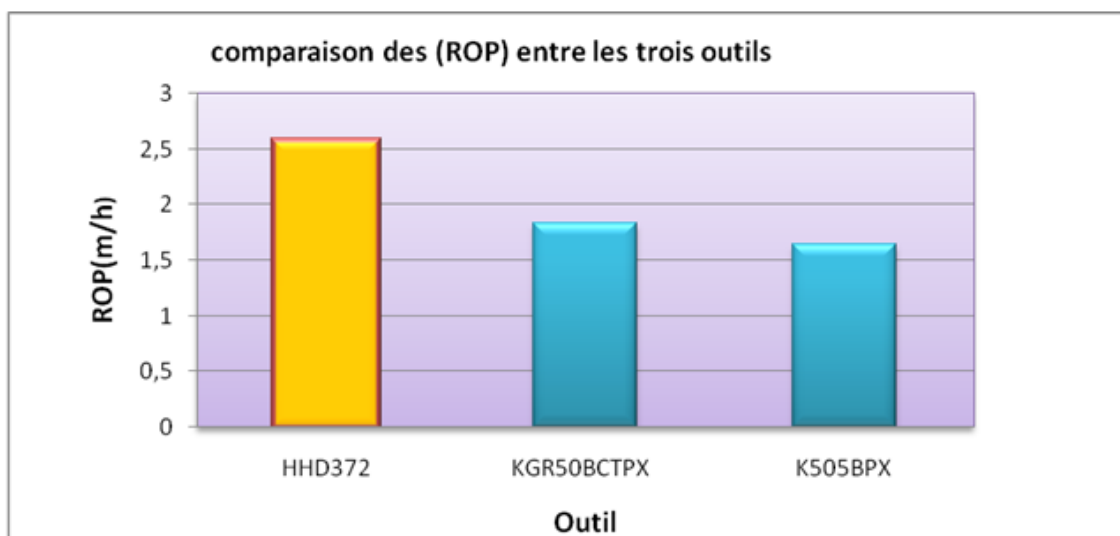
Le graphe ci-dessus montre que l'outil **K505BPX** a réalisé un métrage de **M=179m**, pendant un temps de forage **Tf=108,75h**, avec un **ROP_{moy} =1,64 m/h**.

Cet outil est remonté avant la fin du nombre d'heures de rotation sans usure suite à la fin de phase.

4-2-Comparaison de la rentabilité entre les trois outils utilise :

Tableau 26 : Comparaison de la rentabilité entre les trois outils utilise

outil	HHD372	KGR50BCTPX (JW9737)	K505BPX(XD454)
ROP (m/h)	2,57	1,83	1,64
Pm (\$/m)	690,54	822,16	973,07



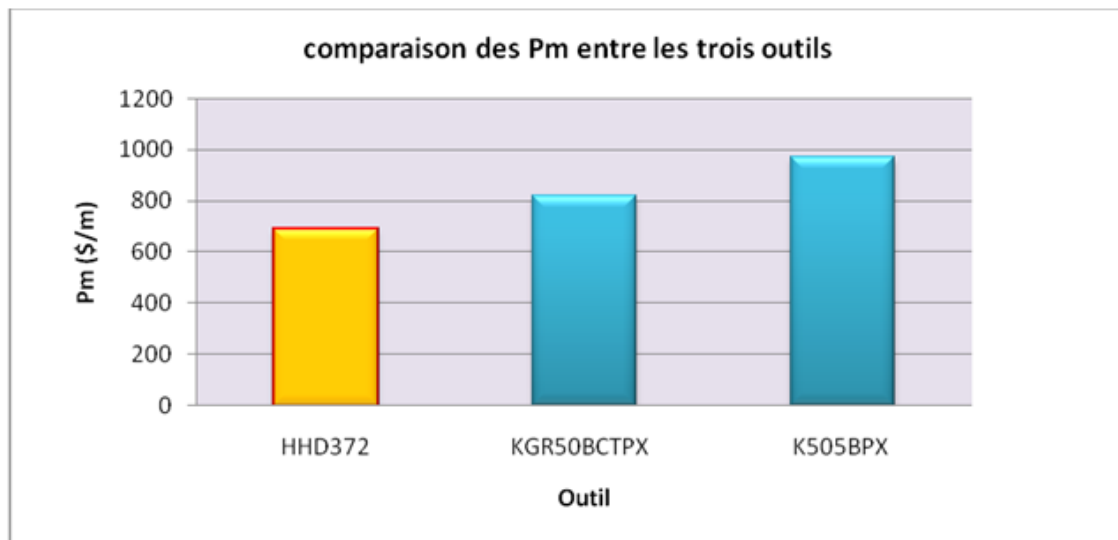


Figure V 8 : Comparaison de la rentabilité entre les trois outils utilise :

D'après les deux graphes précédents, on constate que **Outil HHD372** est plus performant de point de vue avancement (**ROP = 2,57**), ce qui engendre une réduction du prix du métrage foré (**P_m = 1348,54\$/m**) par rapport aux autres types d'outils Imprégnés.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Il est très difficile de choisir l'outil le mieux adapté pour forer une formation pour de nombreuses raisons :

- ✓ Les paramètres de forage peuvent varier grandement d'un puits à un autre.
- ✓ Un même type d'outils dans les mêmes conditions peut donner des vitesses d'avancement très différentes.
- ✓ La meilleure façon de procéder pour sélectionner l'outil le mieux adapté à une formation ou à une phase de forage est encore d'établir des corrélations entre les outils utilisés, les paramètres appliqués, l'usure des outils et les caractéristiques des roches à forer.

Les résultats pratiques nous montrent que :

- ✓ Les outils imprégnés associés à un PDM (Motor de fond utilisée dans le forage horizontal) sont les plus rentables dans le cambrien Ra et les PDC associés à un PDM sont les plus rentables dans le cambrien R₂ du point de vue ROP et le prix de mètre foré.
- ✓ L'outil imprégné de la compagnie HUGHES est le plus rentable dans le cambrien Ra
- ✓ L'outil PDC de la compagnie SDBS est le plus rentable dans le cambrien R₂

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] Cours de forage - Paramètres et contrôle du forage -
A .CHOQUIN Publication IFP Edition Octobre 1975
- [2] Cours de Forage –Section Ingénieur d'état-
Dr ABDERRAMANE MELLAK Année 2006/2007
- [3] Document <<SONATRACH>> -Fiche de puits OMKz751-
- [4] Document <<SONATRACH>> -Géologie de Hassi Messaoud HMD-
- [5] Document <<SONATRACH>> -Module M1 Formation JDF
A.SLIMANI
- [6] Document <<SONATRACH>>-Procédures de forage horizontal- SH/DF Janvier 2003
- [7] Forage dirigé –Ingénierie et méthodes-
J.P SZEZUKA Edition 3.3 Juin 2005
- [8] Formulaire du foreur Editions TECHNIP 1974,1989
- [9] Les outils de forage SONATRACH Division de Forage DF
F.GRONDIN Edition Janvier 2004
- [10] Les outils de forage ENSPM Formation Industrie
Forage –Production -Gisement Edition 1999
- [11] Programmation et réalisation d'un puits horizontal
Horizontal Drilling Training Manual ANADRILL 1991
- [12] Techniques d'exploitation pétrolière -Le Forage -
- [13] J.P GUYEN Editions TECHNIP 1993